



Správa
o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny

júl 2015

Obsah

1. Úvod	3
2. Zhodnotenie roku 2014.....	4
3. Predpokladaný vývoj zásobovania elektrinou na nasledujúcich 5 rokov (2016 až 2020)	12
2.1 Spotreba elektriny	12
2.2 Výroba elektriny.....	13
2.3 Podporné služby	15
4. Perspektívy zabezpečenia dodávok elektriny na obdobie 5 až 15 rokov	18
5. Rozvojové zámery prevádzkovateľa prenosovej sústavy.....	24
4.1 Vnútroštátne investičné zámery PPS.....	24
4.2 Cezhraničné investičné zámery PPS.....	25
6. Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky ES SR, opatrenia na riešenie preťažení	27
5.1 Príprava prevádzky ES SR.....	28
5.2 Vypracovanie Plánu obrany a obnovy ES SR.....	28
5.3 Problematika vysokých neplánovaných tokov v PS SR.....	29
5.4 Nápravné opatrenia realizované v ES SR v zmysle pravidiel ENTSO-E.....	30
7. Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR.....	32
8. Kvalita a úroveň údržby prenosovej sústavy	34
7.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu	34
7.2 Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny v PS	35
9. Úloha orgánov štátnej správy	36
10. Záver	37

1. 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.

2. Zhodnotenie roku 2014

Trend medziročného poklesu spotreby elektriny v Slovenskej republike (ďalej len „SR“) pokračoval aj v roku 2014. Hodnota 28 355 GWh predstavuje oproti spotrebe v roku 2013 (28 681 GWh) pokles o 326 GWh (-1,13 %).

Výroba elektriny v roku 2014 v porovnaní s rokom 2013 poklesla výraznejšie. Medziročný pokles predstavuje hodnotu 1 336 GWh (-4,67 %). Deficit v pokrývaní spotreby bol zabezpečený zvýšeným importom elektriny predovšetkým zo smeru Česká republika a Poľsko.

Priemerné zaťaženie s výnimkou krízového roku 2009 dosiahlo najnižšiu hodnotu (3 237 MW) v celom sledovanom období rokov 2005 až 2014.

Maximum zaťaženia sústavy bolo zaznamenané 27. novembra o 17:00 vo výške 4 120 MW, čo je o 55 MW menej ako v roku 2013. Minimum zaťaženia (17. augusta o 6:00) dosiahlo hodnotu 2 137 MW.

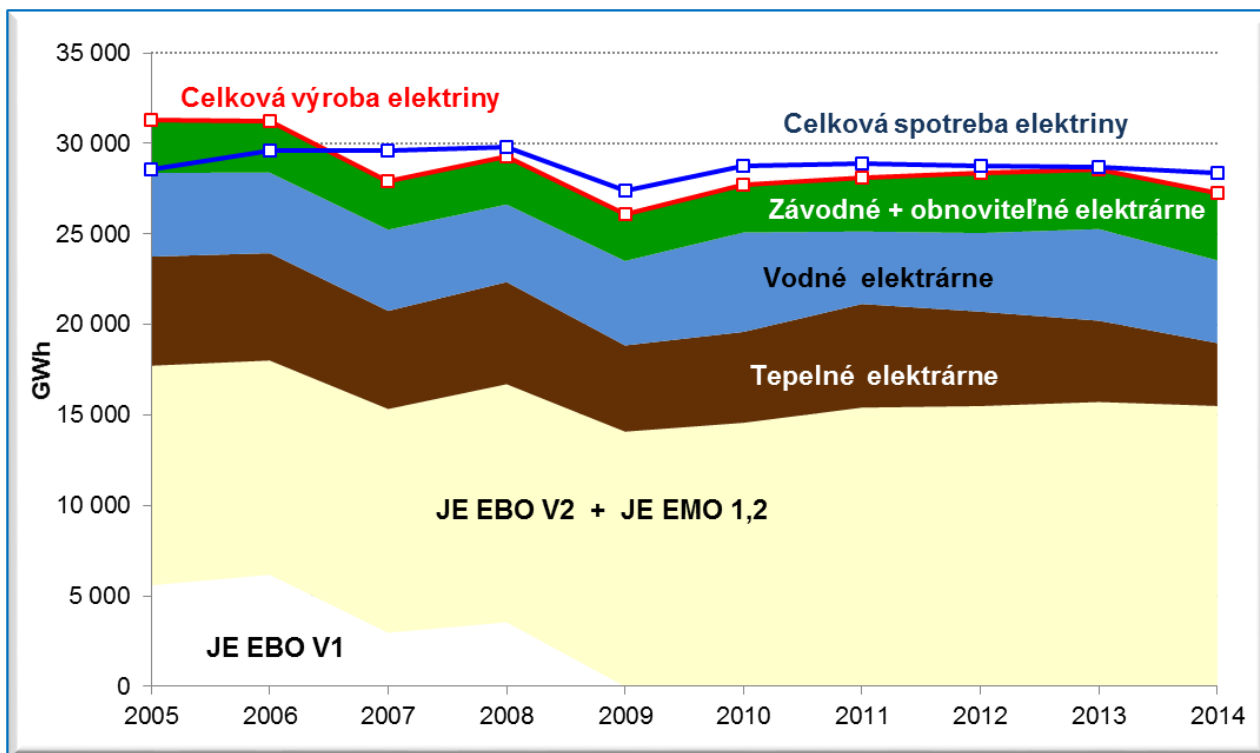
Vývoj zásobovania SR elektrinou v rokoch 2005 až 2014 je v nasledovnej tabuľke:

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	4 175
2014	27 254	28 355	-1 101	3 237	4 120

* Kladná/záporná hodnota salda znamená export/import.

Tab. č. 1.1 Výroba, spotreba a zaťaženie ES SR v rokoch 2005 až 2014

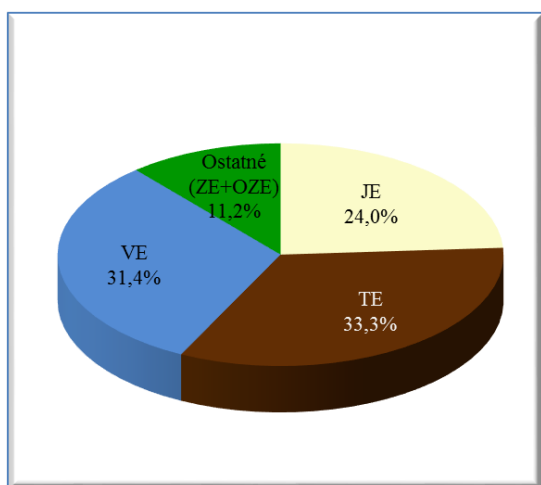
V porovnaní s poslednými tromi rokmi stúpol dovoz elektriny (4 % z celkovej ročnej spotreby elektriny). Je nanajvýš pravdepodobné, že sa na tejto skutočnosti podpísali ekonomické súvislosti, a to hlavne nesúlad medzi cenou elektriny a cenou primárnych zdrojov na jej výrobu, resp. výškou prevádzkových nákladov na strane zdrojov na výrobu elektriny. Vysoký podiel dotovanej elektriny vyrobenej obnoviteľnými zdrojmi znížil jej cenu na trhu. Výsledkom toho bolo odstavenie elektrární spaľujúcich zemný plyn a ostatné fosílné palivá na území SR. Dotknutí účastníci trhu na Slovensku tak pravdepodobne vo zvýšenej miere využili možnosť nákupu elektriny v zahraničí za výhodnejšie ceny.



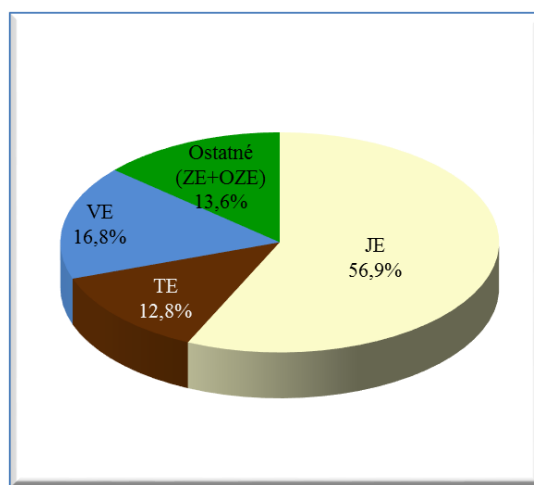
Obr. č. 1.1 Bilancia celkovej výroby a spotreby elektriny SR za roky 2005 - 2014

Z vyššie uvedeného Obr. č. 1.1 je zrejmé, že na pokrytí spotreby elektriny na Slovensku sa najvyššou mierou podieľali bloky jadrových elektrární. Percentuálny podiel, na rozdiel od absolútnej hodnoty, ktorá klesla z 15 720 GWh (r. 2013) na 15 499 GWh (r. 2014), stúpol z 55 % na 56,9 %. Pokles vyrobenej elektriny v roku 2014 v porovnaní s rokom 2013, v absolútnych hodnotách bol zaznamenaný aj pri tepelných elektrárňach z 4 496 GWh na 3 479 GWh, rovnako aj pri vodných z 5 062 GWh na 4 572 GWh.

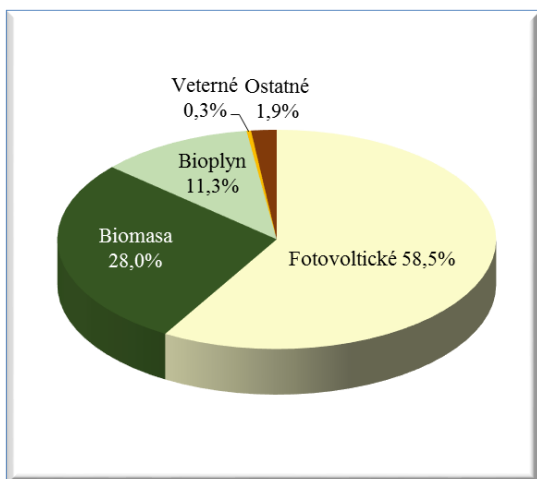
K zaujímavej situácii došlo v kategórii závodné elektrárne a obnoviteľné zdroje elektriny (ďalej len „OZE“), kde pri produkcii slnečných elektrární bol zaznamenaný pokles z 588 GWh (r. 2013) na 476 GWh (r. 2014), ale stúpol podiel vyrobenej elektriny na báze biomasy a bioplynu.



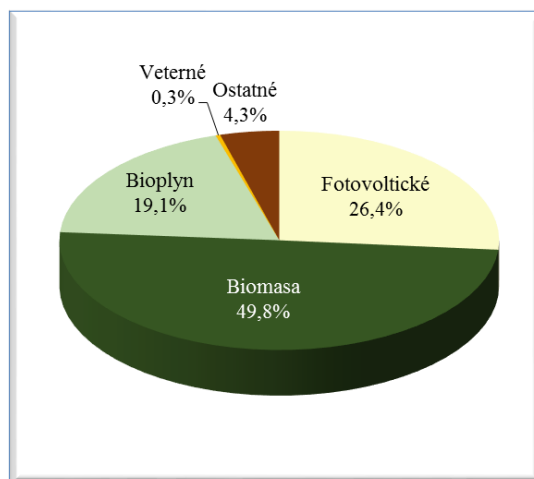
Obr. č. 1.2 Štruktúra inštalovaného výkonu SR



Obr. č. 1.3 Štruktúra výroby elektriny SR



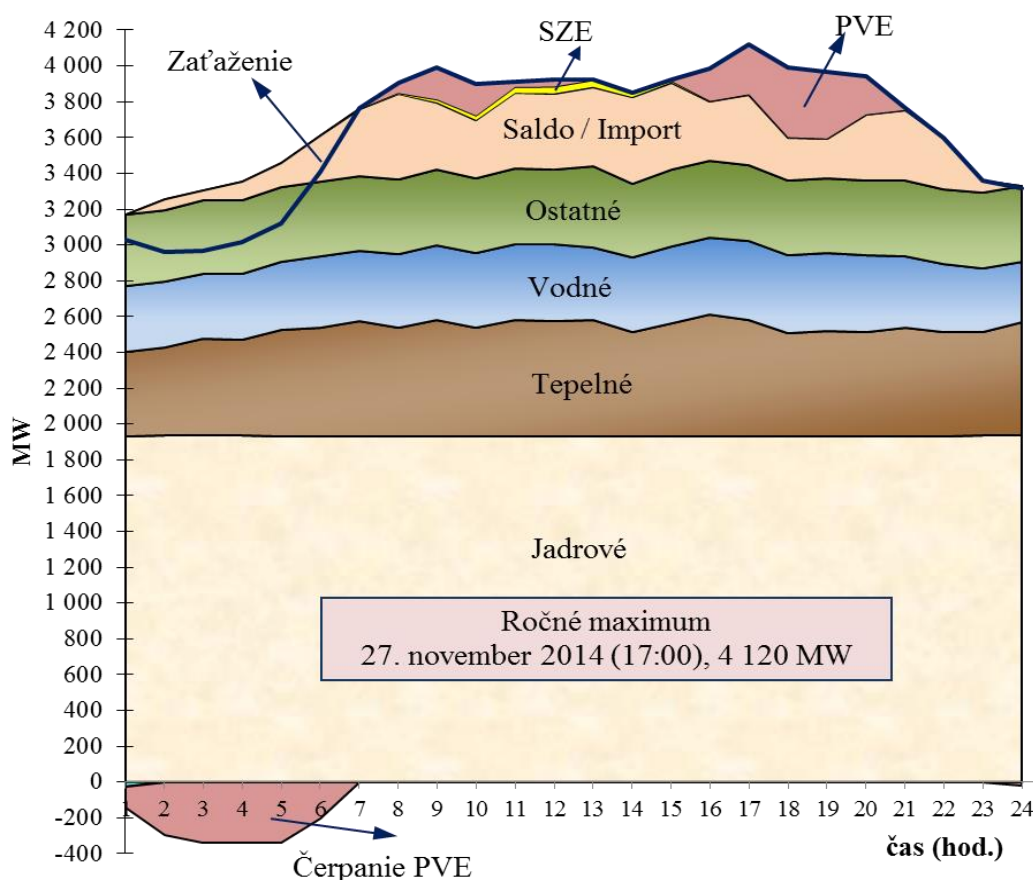
Obr. č. 1.4 Štruktúra inštalovaného výkonu OZE v SR



Obr. č. 1.5 Štruktúra výroby elektriny z OZE v SR

Absolútna hodnota inštalovaného výkonu sa zmenila minimálne, stúpala z 8 074 MW v roku 2013 na hodnotu 8 076 MW v roku 2014. Pokles inštalovaného výkonu v sektore tepelných elektrární (celkovo o 109 MW) bol nahradený viacerými jednotkami OZE, predovšetkým v elektrárnach spaľujúcich biomasu a bioplyn s inštalovanými výkonmi rádovo v jednotkách MW.

Pokryvanie zaťaženia elektrizačnej sústavy (ďalej len „ES“) Slovenskej republiky zdrojmi elektriny v deň maximálneho zaťaženia je dokumentované na nasledujúcom obrázku (Poznámka: SZE znamená slnečné zdroje elektriny):



Obr. č. 1.6 Priebeh zaťaženia a jeho pokryvanie v dni maxima roku 2014

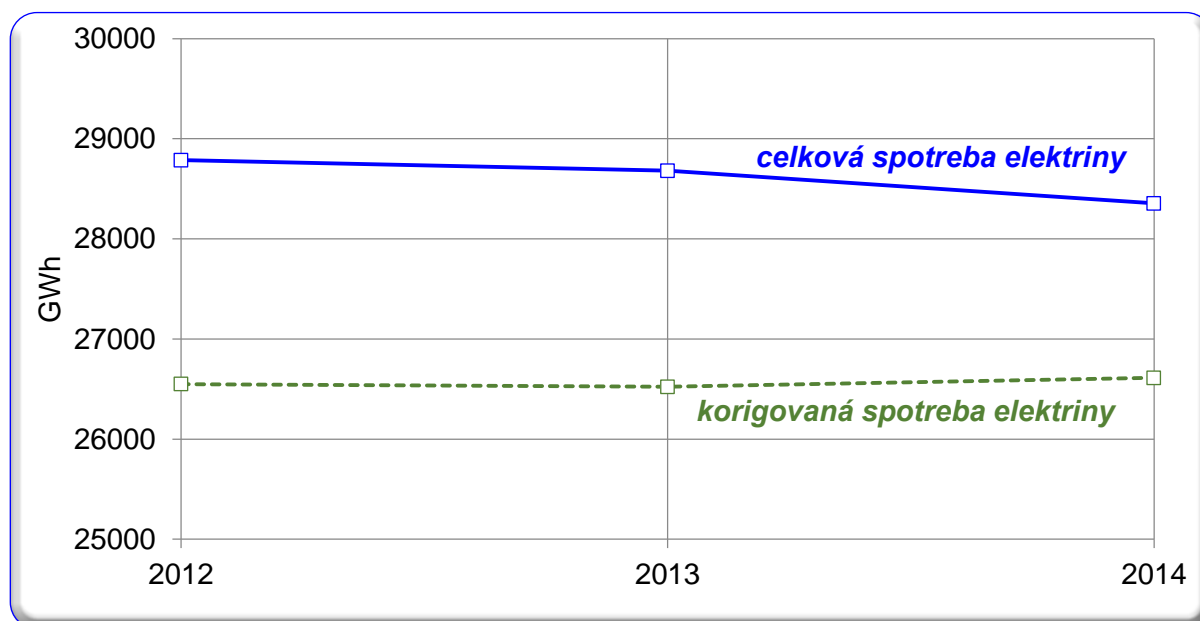
Na výšku spotreby elektriny vplýva viacero faktorov, ktoré neodzrkadľujú výkonnosť ekonomiky krajiny alebo demografický rozvoj obyvateľstva (napr. priemerná ročná teplota, vlastná spotreba, atď.). Pre porovnanie spotreby elektriny v sledovanom období (2005-2014) sa používa rovnaká metodika, podľa ktorej celková spotreba elektriny v rokoch 2012-2014 mierne klesala.

Celková spotreba je však čiastočne ovplyvnená aj vývojom vlastnej spotreby pri výrobe elektriny, celkovým počtom dní v roku (rok 2012 bol prestupný), počtom pracovných dní a sviatkov, ale hlavne vonkajšou teplotou v priebehu roka, ktorá, ako sa ukázalo v posledných troch rokoch, má významný vplyv na spotrebu. Po odčítaní vplyvu vlastnej spotreby elektrární, elektriny potrebnej na čerpanie v prečerpávacích vodných elektrárnach, vplyvu nerovnakého počtu dní a najmä vplyvu vonkajšej teploty sme dostali kategóriu tzv. korigovanej spotreby v jednotlivých rokoch.

	Celková (brutto) spotreba [GWh]	Korigovaná spotreba* [GWh]
2012	28 786	26 550
2013	28 681	26 523
2014	28 355	26 611

* Korigovaná spotreba je celková spotreba znížená o vlastnú spotrebu elektrární, o spotrebu elektriny na čerpanie v PVE, o vplyv nerovnakého počtu dní a najmä o vplyv vonkajšej teploty. Táto kategória zahŕňa všetku užitočnú spotrebu elektriny a straty v sieťach.

Tab. č. 1.2 Celková a korigovaná spotreba elektriny v rokoch 2012 až 2014



Obr. č. 1.7 Celková a korigovaná spotreba elektriny v rokoch 2012 až 2014

Podrobnejšia analýza ukazuje, že spotreba v ekonomicky aktívnych sektoroch a aj v domácnostiach v rokoch 2012-2014 neklesala, ale stagnovala.

Treba však pripomenúť, že v priebehu posledných rokov sa zvyšuje podiel odberateľov, už aj v kategórii domácností, ktorí si časť svojej spotreby pokrývajú vlastnou výrobou, pričom tieto výnimky nie je v súčasnosti možné merať a zaznamenávať. Preto skutočná celková spotreba bude vyššia ako tá, ktorá je štatisticky vykazovaná.

Prenosová sústava (ďalej len „PS“) SR bola aj v roku 2014 zaťažovaná zvýšeným cezhraničným prenosom elektriny, následkom čoho boli zvýšené nároky prevádzkovateľa PS SR na zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky PS SR, zvýšenie strát v PS SR, a ohrozenie prevádzky a plnenia základných funkcií Market Couplingu CZ-SK-HU-RO, ktorý integruje denné trhy s elektrinou Česka, Slovenska, Maďarska a Rumunska.

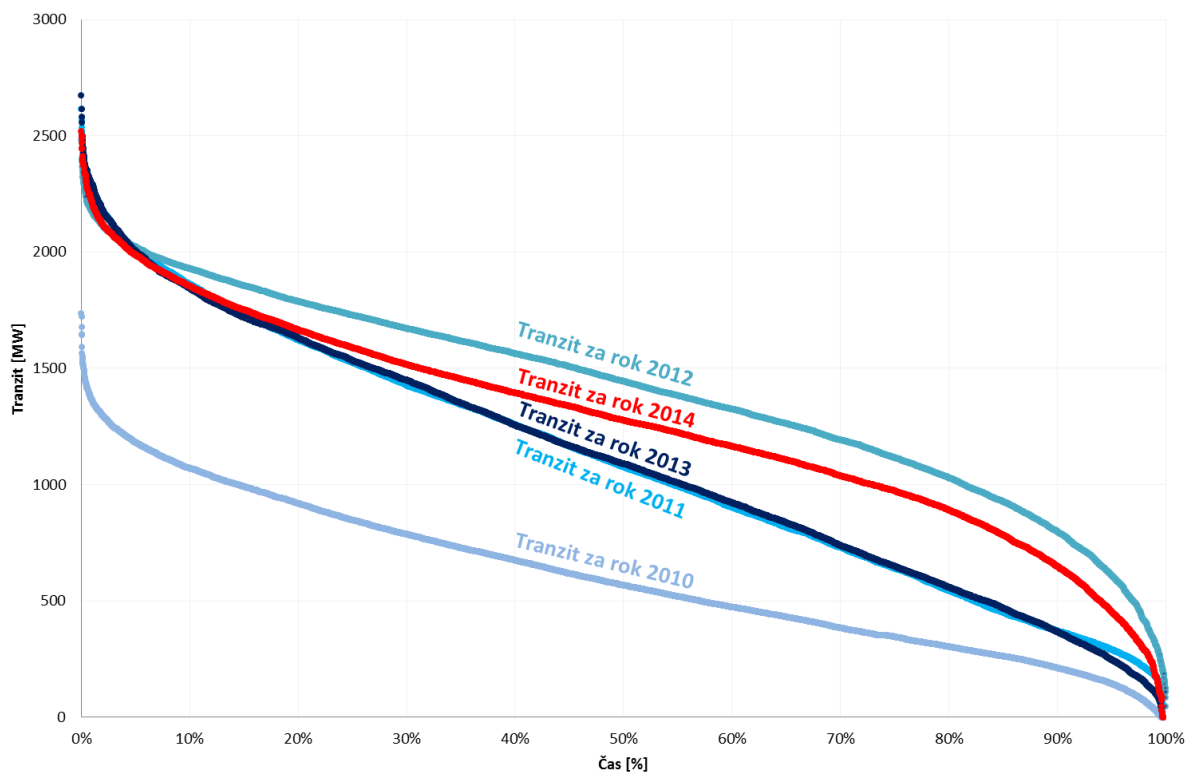
Príčinou vzniku týchto zvýšených tokov bolo predovšetkým prevádzkovanie veľkého množstva OZE s vysokým celkovým inštalovaným výkonom na severozápade Európy, vysoký import elektriny krajín v juhovýchodnej časti Európy, konfigurácia obchodných zón na trhu s elektrinou v rámci Európy, vysoký export elektriny z krajín susediacich so SR a topológia jednotlivých prenosových sústav Európy. Pre zaistenie prevádzkovej bezpečnosti a spoľahlivosti ES SR pri zvýšených cezhraničných prenosoch elektriny a ich dopadoch na ES SR je jedným z krajných a veľmi rizikových dispečerských opatrení rekonfigurácia PS SR. Ide o zmenu topológie PS SR s cieľom navrátiť sústavu do stavu bezpečnej a spoľahlivej prevádzky, resp. odstrániť preťaženia prvkov PS SR.

Postavenie PS SR ako tranzitnej sústavy dokumentujú aj nasledujúce údaje. Veľkosť nameraných tokov importu bola v roku 2014 vo výške 12 985 GWh, pričom najvyššia hodnota importu za rok bola nameraná v roku 2007 v hodnote 13 580 GWh. Veľkosť nameraného objemu exportných tokov v roku 2014 bola 11 862 GWh. V ďalšom vyhodnotení je tranzitným tokom nižšia z hodnôt celkového objemu importných/exportných tokov elektriny do/z PS SR. Okamžité maximálne toky dosiahli v roku 2014 hodnotu 2 590 MW, čo predstavuje 121,2 % minimálneho zaťaženia, resp. 62,8 % maximálneho zaťaženia ES SR.

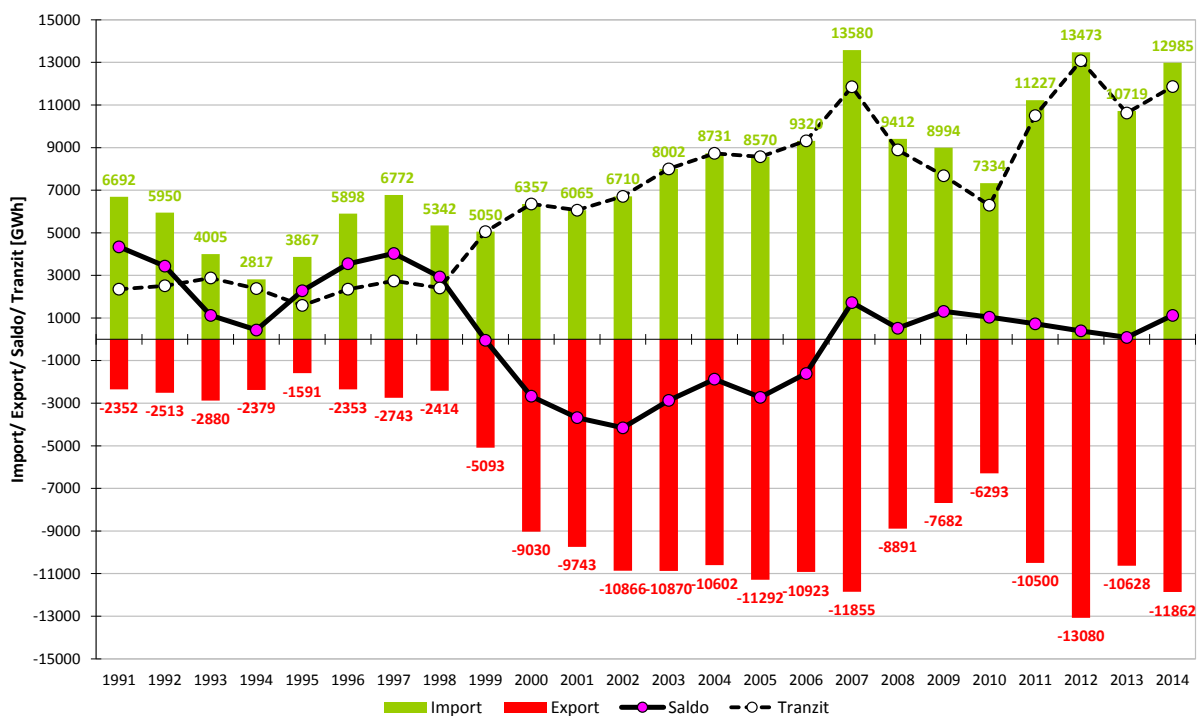
Na Obr. č. 1.8 sú znázornené krivky trvania tranzitných tokov v PS SR v priebehu posledných piatich rokov (v percentuálnom vyjadrení časového fondu roku). Z grafu je zrejmé, že v roku 2014 zaťaženie sústavy vplyvom cezhraničných prenosov elektriny výrazne vzrástlo oproti roku 2013, no nedosiahlo úroveň v roku 2012. Problematike neplánovaných tokov z hľadiska opatrení pre zabezpečenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky PS SR sa venuje kapitola č. 5 Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky elektrizačnej sústavy.

Rok	2010	2011	2012	2013	2014
Priemer	609,7	1 102,9	1 400,5	1 104,8	1 268,6
Maximum	1 738,0	2 616,9	2 481,9	2 674,0	2 519,5

Tab. č. 1.3 Priemerné a maximálne hodnoty tranzitných tokov cez PS SR za roky 2010 – 2014 [MW]

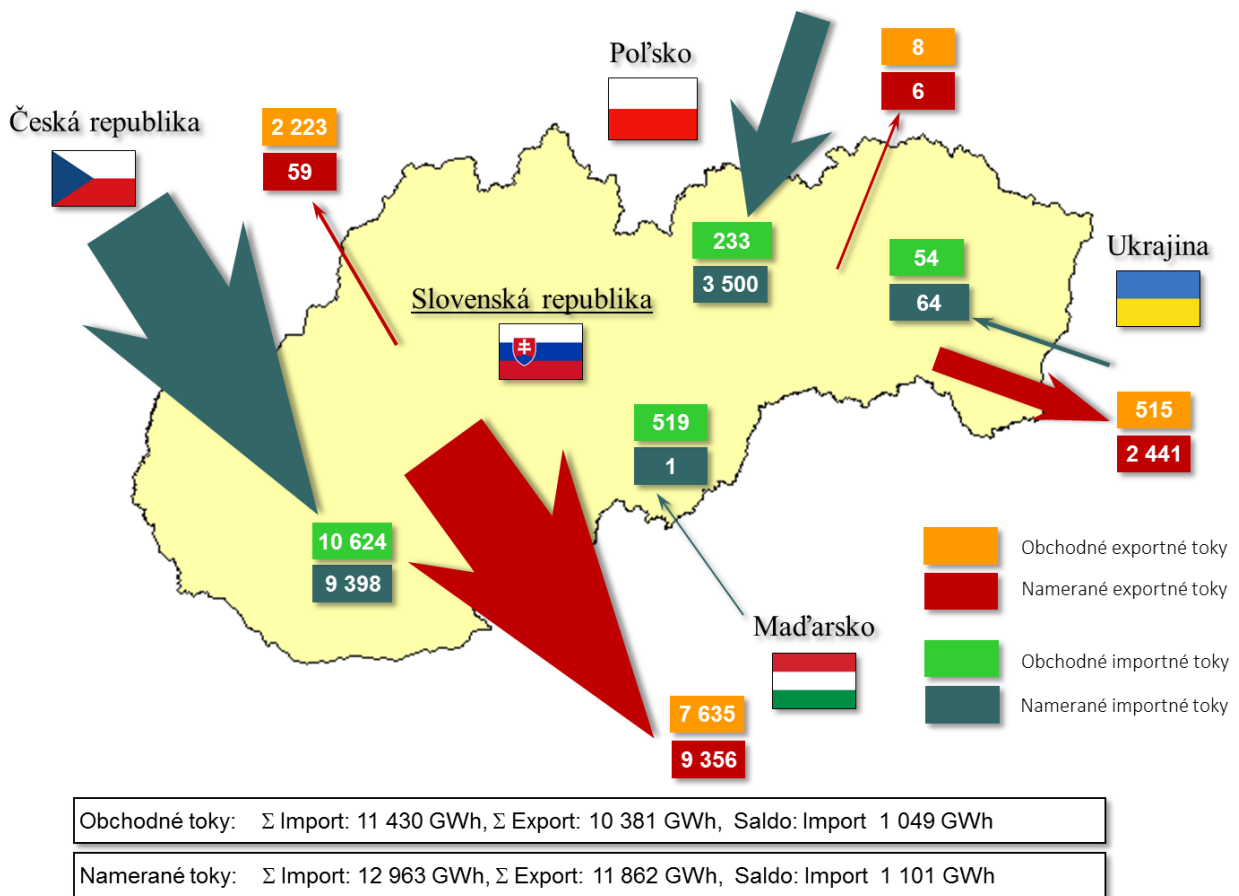


Obr. č. 1.8 Krivky trvania tranzitných tokov v PS SR za roky 2010 – 2014



Obr. č. 1.9 Ročné objemy fyzických importných tokov elektriny na cezhraničných profiloch PS SR za roky 1991 - 2014

Štruktúra exportných a importných fyzikálnych a obchodných tokov je znázornená v nasledovnej schéme:



Obr. č. 1.10 Bilancia cezhraničných výmen ES SR v roku 2014

Pre zabezpečenie spoľahlivej a bezpečnej prevádzky ES SR z hľadiska pokrytia diagramu zaťaženia v hodinách špičkového dopytu, resp. v prípade výpadkov zdrojov využíva elektroenergetický dispečing prevádzkovateľa prenosovej sústavy predovšetkým podporné služby (ďalej len „PpS“). V roku 2014 sa nepodarilo v každom časovom okamihu naplniť požadované objemy PpS. Z analýzy pokrývania diagramu zaťaženia v hodinách týždenných maxim počas roka evidujeme v priemere predovšetkým nedostatok sekundárnej regulácie výkonu (ďalej len „SRV“) vo výške 16 %. Ďalej bol nedostatok aj pri pokrývaní požadovaného rozsahu primárnej regulácie výkonu (ďalej len „PRV“) vo výške 4,2 % (vrátane garantovaného výkonu PRV zo zahraničia). Taktiež sa objavovali aj nedostatky pri pokrývaní kladnej a zápornej 30 minútovej terciárnej regulácie výkonu (ďalej len „TRV“) vo výške 17 % a 14 %. V roku 2014 však nedošlo v ES SR k stavu, že by tento deficit ohrozil bezpečnosť a spoľahlivosť jej prevádzky a dokonca ani nebolo potrebné aktivovať negarantovanú regulačnú elektrinu. V prípade výskytu takých udalostí by však museli byť nedostatkové druhy PpS pokryté práve touto negarantovanou regulačnou elektrinou, či už z regulačnej oblasti SR alebo zo zahraničia.

Jednou z povinností prevádzkovateľa prenosovej sústavy (ďalej len „PPS“) je zabezpečenie dlhodobu spoľahlivého, bezpečného a účinného prevádzkovania sústavy za hospodárnych podmienok pri dodržaní podmienok ochrany životného prostredia. Rozvoj PS s rešpektovaním všetkých povinností PPS prebieha v SEPS kontinuálne. V roku 2014 boli ukončené nasledovné investičné projekty:

- rekonštrukcia R400 kV v spínacej stanici Veľký Ďur, ktorá úzko súvisí s pripojením nových blokov č. 3 a č. 4 jadrovej elektrárne Mochovce do PS SR (rozšírenie o dve nové polia pre zaústenie nového 2x400 kV vedenia spínacia stanica (ďalej len „SSt“) Gabčíkovo - Veľký Ďur) a s prechodom spínacej stanice Veľký Ďur na diaľkové riadenie,
- diaľkové riadenie R400 kV elektrickej stanice (ďalej len „ESt“) Levice vrátane výmeny dvoch 250 MVA transformátorov 400/110 kV T401 a T403 za transformátory s menovitým výkonom 350 MVA,
- v rámci investičného projektu „Diaľkové riadenie a doplnenie T402 v ESt Stupava“ bol zrealizovaný prechod R400 kV ESt Stupava na režim diaľkového riadenia a odovzdaný nový 350 MVA transformátor T402 400/110 kV do prevádzky spolu s kompenzačnými tlmivkami 2x45 MVAr,
- v súvislosti s prechodom ESt Voľa z napät'ovej hladiny 220 kV na 400 kV bola realizovaná výstavba dvojitého 400 kV vedenia medzi križovatkou vedení V409 a V071/072 a novej R400 kV v ESt Voľa a zároveň bol koncom júla 2014 zrealizovaný samotný prechod ESt 220/110 kV Voľa na napät'ovú hladinu 400 kV prostredníctvom dvoch 350 MVA transformátorov 400/110 kV T401 a T402 a spomínaného zaslučkovania vedenia V409 Lemešany – Veľké Kapušany.

V roku 2014 sa začalo s realizáciou investičného projektu „Diaľkové riadenie ESt Rimavská Sobota a výmena transformátora T402“. Výsledkom bude výmena existujúceho transformátora T402, 400/110 kV, 250 MVA za transformátor nový s rovnakým menovitým výkonom, inštalácia kompenzačných tlmiviek 2x45 MVAr a prechod R400 kV ESt Rimavská Sobota z režimu miestneho ovládania na režim diaľkového riadenia. So samotnou realizáciou sa začalo začiatkom roka 2014, jej ukončenie sa predpokladá v roku 2015.

3. Predpokladaný vývoj zásobovania elektrinou na nasledujúcich 5 rokov (2016 až 2020)

Budúci vývoj v zásobovaní elektrinou budú podľa nášho odborného odhadu ovplyvňovať najmä nasledovné faktory a riziká:

- vývoj spotreby elektriny,
- 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,
- tlak na zvyšovanie podielu veterných elektrární (ďalej len „VTE“) a solárnych zdrojov elektriny (ďalej len „SZE“) na pokrývaní diagramu zaťaženia, ak cenové rozhodnutia tento trend podporia,
- vývoj stratégie energetickej politiky v Európskej únii (ďalej len „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.

2.1 Spotreba elektriny

Vzhľadom na doterajší vývoj spotreby elektriny (najmä od roku 2010) bola prognóza spotreby elektriny v SR v roku 2014 aktualizovaná. Uvádzané hodnoty budúceho vývoja spotreby elektriny vychádzajú zo štúdie „Analýza makroekonomického prostredia pre stanovenie prognózy spotreby elektriny v SR“.

Ako bolo už v predchádzajúcej kapitole uvedené, celková spotreba elektriny je čiastočne ovplyvnená viacerými faktormi (o. i. aj výkyvmi vlastnej spotreby pri výrobe elektriny). Pre potreby vývoja spotreby zavádzame kategóriu tzv. netto spotreby elektriny vrátane strát v sieťach, čo je celková 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 aj 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.

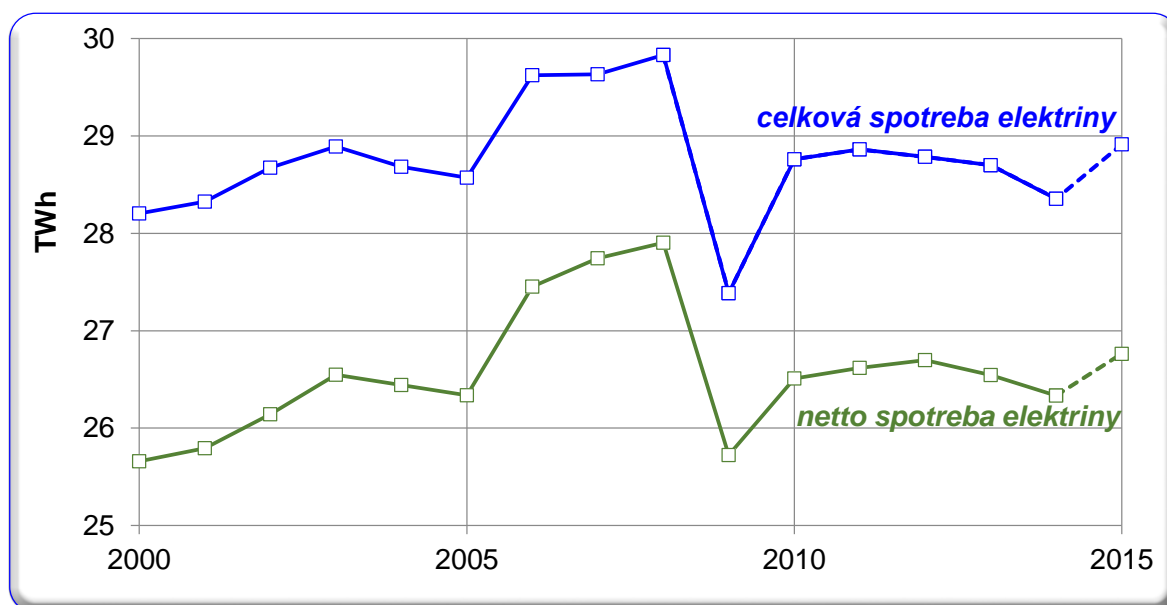
Za prvé 4 mesiace tohto roku vzrástla spotreba elektriny v porovnaní s rovnakým obdobím roku 2014 o 3,6 %. Na základe vývoja spotreby elektriny v prvých 4 mesiacoch, analýzy vplyvu teploty na spotrebu elektriny a predpokladoch pre nasledujúce mesiace dosiahne celková spotreba elektriny v roku 2015 pravdepodobne nárast 2 % oproti predchádzajúcemu roku.

Ukazuje sa, že celková spotreba elektriny v SR dosiahne úroveň roku 2008 (t. j. stav pred celosvetovou hospodárskou krízou) pravdepodobne až v roku 2018 (pozri Obr. č. 2.2). Do roku 2020 sa predpokladá o málo nižší nárast spotreby elektriny ako v predchádzajúcej Správe o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny a ako aj vo schválenej Energetickej

politike SR. Spotreba elektriny v SR dosiahne pravdepodobne v roku 2015 a v najbližších 5 rokoch nasledujúce hodnoty (netto a celkové):

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Referenčný scenár netto spotreby</i>	26,8	27,0	27,2	27,4	27,6	27,9
<i>Medziročný rast netto spotreby</i>	1,6 %	0,7 %	0,8 %	0,9 %	0,8 %	0,8 %
Referenčný scenár celkovej spotreby	28,9	29,1	29,5	29,9	30,3	30,6
Medziročný rast celkovej spotreby	2,0 %	0,6 %	1,4 %	1,2 %	1,3 %	1,1 %

Tab. č. 2.1 Prognóza vývoja spotreby elektriny na nasledujúcich 5 rokov (TWh)



Obr. č. 2.1 Celková a netto spotreba elektriny SR za roky 2000 – 2015

2.2 Výroba elektriny

Uvedením niekoľkých menších zdrojov elektriny do prevádzky v rokoch 2007 až 2012, zvýšením inštalovaného výkonu EBO V2, EMO 1, 2 a uvedením PPC Malženice do trvalej prevádzky v roku 2011 mala ES SR z hľadiska disponibility výkonu potenciálne proexportnú bilanciu. V roku 2014 však došlo k dlhodobému zakonzervovaniu PPC Malženice vzhľadom na nízke výkupné ceny silovej elektriny na energetických burzách v Európe. Od 1.1.2014 silovú elektrinu takmer nevyrába ani ďalší významný zdroj, PPC Bratislava. Obidva predchádzajúce zdroje majú veľmi dobré regulačné parametre a ich neprevádzkovaním je PS SR v súčasnosti výrazne znížená o značný potenciál ich regulačného rozsahu.

V roku 2013 bola vyradená z evidencie celkového inštalovaného výkonu ES SR elektrárňou EVO 2 s inštalovaným výkonom 4 x 110 MW, avšak táto elektrárňou bola z ekonomických dôvodov trvalo mimo prevádzky už od roku 2006. Z rovnakého dôvodu v elektrárni EVO 1 nie sú od roku 2014 prevádzkované bloky 1 a 2. Od marca 2015 boli uvedené bloky vyňaté z licencie SE.

Koncom roka 2015 bude z dôvodu emisných limitov ukončená prevádzka blokov č. 3 a 4 elektrárne Nováky.

V nasledujúcich rokoch sa predpokladá nárast inštalovaného výkonu dokončením JE Mochovce, blok č. 3 a 4 o cca 1000 MW. Produkciou týchto blokov nastane prebytková bilancia výroby elektriny v SR, ktorá bude limitovaná iba prenosovou schopnosťou vedení ES SR, pričom rozhodujúcim limitujúcim miestom bude medzištátny profil Slovensko - Maďarsko.

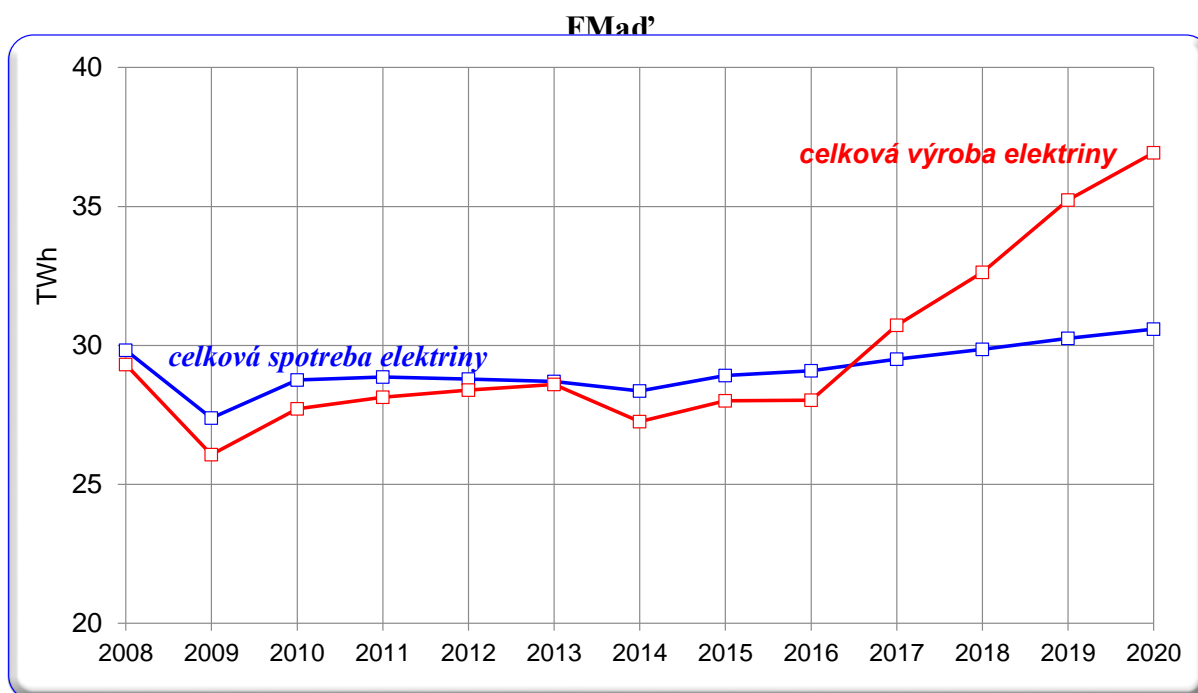
V súvislosti s vyššie uvedeným, bez výstavby nových 400 kV vedení medzi Slovenskom a Maďarskom a pri ďalšom náraste cezhraničných prenosov elektriny cez SR, môže dôjsť ku stavu, kedy by mohol byť sieťovo limitovaný export elektriny zo SR do zahraničia. Preto, v takom prípade, by bolo potrebné administratívnymi, regulačnými a prevádzkovými opatreniami primerane znížiť jeho výšku až do okamihu posilnenia SK-HU profilu.

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 Malženice a PPC Bratislava):

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Celková spotreba	28,9	29,1	29,5	29,9	30,3	30,6
Celková výroba	28,0	28,0	30,7	32,6	35,2	36,9
Bilančné saldo (výroba - spotreba)	-0,9	-1,1	1,2	2,8	5,0	6,3

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

Na základe údajov uvedených v Tab. č.2.2 je možné konštatovať, že po uvedení blokov 3 a 4 EMO do komerčnej prevádzky by sa charakter ES SR zmenil z mierne importného, resp. vyrovnaného, na exportný s vysokým podielom výroby a inštalovaného výkonu zdrojov na báze bezuhlíkovej technológie.



Obr. č. 2.2 Vývoj bilancie celkovej výroby a spotreby elektriny SR pre roky 2008 – 2020

Budúci vývoj výroby elektriny môže byť ovplyvnený rozhodnutím vlastníkov a prevádzkovateľov niektorých významných výrobných zdrojov o ukončení prevádzky z dôvodu zmeny trhových, ekonomických a environmentálnych podmienok.

2.3 Podporné služby

Po počiatočnom zlepšovaní naplnenia požadovaného objemu PpS, trvajúcim v období 2004 až 2008, došlo v rokoch 2009 až 2010 k stagnácii. V poslednom období (2011 až 2014) dochádzalo k problémom pri napĺňaní potrebných objemov PpS. Týkalo sa to najmä SRV, kde v kritickom období roka (mesiace apríl až september) bolo pokrytie tejto služby na úrovni 55-80 % oproti požadovanej hodnote. Dôvodov bolo viacero:

- odstavovanie elektrární na báze spaľovania zemného plynu z dôvodu nízkych výkupných cien silovej elektriny na energetických burzách v Európe a následnej nerentability výroby elektriny (napr. PPC Malženice, PPC Bratislava),
- odstávky teplární počas letného obdobia,
- prevádzka zariadení na nižšom výkone,
- neprevádzkovanie zdrojov elektriny z dôvodu poklesu výkupných cien silovej elektriny na burze pod ich prevádzkové náklady.

Naopak, od 1.1.2015 došlo k zlepšeniu v oblasti poskytovania PpS (predovšetkým SRV) zmenou rozhodnutia, ktoré sa týka zariadení prevádzkovaných vo všeobecnom hospodárskom záujme a taktiež zmenou Technických podmienok SEPS, ktorou sa zmenil spôsob využívania prevádzky virtuálneho bloku pre poskytovanie PpS.

Prevádzka VTE a SZE je spojená so zvýšenými nárokmi na PpS, ktoré je potrebné zabezpečiť zdrojmi s 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 (ďalej len „ZNO“) a terciárna regulácia zvýšenie odoberaného výkonu vybraného odberateľa elektriny (ďalej len „ZVO“).

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

Z tabuľky č. 2.3. je zrejmé, 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 nepoužitelnosti v dispečerskom riadení a súčasne sa zvýšil objem v PpS TRV30MIN+ (doba nábehu do 30minút).

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

Rok	PRV	SRV	TR V 3+	TRV 3-	TRV 10+	TRV 10-	TRV 15+	TR V 15-	TRV 30+	TRV 30-	ZNO	ZVO	TR V 120	TRV hod
2005	34	123,6	-	-	318,3	-			165,7	156,6	-	-	-	200
2006	32	120,4	-	-	323,6	158,6			165,9	136,7	-	-	-	177,6
2007	32	114,8	-	-	320	150			152,9	124,4	-	-	-	173,7
2008	33	109,9	-	-	310	150			159,9	119,9	-	-	-	130
2009	32	109,5	220	130	-	-			188,6	128,9	-	-	120	-
2010	30	120	220	130	-	-			249,9	130	-	-	80	-
2011	29	130	250	135	-	-			260	210	-	-	-	-
2012	28	134	255	135	220	100			150	130	70	20	-	-
2013	29	137	255	135	215	100			150	130	70	20	-	-
2014	29	139	255	135	215	100			120	130	69	10	-	-
2015	28	139	255	135	215	100	130	130	-	-	70	10	-	-

Tab. č. 2.3 Vážené priemery podporných služieb v rokoch 2005 - 2015 (MW)

Prínosom k zvýšeniu bezpečnosti prevádzky elektrizačnej sústavy a k zníženiu potreby aktivácie regulačného výkonu v SRV bolo spustenie projektu cezhraničnej výmeny regulačnej elektriny Grid Control Cooperation (GCC). V súčasnosti projekt GCC funguje medzi SEPS a prevádzkovateľmi prenosovej sústavy Česka (ČEPS, a.s.) a Maďarska (MAVIR, ZRt.).

Súčasné analýzy PPS a konkrétne situácie v dispečerskom riadení ES SR však poukazujú na potrebu ďalších zmien v oblasti PpS. Ide hlavne o potrebu nárastu objemov rýchlych TRV.

Mimoriadne prevádzkové stavy, vyvolané prípadnými extrémnymi hydrometeorologickými podmienkami, môžu ohroziť zabezpečenosť 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 parných elektrárňach a zníženie dodávaného výkonu mimo hranice regulačných možností). Ďalšími vplyvmi sú prípadné obmedzenia dodávok zemného plynu do SR, vysoké cezhraničné prenosy elektriny vplyvom vývoja v sektore elektroenergetiky v zahraničí a pod.

Menej priaznivá je situácia z hľadiska zabezpečenia systémových služieb. Z analýz dostatočnosti podporných služieb vyplýva, že v prípade neprevádzkovania PPC Malženice a PPC Bratislava bude situácia s ich zabezpečením naďalej napätá a to najmä pri zabezpečovaní SRV. Pri zabezpečovaní potrebného rozsahu tejto dôležitej služby bude v sústave reálne chýbať cca 30 až 40 % požadovaného výkonu (predovšetkým SRV a TRV), čo bude potrebné riešiť vhodnými opatreniami v dostatočnom predstihu. Ide o priemerné hodnoty deficitu regulačných rezerv, ktoré môžu byť v prípade neplánovaných výpadkov, údržby alebo odstávok zdrojov elektriny ešte vyššie a môžu dosahovať hodnoty, kedy prevádzkovateľ prenosovej sústavy nebude schopný dodržať pravidlá podľa prevádzkovej príručky RG-CE ENTSO-E – Policy 1. Podľa bodu B-S 4.5 môže PPS zadovážiť časť SRV zo susedných PS, podmienkou je však zabezpečenie minimálne 66 % požadovaného výkonu SRV vo vlastnej regulačnej oblasti, resp. 50 % požadovaného výkonu SRV a TRV súčasne, pričom musí byť alokovaná dostatočná prenosová kapacita medzi poskytovateľom a prijímateľom RE. Už pri súčasnom stave sa regulačná oblasť ES SR nachádza v stave, kedy sa deficity PpS pohybujú v blízkosti vyššie uvedených povolených rozsahov PpS zabezpečovaných z okolitých regulačných oblastí. Z pohľadu regulačnej oblasti ES SR ide o závažný stav, nakoľko pri potenciálnom pokrývaní PpS zo zahraničia je v zmysle príručky RG-CE ENTSO-E – Policy 1 potrebné mať na konkrétnych profiloch vopred alokované kapacity, čo pri nepredvídateľných kruhových tokoch nie je v reálnej prevádzke možné trvale zabezpečiť. V prípade úplného odstavenia tepelných blokov ENO, EVO a neprevádzkovania PPC Malženice a PPC Bratislava nebude možné zabezpečiť ani minimálne objemy nedostatkových PpS v súlade s odporúčaniami príručky RG-CE ENTSO-E – Policy 1. Možným riešením ako predísť tejto situácii je hľadať možnosti udržateľnosti výroby existujúcich zdrojov s požadovanými regulačnými schopnosťami (PPC Malženice, PPC Bratislava, ENO a EVO).

Je potrebné opakovane zdôrazniť, že predovšetkým VTE a SZE nielenže neposkytujú potrebné PpS pre bezpečnú prevádzku elektrizačnej sústavy, ale naopak, ak by ich výstavba v SR výrazne, prípadne neregulovane rástla, vyžiadalo by si to nároky na dodatočné objemy regulačných výkonov v ES SR.

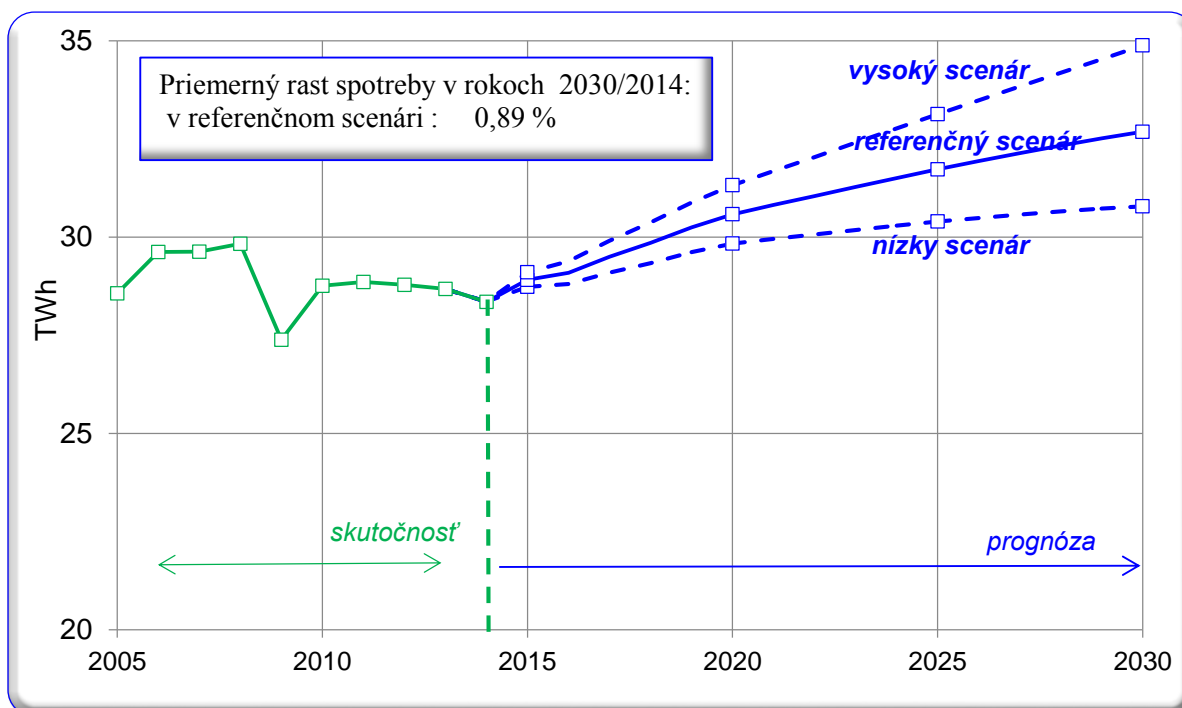
4. Perspektívy zabezpečenia dodávok elektriny na obdobie 5 až 15 rokov

Prognóza vývoja spotreby elektriny na území SR do roku 2030 je jedným zo vstupných predpokladov pri zabezpečení energetickej bezpečnosti SR v dlhodobom časovom horizonte a pri celkovom strategickom smerovaní budúceho vývoja elektroenergetiky SR.

Výhľad celkovej spotreby elektriny pre SR vychádza z predpokladaných prognóz rastu HDP a vývoja energetickej náročnosti, spracovanej v už spomínanej štúdii „Analýza makroekonomického prostredia pre stanovenie prognózy spotreby elektriny v SR“. Do roku 2030 sa predpokladá nižší nárast spotreby elektriny v porovnaní s predpokladom v Správe o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny 2014, a to najmä po roku 2020.

Scenár	Skutočnosť					Prognóza			
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
nízky						28,7	29,8	30,4	30,8
referenčný	28,76	28,86	28,79	28,68	28,36	28,9	30,6	31,7	32,7
vysoký						29,1	31,3	33,1	34,9

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



Obr. č. 3.1 Prognóza vývoja celkovej spotreby elektriny na Slovensku v rokoch 2015 až 2030 (výhodiskový rok 2014)

Pre porovnanie je podľa štatistického úradu Európskeho spoločenstva (Eurostat) predpokladaný priemerný medziročný rast spotreby elektriny v období 2014 až 2030 v krajinách EÚ na úrovni 0,5 %, pričom v krajinách východnej Európy cca 1,4 % a v krajinách najmä západnej Európy na úrovni 0,3 %.

V súčasnosti existuje relatívne veľký 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. Nástrojom v oblasti regulácie výstavby zdrojov elektriny na území SR je vydanie/nevydanie osvedčenia MH SR na výstavbu energetického zariadenia.

Nový jadrový zdroj (ďalej len „NJZ“) v lokalite Jaslovské Bohunice s celkovým inštalovaným výkonom 1 200 MW by bol vzhľadom na jeho vplyv na celú elektrizačnú sústavu a energetickú bezpečnosť SR najvýznamnejším perspektívnym projektom slovenskej energetiky v dlhodobom horizonte. Nakoľko v súčasnosti ešte nie je jasná stratégia dlhodobej prevádzky EBO V2, Energetická politika SR (2014) v jednom z variantov uvádza, že v prípade predĺženia prevádzky EBO V2 po roku 2028 je potrebné uvažovať aj s alternatívou súbežnej prevádzky EBO V2 a NJZ. Uvedený stav by však vyvolal dodatočné požiadavky v ES SR na prenos zvýšeného výkonu počas doby paralelnej prevádzky. 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 si vyžiada rozsiahle investície na strane PS SR. Pre zabezpečenie exportu elektriny do zahraničia by museli byť výrazne posilnené dotknuté časti PS SR v smere exportu elektriny. NJZ s inštalovaným výkonom 1200 MW by si na vymedzenom území SR vyžiadal 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. Táto podmienka by mohla byť splnená avizovanou výstavbou PVE Ipeľ, nakoľko táto elektrárňu bude poskytovať široké portfólio PpS. Vyššie uvedené požiadavky na pripojenie NJZ do PS a takisto aj dopady na budúcu prevádzku ES SR sú kvantifikované na základe štúdie vplyvu NJZ na ES SR so zohľadnením technických podmienok prevádzkovateľa PS, štandardov ENTSO-E a súčasného poznania budúceho rozvoja zdrojovej základne ES SR a ES okolitých krajín vrátane očakávaného vývoja spotreby. Vzhľadom k tomu, že ide o významný projekt s nezanedbateľným vplyvom na ES SR a okolité sústavy a vzhľadom k tomu, že do doby výstavby môže dôjsť k výrazným zmenám predpokladov použitých v štúdiu vplyvu NJZ na ES SR, bude nevyhnutné kvantifikáciu vyššie uvedených požiadaviek a vplyvov aktualizovať v ďalšom období prípravy tohto projektu.

Projekt prečerpávacej vodnej elektrárne Ipeľ (ďalej len „PVE Ipeľ“) s týždenným cyklom prečerpávania s inštalovaným výkonom 600 MW bol v minulosti už viackrát avizovaný. Tento zdroj elektriny predstavuje zároveň významný potenciál pri poskytovaní podporných služieb. V januári 2015 bolo tomuto zdroju, avšak s predpokladaným inštalovaným výkonom 560 MW, vydané zo strany MH SR osvedčenie o súlade investičného zámeru s dlhodobou koncepciou energetickej politiky. Realizácia projektu bude závisieť od vývoja medzinárodného trhu s elektrinou a rozhodnutí strategického investora, ktorý sa má na realizácii tohto projektu podieľať. Pripojenie PVE Ipeľ do PS SR si taktiež vyžiada rozsiahle investície na strane PS SR. Vybudovaním PVE Ipeľ by sa výrazným spôsobom zvýšila spoľahlivosť dodávok elektriny na území SR, nakoľko pôjde o flexibilný zdroj s vynikajúcimi regulačnými schopnosťami.

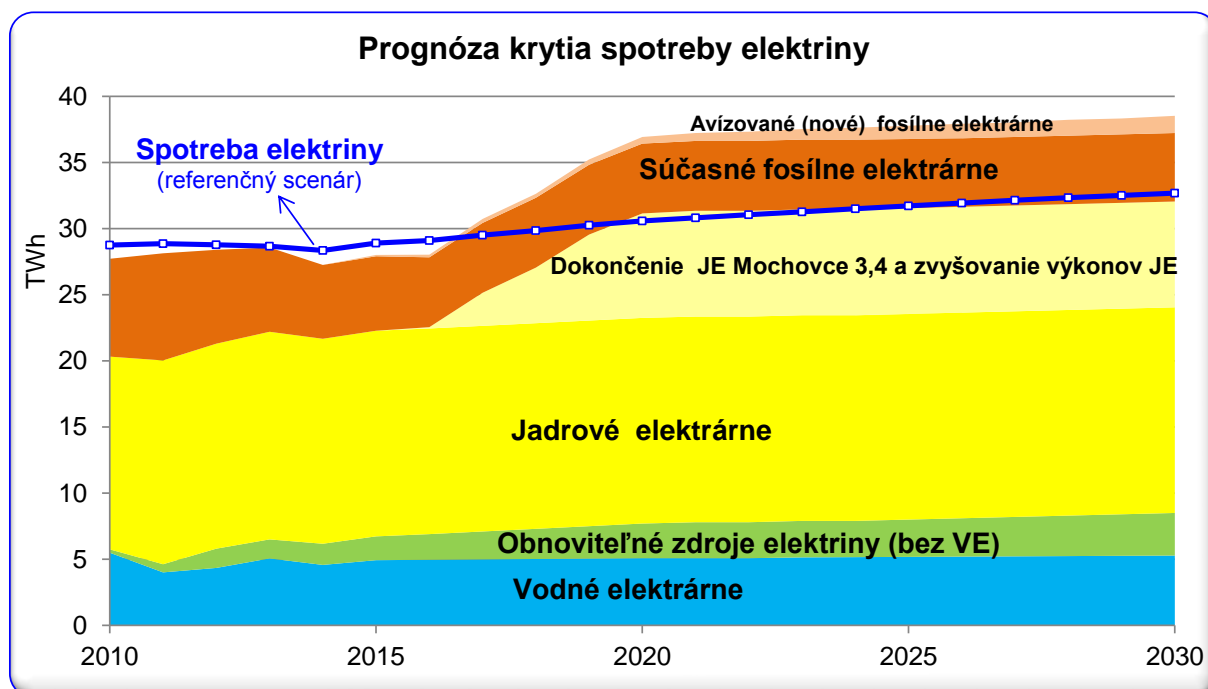
Pre porovnanie prognózy vývoja spotreby a výroby elektriny v SR je ďalej bilancovaná disponibilná výroba zo zdrojov v SR. Po uvedení EMO 3, 4 do prevádzky a v prípade výstavby OZE podľa Národného akčného plánu pre energiu z obnoviteľných zdrojov, disponibilná výroba elektriny by prevyšovala očakávanú 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 a od rozsahu vyradovania existujúcich zdrojov.

	2015	2020	2025	2030
Celková brutto spotreba (TWh)	28,9	30,6	31,7	32,7
Celková výroba (TWh)	28,0	36,9	37,8	38,5
Bilančné saldo (TWh)	-0,9	6,3	6,1	5,8
Bilančné saldo (%) *	-3,1%	20,8%	19,1%	17,9%

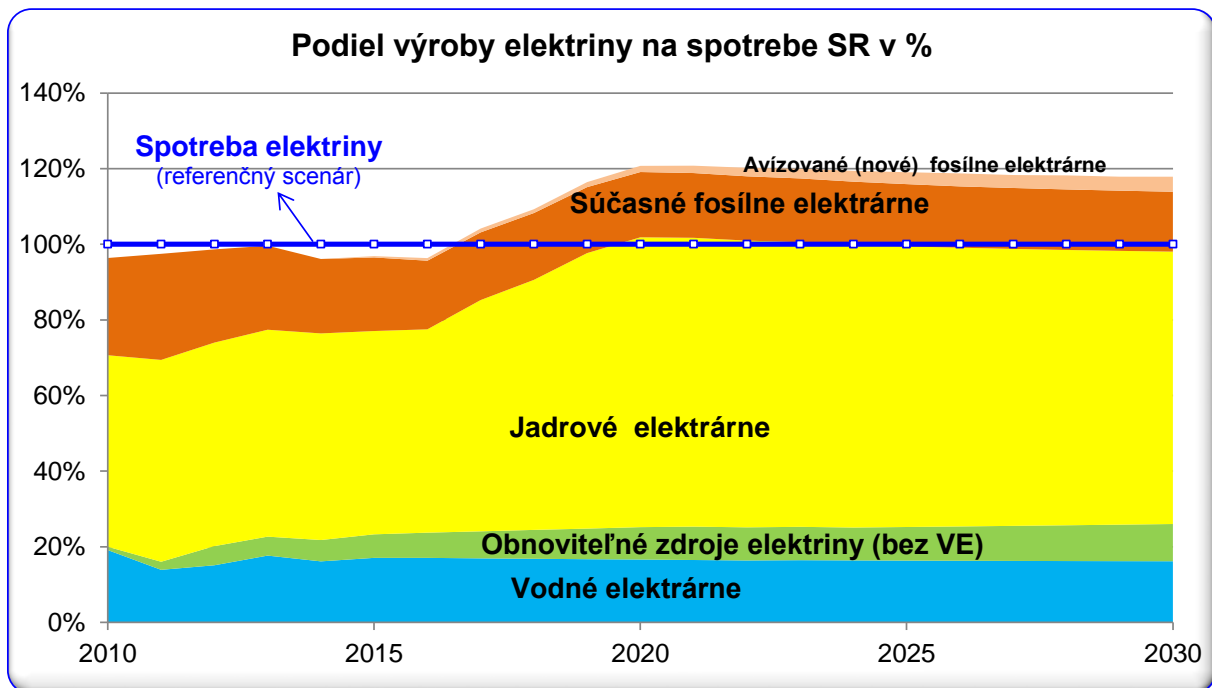
* Bilančné saldo je rozdiel medzi výrobou a brutto spotrebou

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

V celom sledovanom období nie je uvažované s výrobou v PPC Malženice a PPC Bratislava. Ich spoločná potenciálna výroba je viac ako 3 TWh. Pokiaľ budú tieto významné zdroje znovu uvedené do prevádzky, celková výroba SR vzrastie a s ňou úmerne aj bilančné saldo.



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



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

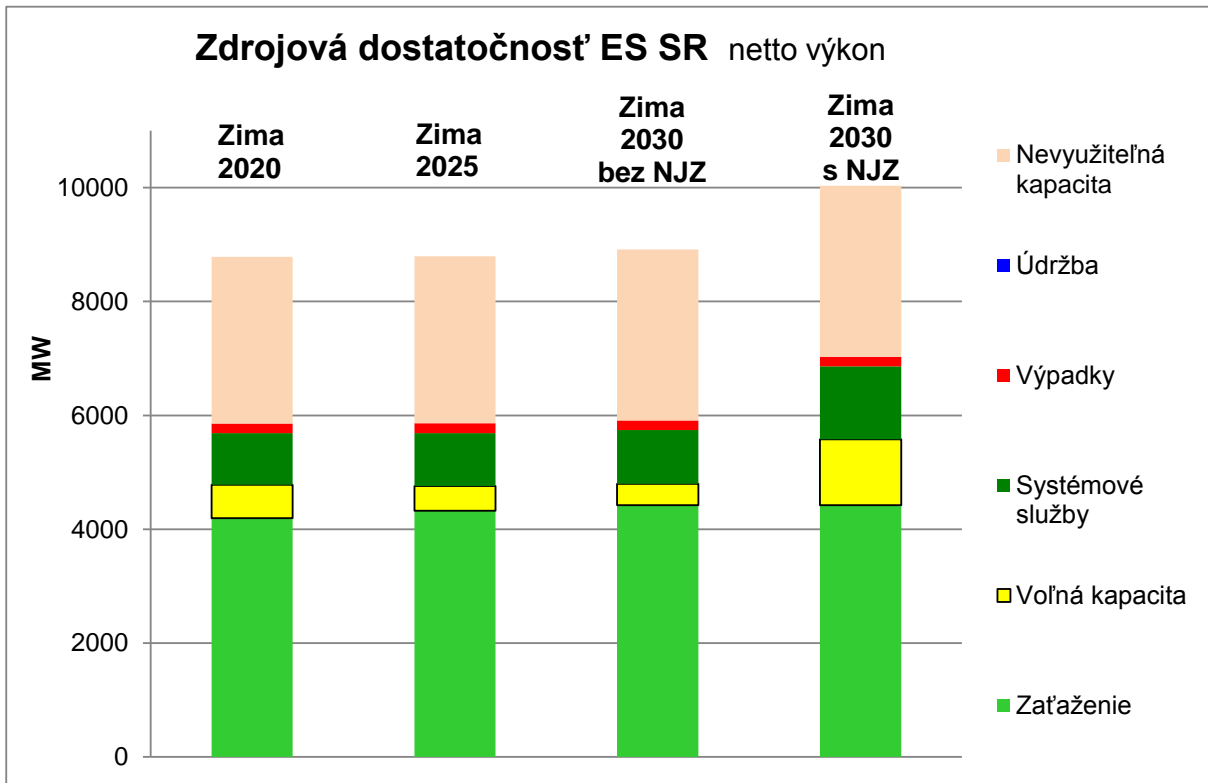
Z uvedeného vyplýva, že pre dosiahnutie vyrovnanej bilancie medzi spotrebou a výrobou elektriny pri referenčnom scenári odhadovanej spotreby a predpokladanej výstavbe OZE v SR nebude do roku 2030 potrebná na účel pokrývania spotreby elektriny na území SR výstavba žiadnych ďalších väčších zdrojov, okrem dokončenia už rozostavaných.

SR má už v súčasnosti podiel bezuhlíkovej výroby elektriny na úrovni 77 % celkovej spotreby elektriny. Podiel bezuhlíkových technológií 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 v roku 2020 cca 100 %.

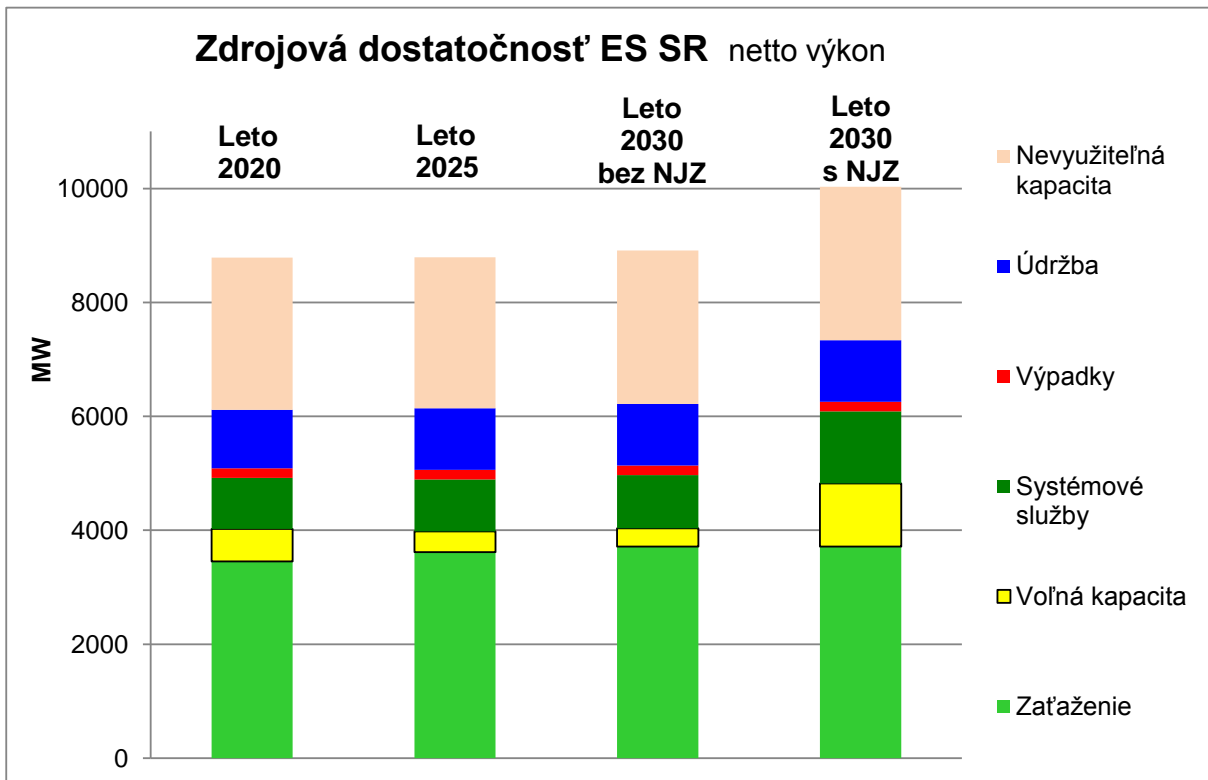
Dôležitým aspektom pri rozvoji zdrojovej základne je zabezpečenie zdrojovej dostatočnosti, tzn. zabezpečenie takého mixu zdrojov, ktorý by bol vzhľadom na obdobie potrebné na výstavbu nových zdrojov optimálny pre spoľahlivé a bezpečné prevádzkovanie sústavy v dlhodobom horizonte. Technický a ekonomický 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 riešení krízových stavov.

Pre kvantifikáciu tejto problematiky bola spracovaná analýza zdrojovej dostatočnosti v zmysle metodiky hodnotenia zdrojovej dostatočnosti ENTSO-E. Základnou položkou je čistý inštalovaný výkon (Net Generating Capacity - NGC), ktorý je podľa stavu zdrojovej základne možné rozdeliť na nepohotovú (Unavailable Capacity – UC) a pohotovú výkon (Reliable Available Capacity - RAC). Nepohotovú výkon obsahuje nepoužiteľný výkon (Non-Usable Capacity), výkon v údržbe (Maintenance and Overhauls), výpadky (Outages) a zálohu na systémové služby (System Services Reserve). Pohotovú výkon pokrýva zaťaženie (Load). Výkonový zostatok (Remaining capacity - RC, tiež voľná kapacita) je potom rozdiel medzi pohotovým výkonom a zaťažením sústavy. Pre zdrojovú dostatočnosť platí, že voľná kapacita je väčšia alebo rovná ako primeraná rezerva výkonu (Adequacy Reference Margin – ARM), ktorá zahŕňa rezervu na náhodné odchýlky (Spare Capacity - SC) a rezervu na sezónnu špičku (Margin Against Peak Load – MAPL).

Výsledky zdrojovej dostatočnosti pre zimné a letné maximum časových horizontov 2020, 2025 a 2030 sú znázornené v grafoch na obrázku č. 3.4 a č. 3.5. (nepredpokladá sa prevádzka v súčasnosti odstavených zdrojov PPC Malženice a PPC Bratislava).



Obr. č. 3.4 Zdrojová dostatočnosť ES SR v zimnom maxime rokov 2020, 2025 a 2030



Obr. č. 3.5 Zdrojová dostatočnosť ES SR v letnom maxime rokov 2020, 2025 a 2030

Z analýzy dostatočnosti zdrojovej základne vyplýva, že po dokončení výstavby EMO 3,4 bude sústava z hľadiska zabezpečenia silovej elektriny bezpečná aj v prípade neprevádzkovania PPC

Malženice a PPC Bratislava (bez uvažovania blokov 3 a 4 ENO B a blokov 1 a 2 EVO 1 ako to bolo spomenuté vyššie). Voľná disponibilná kapacita z inštalovaného výkonu zdrojov elektriny (v grafoch vyznačená žltou) dosahuje v zimnom maxime zaťaženia sústavy v období 2020 až 2030 pomerne vysoké kladné hodnoty cca 300 až 600 MW. Podobné hodnoty dosahuje aj v letnom maxime, kedy sa počíta s údržbou elektrárenských kapacít. V ostatných hodinách rokov 2020 až 2030 je predpoklad, že disponibilná kapacita dosiahne ešte vyššie hodnoty. V prípade súbežnej prevádzky NJZ a EBO V2 by voľná kapacita výkonu v maxime zaťaženia sústavy presiahla aj 1100 MW.

5. Rozvojové zámery prevádzkovateľa prenosovej sústavy

Rozvoj PS SR je po rozhodnutí o postupnom útlme prevádzky 220 kV sústavy zameraný predovšetkým na rozvoj 400 kV sústavy. Významný vplyv na jej rozvoj má najmä rozvoj nových elektrárenských kapacít tak na území SR, ako aj na území okolitých štátov. Oba faktory majú priamy či nepriamy dopad na zaťaženie zariadení ES SR, z čoho tiež vyplýva potreba posilňovania PS SR. Okrem toho, strategický cieľ SR vo výrobe elektriny je Energetickou politikou SR nasmerovaný k exportnej bilancii SR, čo má, resp. bude mať vplyv na zaťažovanie cezhraničných profilov exportnými tokmi.

Potrebné rozširovanie a posilňovanie vnútroštátnej 400 kV PS súvisí aj so znižovaním významu 220 kV prenosovej sústavy, s jej postupným vyradovaním z prevádzky a jej následnou likvidáciou. Ide o technologicky, časovo, organizačne a finančne náročný zámer, pri ktorom bude potrebné opravami zariadení PS 220 kV v nevyhnutnom rozsahu, údržbovými činnosťami, prípadne čiastočnými rekonštrukciami zabezpečiť prevádzkyschopnosť niektorých zariadení 220 kV sústavy približne do konca roku 2025.

V rámci rozširovania a s tým spojeného posilňovania 400 kV PS, ktoré je okrem už vyššie spomenutého postupného útlmu 220 kV PS podmienené taktiež nemenej dôležitými vplyvmi, či už v podobe investičných zámerov existujúcich, ako aj potenciálne nových užívateľov 400 kV PS alebo nepriamo vplývajúcich podnetov zo strany nižších napäťových úrovní jednotlivých distribučných sústav (predovšetkým z pohľadu decentralizovanej výroby) a taktiež vplyvov zo zahraničných prenosových sústav, musí PPS neustále na tieto vplyvy pružne reagovať, čo z pohľadu rozvojových zámerov PPS vyúsťuje k nevyhnutnému plánovaniu a realizácii ako vnútroštátnych, tak aj cezhraničných investičných projektov.

4.1 Vnútroštátne investičné zámery PPS

V rámci vnútroštátnych investícií bude SEPS pokračovať v prestavbe ESt vo svojom vlastníctve na diaľkovo riadenú a bezobslužnú prevádzku. SEPS do roku 2025 uvažuje s realizáciou diaľkového riadenia v ESt Liptovská Mara, Podunajské Biskupice, Rimavská Sobota, Spišská Nová Ves, Sučany a Varín.

Elektrické stanice Bystričany a Senica, v súčasnosti prevádzkované na napätí 220 kV, prejdú do roku 2025 výraznými zmenami, súvisiacimi s výstavbou nových rozvodní 400 kV v týchto ESt, resp. s ich prechodom z napäťovej hladiny 220 kV na 400 kV. U oboch ESt uvažuje SEPS s prechodom z transformácie 220/110 kV na transformáciu 400/110 kV, čím tieto 220 kV ESt prirodzene zaniknú. V rámci uvedených zmien v jednotlivých 400 kV ESt bude taktiež realizované diaľkové riadenie. V prípade ostatných ESt vo vlastníctve SEPS na napäťovej úrovni 220 kV s transformáciou 220/110 kV (okrem 220 kV ESt Senica, ktorá je už v súčasnosti diaľkovo riadená), sa v týchto ESt s realizáciou diaľkového riadenia už neuvažuje vzhľadom na vyššie spomínaný postupný útlm a likvidáciu 220 kV PS. O budúcnosti ESt Považská Bystrica – v súčasnosti tiež na napätí 220 kV – bude spolu s prevádzkovateľom distribučnej sústavy rozhodnuté po ukončení spoločnej technicko-ekonomickej štúdie, týkajúcej sa budúceho optimálneho rozvoja PS a DS v oblasti severozápadného Slovenska aj vo väzbe na ostatných priamych odberateľov elektriny z PS v tomto regióne.

Spomínaný prechod ESt Bystričany z transformácie 220/110 kV na transformáciu 400/110 kV je súčasťou súboru stavieb „Transformácia 400/110 kV Bystričany“. Tento súbor stavieb bude 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 západnej časti PS SR plánuje SEPS iné dva významné investičné projekty. Prvým je súbor stavieb „Transformácia 400/110 kV Senica“, ktorý je spojený s prechodom ESt Senica z existujúcej napäťovej hladiny 220 kV na 400 kV. Realizácia uvedeného investičného projektu má za cieľ vyriešiť najmä problematiku zabezpečenia dlhodobého napájania uzlovej oblasti Senica, a to v koordinácii s dotknutou distribučnou spoločnosťou. Druhým spomínaným projektom je investičný projekt „Dial'kové riadenie a výmena T404 v ESt Podunajské Biskupice“. V rámci tohto projektu bude prebiehať prechod 400 kV ESt Podunajské Biskupice z režimu dial'kového ovládania na režim bezobslužnej prevádzky v dial'kovom riadení (vrátane prechodu existujúcej R400 kV na nový typ rozvodne s rúrovými prípojnícami a šírkou polí 18 m) a výmena dožitého transformátora 400/110 kV T404.

Ďalším významným vnútroštátnym investičným zámerom v západnej časti prenosovej sústavy SR, je súbor stavieb „Vedenie 2x400 kV Gabčíkovo – Veľký Ďur. Realizácia tohto súboru stavieb je spojená predovšetkým s prebiehajúcou dostavbou blokov č. 3 a č. 4 jadrovej elektrárne Mochovce a s tým súvisiaceho bezpečného a spoľahlivého vyvedenia výkonu z tohto nového zdroja elektriny aj počas obdobia realizácie údržby vedení zaústených do R400 kV Veľký Ďur. Súvisí tiež so zabezpečením bezpečného a spoľahlivého napájania západnej a juhozápadnej časti PS a v neposlednom rade je tento súbor dôležitý aj s ohľadom na rozvoj PS SR smerom na zahraničie, konkrétne na posilnenie cezhraničného profilu medzi SR a Maďarskom.

V oblasti transformácie PS/DS sa do roku 2025 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. Okrem vyššie uvedených výmen transformátorov v rámci iných súborov stavieb, ide o nasledujúce projekty:

- výmena T401 v ESt Moldava,
- výmena T401 v ESt Stupava,
- výmena T402 v ESt Podunajské Biskupice,
- výmena T401 a T402 v ESt Liptovská Mara,
- výmena T401 a T402 v ESt Spišská Nová Ves,
- výmena T402 v ESt Rimavská Sobota,
- výmena T401 v ESt Varín,
- výmena T401 a T403 v ESt Horná Ždaňa.

4.2 Cezhraničné investičné zámery PPS

V najbližších 10 rokoch SEPS uvažuje s realizáciou cezhraničných vedení 2x400 kV Gabčíkovo – Gönyű (Maďarsko) – Veľký Ďur a 2x400 kV Rimavská Sobota – Sajóivánka (Maďarsko). V súvislosti s týmito cezhraničnými investičnými akciami bola v rámci koordinačných aktivít s maďarským prevádzkovateľom PS podpísaná v júni 2014 zmluva o spoločnom postupe pri definovaní miest prechodu štátnej hranice Slovensko – Maďarsko pre obe vyššie spomínané vedenia. V auguste 2015 by mala byť podpísaná už aj zmluva o výstavbe. Aj na základe vyššie uvedeného sa dá predpokladať, že príprava oboch investičných projektov bude napredovať podľa plánu s predpokladaným uvedením do prevádzky na prelome rokov 2018 a 2019.

Vyššie menované cezhraničné projekty SEPS sú súčasťou celoeurópskeho zoznamu 248 kľúčových projektov spoločného záujmu v oblasti energetiky, z ktorých 136 sa týka práve oblasti prenosu elektrickej energie. V súčasnosti prebieha proces aktualizácie tohto zoznamu a jeho

finálna verzia bude zverejnená koncom roka 2015. SEPS do roku 2025 neplánuje posilnenie ostatných cezhraničných profilov.

Je potrebné upozorniť, že rozvoj a výstavba nových medzištátnych prepojení musí byť zosúladená s rozvojom a možnosťami vnútroštátnych prepojení, pričom nové medzištátne prepojenia môžu byť budované len do takej miery, aby nedošlo k ohrozeniu bezpečnosti a spoľahlivosti prevádzky PS SR, resp. ES SR.

Ďalšie informácie a podrobnosti o vnútroštátnych a cezhraničných investičných zámeroch PPS sú uvedené v Desiatročnom pláne rozvoja prenosovej sústavy na roky 2015 – 2024, ktorý je uverejnený na webovom sídle PPS www.sepsas.sk a je každoročne aktualizovaný.

6. Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky ES SR, opatrenia na riešenie preťažení

Elektroenergetický sektor SR je charakteristický dôsledným vzájomným odčlenením výroby, prenosu a distribúcie elektriny. Rozvoj zdrojov elektriny a dostatok PpS a regulačnej elektriny podlieha najmä trhovým princípom. Základné pásmo spotreby elektriny je zabezpečované medzi výrobcom a spotrebiteľom buď priamo, alebo prostredníctvom obchodníkov s elektrinou. PpS a regulačnú elektrinu obstaráva PPS.

Spoločnosť SEPS vykonáva činnosť PPS a zabezpečuje prenos elektriny prostredníctvom 400 kV a 220 kV vedení na území Slovenskej republiky a na spojovacích (medzištátnych) vedeniach. Je bezprostredne zodpovedná za vyrovnanú bilanciu spotreby a výroby v SR v reálnom čase. Prevádzkovateľ prenosovej sústavy prostredníctvom elektroenergetického dispečingu operatívne riadi ES SR z pohľadu zabezpečenia vyrovnanej bilancie spotreby a výroby elektriny.

Cieľom dispečerského riadenia ES SR je vytvoriť podmienky pre spoľahlivú a hospodárnu prevádzku ES SR pri rešpektovaní platnej legislatívy SR, záväzkov SEPS vyplývajúcich z členstva v medzinárodných organizáciách a prevádzkových zmlúv so zahraničnými prevádzkovateľmi PS.

Vo všetkých etapách prípravy prevádzky sa navrhujú vhodné riešenia prevádzky a vytvára sa potrebný priestor pre údržbu, inováciu a výstavbu elektroenergetických zariadení na zabezpečenie dlhodobu spoľahlivého a bezpečného prevádzkovania sústavy. Pre riešenie stavov núdze, alebo na predchádzanie týchto stavov, má PPS vypracovaný obranný plán na predchádzanie vzniku závažných porúch, opatrenia pri havarijných zmenách frekvencie a napätia, ako aj plány obrany proti vzniku systémových porúch typu „black-out“, resp. 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. Je kontrolované bezpečnostné kritérium N-1 v celej PS na výpadok každého prenosového prvku. Uvoľňovanie zariadení PS z prevádzky sa vykonáva v koordinácii so susednými PPS v rámci všetkých etáp prípravy prevádzky. Overuje sa výpočtami chodu siete.

Ak v priebehu prevádzky dôjde v sústave k takým zmenám, ktoré vyvolajú jej náhle preťaženie, prevádzkovateľ sústavy s cieľom odstrániť preťaženie v zmysle § 21 Vyhlášky Úradu pre reguláciu sieťových odvetví č. 24/2013 Z.z., zmenenou a doplnenou Vyhláškou Úradu pre reguláciu sieťových odvetví č. 423/2013 Z.z.:

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

Na predchádzanie preťaženia zariadení prenosovej sústavy sa priebežne podľa potreby vykonáva výpočet ustáleného chodu siete s údajmi vlastnej elektrizačnej sústavy, ako aj s údajmi ostatných sústav v rámci RG-CE (regionálnej skupiny kontinentálnej Európy) ENTSO-E pod System Operation Committee.

Pre zaistenie prevádzkovej bezpečnosti a spoľahlivosti sú v rámci ES SR vykonávané nasledujúce opatrenia:

- preventívne - opatrenia v oblasti prípravy prevádzky,
- dispečerské - operatívne opatrenia (havarijná výpomoc, PpS, a pod.)
- technické - ochrany a automatiky.

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

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

Elektroenergetický dispečing aktualizuje každoročne plán frekvenčného odľahčovania (frekvenčný vypínací plán), v zmysle štandardov a odporúčaní RG CE ENTSO-E. Frekvenčný vypínací plán je uvedený v Tab. č. 5.1 a je detailne rozpracovaný v TP dokument D Bezpečnosť a kvalita prevádzky PS časť D4 kap. 4.1.2.

Stupne vypínania	Prahová frekvencia	Vypínaná časť zaťaženia v PS SR
1.stupeň	49,0 Hz	9,64 %
2.stupeň	48,7 Hz	10,53 %
3.stupeň	48,4 Hz	12,36 %
4.stupeň	48,1 Hz	16,17 %
Spolu vo všetkých stupňoch	49,0 – 48,1 Hz	48,72 %

Tabuľka č. 5.1 Frekvenčný vypínací plán

5.1 Príprava prevádzky ES SR

Cieľom prípravy prevádzky na všetkých úrovniach dispečerského riadenia je vytvoriť podmienky na 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 PPS, uzatvorených zmlúv medzi účastníkmi trhu s elektrinou.

Plánovanie a príprava prevádzky ES sa delí na:

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

Elektroenergetický dispečing 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 z hľadiska bezpečnosti, spoľahlivosti a riadenia prevádzky môže byť v normálnom stave 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 PPS v stanovených časových intervaloch monitorovať aktuálny stav sústavy a musí reagovať na odchýlky hodnôt frekvencie alebo napätia, ako aj na preťaženie zariadenia. 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 zahraničné prenosy tak, aby prerušenie dodávky alebo výroby bolo čo najkratšie.

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

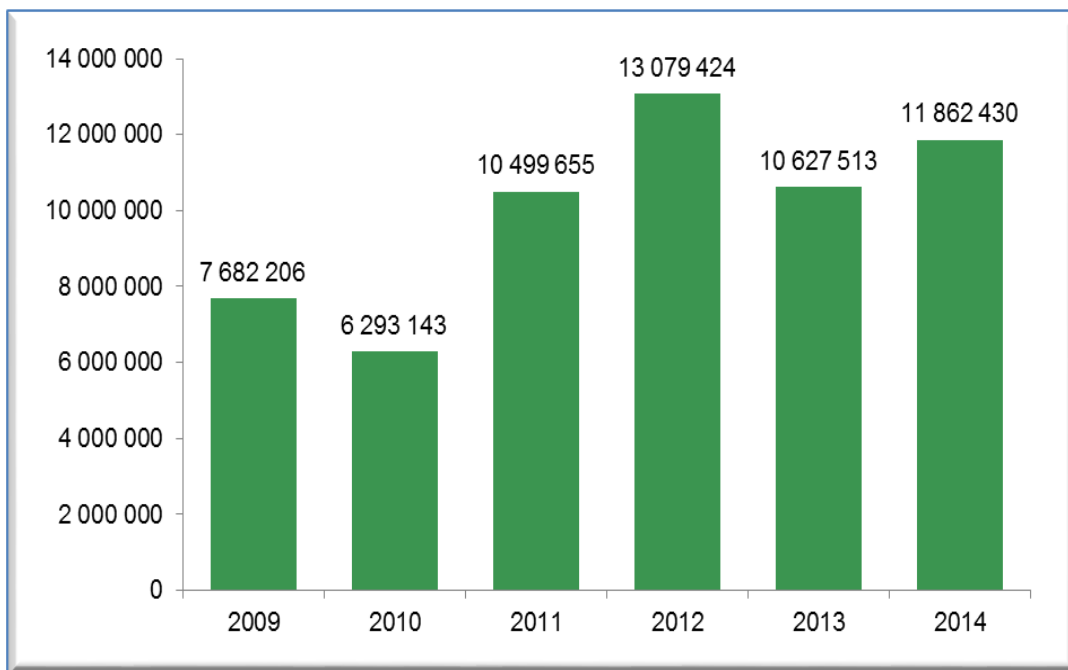
- a) **Plán obrany** proti šíreniu veľkých systémových porúch v ES SR - súhrn všetkých technických a organizačných opatrení na zabránenie šírenia alebo zhoršovania poruchy ES, aby sa zabránilo jej kolapsu,
- b) **Plán obnovy** prevádzky ES SR po veľkom systémovom výpadku typu „black-out“ - súhrn technicko-organizačných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

5.3 Problematika vysokých neplánovaných tokov v PS SR

PS SR je v posledných rokoch vystavená zvýšenými cezhraničnými prenosmi elektriny, ktoré ohrozujú bezpečnosť jej prevádzky. Tento stav kulminoval v roku 2012, pričom kritickou je vždy druhá polovica kalendárneho roku, najmä mesiace júl - september. Príčiny týchto zvýšených tokov sú:

- obnoviteľné zdroje elektriny s veľkou fluktuáciou výroby (najmä veterné a fotovoltaické elektrárne) lokalizované na severozápade Európy, ktorých výrobu je ťažko predpovedať, resp. plánovať, či regulovať,
- zaostávanie rozvoja infraštruktúry PS v krajinách, kde došlo k prudkému nárastu inštalovaného výkonu OZE v posledných rokoch,
- nedostatok výrobných kapacít v oblasti juhovýchodnej Európy a naopak lokalizácia nadbytku zdrojov elektriny na severozápade Európy,
- zaostávanie rozvoja cezhraničných a vnútorných prepojení prenosových sústav ENTSO-E v súvislosti so zvýšenými nárokmi na prenos elektriny ako dôsledku liberalizácie trhu s elektrinou,
- mechanizmy výpočtu a pridelovania cezhraničných kapacít neodrážajú reálne možnosti vnútorných PS a cezhraničných profilov.

Následkom uvedených príčin sú prenosy elektriny na veľké vzdialenosti (prakticky cez celú Európu) s dopadom aj na PS SR. Reálny vývoj objemu cezhraničných prenosov elektriny cez PS SR od roku 2009 je uvedený na obr. č. 5.1. Tieto toky majú vplyv na nárast strát v PS a v poslednom období aj na bezpečnosť jej prevádzky. Rok 2014 je podrobnejšie popísaný v kapitole 1. Zhodnotenie roku 2014.



Obr. č. 5.1 Objem cezhraničných prenosov elektriny v MWh po rokoch cez PS SR

Z dôvodu neplnenia základného bezpečnostného kritéria N-1 v PS SR boli v roku 2014 niekoľkokrát realizované nápravné opatrenia na zníženie zaťaženia ohrozených prvkov infraštruktúry PS SR. Išlo zväčša o neplnenie bezpečnostného kritéria N-1 na maďarsko-slovenskom, resp. ukrajinsko-slovenskom profile. Obdobná situácia sa začína vyskytovať aj na česko-slovenskom profile a to hlavne z dôvodu silnej väzby medzi 400 a 220 kV cezhraničnými vedeniami na tomto profile. V takom prípade pri výpadku 400 kV vedenia môže dochádzať k vysokému zaťaženiu 220 kV cezhraničných vedení, predovšetkým v severozápadnej časti PS SR. Situácia poukazuje na nutnosť **posilnenia prepojenia medzi Slovenskom a Maďarskom a zvýšenia prenosovej kapacity na profile Slovensko – Ukrajina** (aj v súvislosti s plánovaným pripojením EMO 3 a 4 do ES SR). Tieto profily boli počas kritických dní najviac zaťažované.

5.4 Nápravné opatrenia realizované v ES SR v zmysle pravidiel ENTSO-E

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

Nápravné opatrenia v zmysle Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E sú akékoľvek opatrenia, ktoré PPS uplatní včas, aby plnil kritérium N-1. Možnosti využívania nápravných opatrení v ES SR sú nasledovné:

- a) zrušenie plánovaných prác na zariadeniach,
- b) rekonfigurácia v PS SR,
- c) vypínanie vedení v PS SR,
- d) redispečing (momentálne sa v ES SR nevykonáva),
- e) protiobchod (momentálne sa v ES SR nevykonáva),
- 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 PPS, ktoré majú dopad na prevádzku PS SR, by mali byť vopred konzultované a koordinované so zmenovým dispečerom elektroenergetického dispečingu. Rozhodnutie dispečera elektroenergetického dispečingu je vždy založené na posúdení momentálnej situácie v ES, dopadov na bezpečnosť prevádzky sústavy, plnení medzinárodných záväzkov a ekonomických dopadov na SEPS.

7. Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR

PPS 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. PpS potrebné pre zabezpečenie systémových služieb zabezpečuje SEPS, ako PPS 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 PPS a tiež nákupom negarantovanej regulačnej elektriny.

Pri stanovení optimálneho objemu jednotlivých druhov PpS sa uplatňuje najmä spoľahlivostné kritérium. Pri stanovovaní optimálneho objemu PpS sa uplatňuje princíp časového rozvrstvenia a sezónnosti a 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 pri stanovení jednotlivých objemov PpS vychádza z nasledovných súvislostí:

- záväzné štandardy Prevádzkovej príručky RG-CE ENTSO-E,
- upresnené predpokladané maximálne zaťaženie v príslušnom časovom období,
- očakávané dynamické zmeny zaťaženia v regulačnej oblasti (ES SR),
- očakávané dynamické zmeny výroby OZE v regulačnej oblasti (ES SR)
- pravdepodobnosť výpadku jednotlivých 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, ktorý zabezpečuje bezpečné prevádzkovanie sústavy. Príprava prevádzky obsahuje zoznam nasadených výrobných zariadení, nakúpené objemy PpS, cenu regulačnej elektriny a plánované zapojenie PS po dohode so susednými PPS a zapojenie distribučnej sústavy po dohode s prevádzkovateľmi distribučných sústav.

V zmysle poslednej verzie pripravovaného dokumentu ENTSO-E Network Code Electricity Balancing došlo v rámci kontinentálnych PPS k zjednocovaniu služieb typu TRV (TRV15MIN má ČEPS a MAVIR) a ich prípadnému vzájomnému poskytovaniu medzi PPS. Vývoj v oblasti PpS je bližšie popísaný v kapitole 2.3. Podporné služby.

Po analýze rozličných technických riešení sa do aplikačnej praxe zavádzajú niektoré varianty, ktoré pokrývajú nedostatok PpS. Realizuje sa nákup PpS od susedných PPS, 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 PPS 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 PPS.

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

Všetky postupy pre riadenie cezhraničných prenosov, koordináciu vypínacích plánov spojovacích vedení, určovanie kapacít na spojovacích vedeniach, kontrolu a riadenie preťaženia sú v súlade s Prevádzkovou príručkou RG-CE ENTSO-E, Technickými podmienkami a Prevádzkovým poriadkom PPS. Pridelovanie prenosových kapacít spojovacích vedení sa určuje na základe výpočtov prenosových kapacít so susediacimi PPS 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 PPS. V prípade vypnutia prenosových prvkov sa určený objem cezhraničnej prenosovej kapacity prispôbuje technickým podmienkam v sústave.

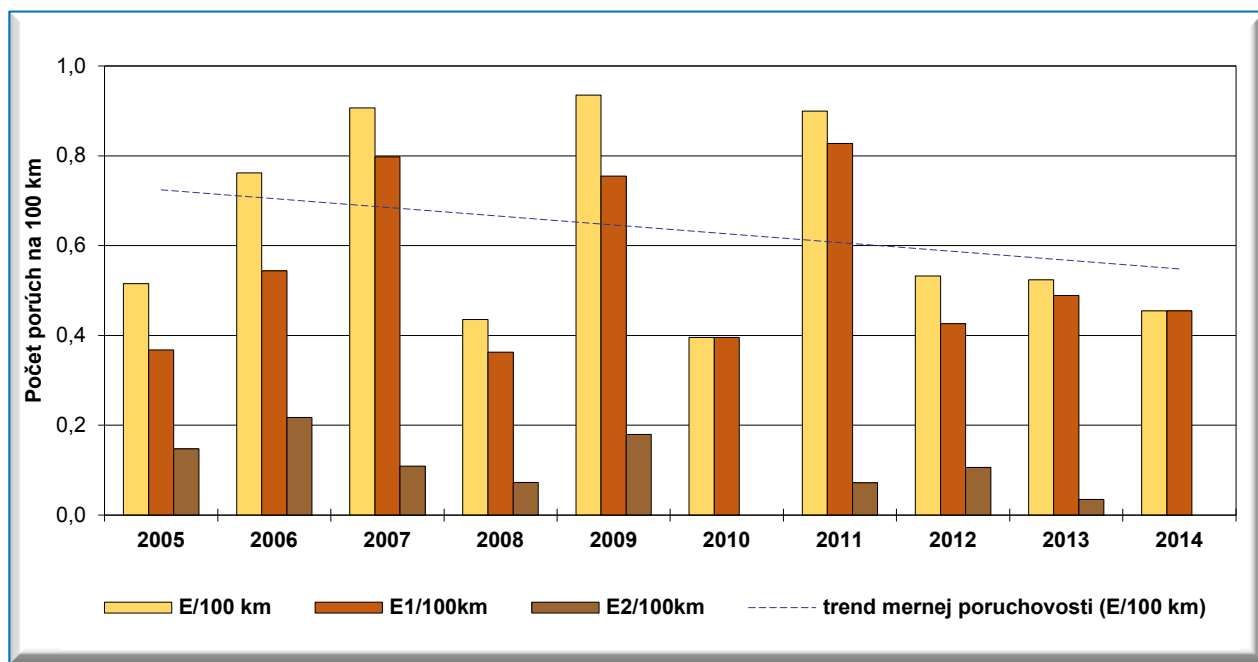
8. Kvalita a úroveň údržby prenosovej sústavy

7.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu

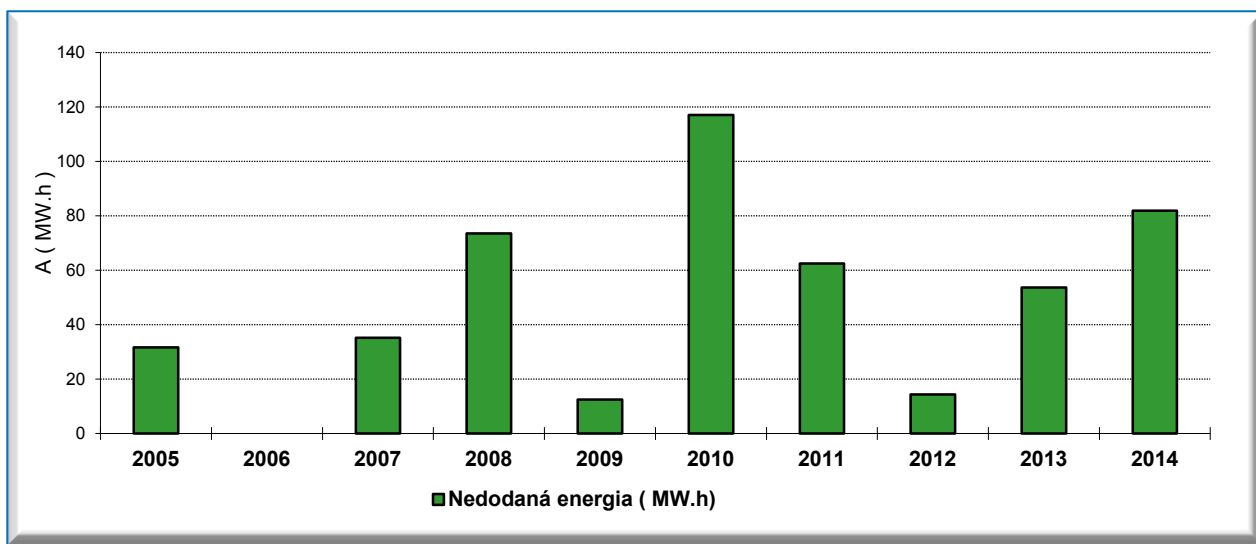
Na základe hodnotenia prevádzky ES SR bolo na rozvodných zariadeniach VVN a ZVN PPS a PDS v roku 2014 zaznamenaných celkom 116 porúch s celkovým obmedzením dodávok elektriny vo výške 225,2 MWh. Oproti roku 2013 to pri porovnateľnom počte porúch (124) znamená viac ako dvojnásobne vyššie obmedzenie dodávok elektriny (107,1 MWh). Z dlhodobého hľadiska je počet zaznamenaných porúch na sledovaných zariadeniach najnižší, avšak obmedzenie dodávok elektriny vplyvom poruchy závisí od množstva faktorov prevádzky ES SR.

Z celkového počtu porúch v ES SR bolo v roku 2014 na zariadeniach PPS zaevidovaných celkom 13 poruchových vypnutí len typu E1 - bez poškodenia zariadenia. Poruchy typu E2 - s poškodením zariadenia neboli v roku 2014 zaznamenané. Pôvodcami ďalších piatich poruchových vypnutí na zariadeniach PS boli zariadenia priamych odberateľov, výrobcov elektriny, prevádzkovateľov distribučnej sústavy, resp. susedných sústav. Pri všetkých poruchách (E1+E2) došlo k obmedzeniu dodávky elektrickej energie zo strany PPS vo výške 81,9 MWh z celkovej hodnoty 225,2 MWh v ES SR(uvedené vyššie).

Vývoj mernej poruchovosti zariadení a nedodanej elektriny PPS v období 2005 - 2014 je uvedený v nasledujúcich grafoch.



Obr. č. 7.1 Vývoj mernej poruchovosti v prenosovej sústave SR za roky 2005 až 2014



Obr. č. 7.2 Vývoj nedodanej elektriny v prenosovej sústave SR za roky 2005 až 2014

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

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

V systéme merania a vyhodnocovania kvality elektriny v PS nastaveného v súlade s Technickými podmienkami SEPS bolo v roku 2014 zaznamenaných o 1,2 % prekročení kvalitatívnych parametrov viac ako v roku 2013. Celková početnosť prekročení v rátane zvýšenia prekročení v roku 2014 oproti roku 2013 je možné považovať za zanedbateľné prekročenie kvalitatívnych parametrov elektriny. Tieto prekročenia nespôsobili žiadne stavy, ktoré by boli podnetom pre podanie sťažnosti od užívateľov PS za nedržanie kvality prenosu elektriny. Rok 2014 je teda možné vyhodnotiť ako rok, v ktorom zo stany PPS nedošlo k žiadnemu porušeniu povinne sledovaných ukazovateľov štandardov kvality v zmysle §11 Vyhlášky ÚRSO č. 275/2012 Z. z. (Štandardy kvality prenosu elektriny, distribúcie elektriny a dodávky elektriny).

9. Úloha orgánov štátnej správy

Ministerstvo hospodárstva SR podľa zákona č. 251/2012 Z. z. o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov 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).

10. Záver

V oblasti zabezpečovania bezpečnej a spoľahlivej dodávky elektriny odberateľom, v oblasti plnenia kritérií a odporúčaní ENTSO-E boli v uplynulom období vykázané dobré výsledky. Aj napriek tomu 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,
- závažné strategické zmeny prístupov niektorých národných vlád v regióne EÚ k vlastným národným energetickým politikám s dopadmi na okolité štáty,
- napĺňanie stanovených cieľov EÚ v oblasti elektroenergetiky a ochrany klímy, v tejto súvislosti narastajúci vplyv Európskej komisie v oblasti rozvoja elektroenergetiky, presadzovaný na úroveň jednotlivých členských štátov EÚ a na jednotlivých PPS v ENTSO-E,
- implementácia nových spoločných európskych sieťových predpisov v oblasti synchronnej prevádzky prenosových sústav a cezhraničného obchodovania,
- neustály tlak Európskej komisie na zvyšovanie bezpečnosti a kvality dodávok elektriny pre všetky kategórie odberateľov formou zavádzania príslušných ukazovateľov,
- morálna a fyzická zastaranosť viacerých energetických zariadení PS SR a potreba ich obnovy s reflektovaním najnovších trendov v oblasti zariadení prenosových sústav,
- negatívny vplyv odstavovania fosílnych zdrojov elektriny (zastaraných a ekonomicky nevýhodných), bez adekvátnej náhrady, z prevádzky na území SR na spoľahlivostné parametre prevádzky elektrizačnej sústavy,
- pretrvávajúci záujem o výstavbu podporovaných obnoviteľných zdrojov elektriny na území SR, ktoré na rozdiel od ostatných zdrojov elektriny vyvolajú (predovšetkým SZE a VTE) potrebu na dodatočné objemy podporných služieb,
- výstavba nových strategických zdrojov elektriny a rozvoj distribuovaných zdrojov elektriny na území SR.

Z pohľadu celkovej bilancie elektriny a zabezpečenia primeranej úrovne prevádzkovej bezpečnosti a spoľahlivosti regulačnej oblasti Slovenska bude rozhodujúce dobudovanie rozostavaných blokov č. 3 a č. 4 JE Mochovce a či budú aj naďalej neprevádzkované flexibilné paroplynové elektrárne v Malženiciach a v Bratislave. Nemenej dôležitou skutočnosťou je i avizované trvalé odstavenie dvoch tepelných blokov v ENO B (bloky č. 3 a č. 4) a v EVO 1 (bloky č. 1 a č. 2). Už v tomto roku je regulačná oblasť Slovenska prevádzkovaná bez 870 MW inštalovaného výkonu (PPC Malženice, PPC Bratislava a EVO1 bloky č. 1 a č. 2). Odstavením blokov 3 a 4 ENO B stúpne tento výkon na hodnotu 1100 MW vo flexibilných fosílnych zdrojoch elektriny, čo už z pohľadu prevádzky ES SR nie je zanedbateľné. Prevádzkovanie ďalších existujúcich flexibilných tepelných blokov je do budúca tiež otázne.

Náhrada tohto chýbajúceho výkonu by mala byť primeraná, t. j. ak sa odstavuje taký veľký regulovateľný výkon, je potrebné ho nahradiť technológiou výrobného zariadenia, ktorá tiež dokáže flexibilne meniť hodnotu dodávaného výkonu podľa potrieb sústavy. Dobudovanie blokov č. 3 a bloku č. 4 JE Mochovce neznamená úplnú náhradu za odstavené regulovateľné elektrárne. Ďalším faktorom v tejto súvislosti je rozvoj distribuovanej výroby, hlavne čo sa týka variabilných obnoviteľných zdrojov energie, ktoré vyvolávajú potrebu dodatočných objemov podporných služieb (VTE, SZE). V každom prípade bude rozvoj flexibilných zdrojov elektriny na území Slovenska určujúci pre ďalší rozvoj zdrojov elektriny s ostatnými výrobnými technológiami.

Na základe vyššie uvedených skutočností je nevyhnutné prehĺbiť a skoordinať spoluprácu všetkých účastníkov trhu s elektrinou na Slovensku a štátnych orgánov pri plnení povinností vyplývajúcich z legislatívy SR a EÚ, ako aj pri plnení záväzkov v združení prevádzkovateľov prenosových sústav ENTSO-E.