



Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.

Desaťročný plán rozvoja prenosovej sústavy na roky 2022 – 2031

Apríl 2021

Copyright © 2021, Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s., Mlynské nivy 59/A, 824 84 Bratislava.
Žiadna časť tohto dokumentu nesmie byť reprodukováná a rozširovaná tlačou, elektronickou formou, alebo iným spôsobom, bez predchádzajúceho písomného súhlasu Slovenskej elektrizačnej prenosovej sústavy, a.s.

1. Obsah

1.	Obsah	2
2.	Úvod	3
3.	Popis súčasného stavu zariadení SEPS	4
3.1	Elektrické stanice	5
3.2	Elektrické vedenia	6
3.3	Transformátory 400/110 kV, 400/220 kV a 220/110 kV	7
3.4	Kompenzačné zariadenia	9
4.	Scenáre a varianty pre analýzu rozvoja PS SR	10
4.1	Vstupné predpoklady pre stanovenie scenárov a variantov	10
4.1.1.	Vývoj spotreby a zaťaženia v ES SR	10
4.1.2.	Vývoj zdrojového mixu ES SR (inštalovaný výkon a výroba)	11
4.1.3.	Vstupné predpoklady okolitých ES vo väzbe na cezhraničné výmeny ES SR	12
4.2	Scenáre pre hodnotenie primeranosti ES SR	14
4.3	Varianty sieťových výpočtov pre dimenzovanie ES SR	16
5.	Vyhodnotenie výpočtov a stanovenie hlavných potrieb pre rozvoj sústavy	21
5.1	Zdrojová primeranosť ES SR	21
5.2	Systémová dostatočnosť ES SR	26
5.3	Cezhraničné výmeny elektriny	28
5.3.1.	Vývoj obchodných cezhraničných výmen	28
5.3.2.	Vývoj reálnych cezhraničných výmen	29
5.4	Ustálený chod sústavy a kontrola platnosti N-1 kritéria	31
5.5	Kapacita pripojenia v miestach pripojenia RDS do PS a maximálna bilancia UO	32
5.6	Prenosové kapacity na cezhraničných profiloch SR	33
5.7	Skratové pomery v PS SR	35
6.	Zásadné rozvojové zámery SEPS	35
6.1	Rozvoj prenosovej sústavy a požiadavky užívateľov PS SR	35
6.2	Investičné potreby pre rozvoj PS	36
6.3	Vnútroštátne investičné zámery	38
6.4	Cezhraničné investičné zámery	49
6.4.1	Cezhraničný profil Slovensko – Česko	49
6.4.2	Cezhraničný profil Slovensko – Maďarsko	50
6.4.3	Cezhraničný profil Slovensko – Ukrajina	50
6.5	Medzinárodná spolupráca, Plán rozvoja sústavy pre celú EÚ a regionálne investičné plány ..	53
6.5.1	PCI projekty	53
6.5.2	BIDSF projekty	54
6.5.3	Desaťročný plán rozvoja ENTSO-E (TYNDP)	54
6.6	Investičný plán SEPS na roky 2022 až 2031	55
7	Záver	58
8	Zoznam použitých skratiek	60

2. Úvod

Spoločnosť Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s., (ďalej len „SEPS“), ako prevádzkovateľ prenosovej sústavy (ďalej len „PPS“) Slovenskej republiky (ďalej len „SR“), spracúva tento dokument, Desaťročný plán rozvoja prenosovej sústavy na roky 2022 – 2031 (ďalej len „DPRPS 2031“), na základe §28, ods. 3, pís. b), zákona č. 251/2012 Z. z. o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov. Na základe toho je prevádzkovateľ prenosovej sústavy povinný raz za dva roky spracovať plán rozvoja prenosovej sústavy vrátane plánu rozvoja spojovacích vedení na obdobie nasledujúcich desiatich rokov a odovzdať ho ministerstvu hospodárstva SR (ďalej len „MH SR“) a Uradu pre reguláciu sieťových odvetví (ďalej len „ÚRSO“) v termíne vždy do 30. apríla druhého kalendárneho roka, v ktorom sa plní príslušný desaťročný plán rozvoja sústavy, spolu so správou o plnení desaťročného plánu rozvoja sústavy.

Zákon 251/2021 Z. z. o energetike v §29 stanovuje, že DPRPS má vychádzať najmä zo súčasného a predpokladaného budúceho stavu ponuky a dopytu po kapacite sústavy, z primeraných predpokladov výroby elektriny, dodávky elektriny, spotreby elektriny a výmen elektriny s inými krajinami. V oblasti cezhraničných výmen elektriny a rozvoja prenosovej sústavy SR smerom na zahraničie zohľadňuje DPRPS 2031 posledný publikovaný desaťročný plán rozvoja ENTSO-E pre rok 2020 (ďalej len „TYNDP“, z angl. „Ten Year Network Development Plan“), ktorý predstavuje plán rozvoja prepojených sústav európskych krajín, združených v ENTSO-E. Tento DPRPS je takisto v súlade aj s posledným platným regionálnym investičným plánom 2020 (ďalej len „RgIP“, z angl. „Regional Investment Plan“) regiónu stredovýchodná Európa (ďalej len „CCE“, z angl. „Continental Central East“) v rámci ENTSO-E¹.

DPRPS zohľadňuje aj aktuálne platný Plán rozvoja prenosovej sústavy na roky 2022 - 2031, príslušné schválené investičné plány SEPS a predchádzajúci DPRPS na roky 2020 - 2029. Ako základný podklad pre jeho spracovanie slúžili aj externé a interné analýzy SEPS, ako aj dokumenty a analýzy SEPS pre potreby orgánov štátnej správy SR, pracovných skupín v rámci ENTSO-E, výstupy zástupcov SEPS v bi- a viac- laterálnych pracovných skupinách s inými PPS v rámci medzinárodnej spolupráce a vstupné podklady od Užívateľov pripojených do PS.

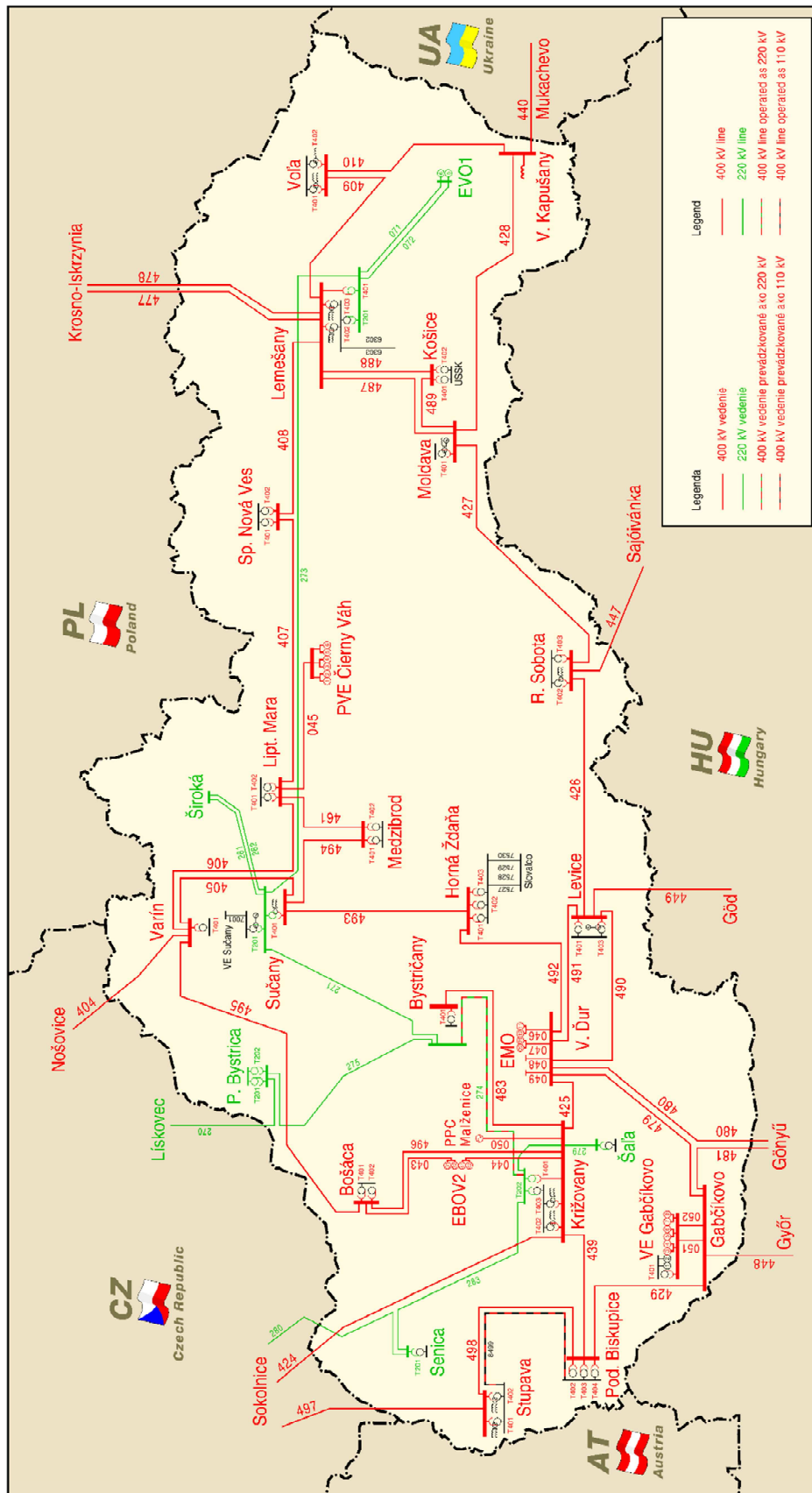
Desaťročný plán rozvoja sústavy musí podľa §29 zákona 251/2012 Z. z. obsahovať účinné opatrenia na zaručenie primeranosti sústavy a bezpečnosti dodávok elektriny, pričom uvádza najmä:

- a) hlavné časti prenosovej sústavy, ktoré je potrebné vybudovať alebo zmodernizovať v nasledujúcich desiatich rokoch, spolu s predpokladanými termínmi ich realizácie,
- b) všetky investície do prenosovej sústavy, ktoré súvisia s budovaním nových kapacít alebo modernizáciou prenosovej sústavy, o ktorých realizácii prevádzkovateľ prenosovej sústavy už rozhodol, alebo ktoré sa budú musieť realizovať v nasledujúcich troch rokoch vrátane termínov realizácie týchto investícií.

Hlavným cieľom dokumentu je zosumarizovať a popísať zásadné investície SEPS do infraštruktúry PS, ktoré je potrebné realizovať na zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR v rozvojových časových horizontoch, či už ide o obnovu existujúcej infraštruktúry PS alebo rozvoj infraštruktúry PS.

¹ [TYNDP 2020](#) aj [RgIP CCE 2020](#) sú dokumenty, ktoré v rámci ENTSO-E zastrešuje Výbor pre rozvoj sústavy (SDC, z anglického System Development Committee)

3. Popis súčasného stavu zariadení SEPS



Obr. 3_1 Topológia PS SR k 30.4.2021

3.1 Elektrické stanice

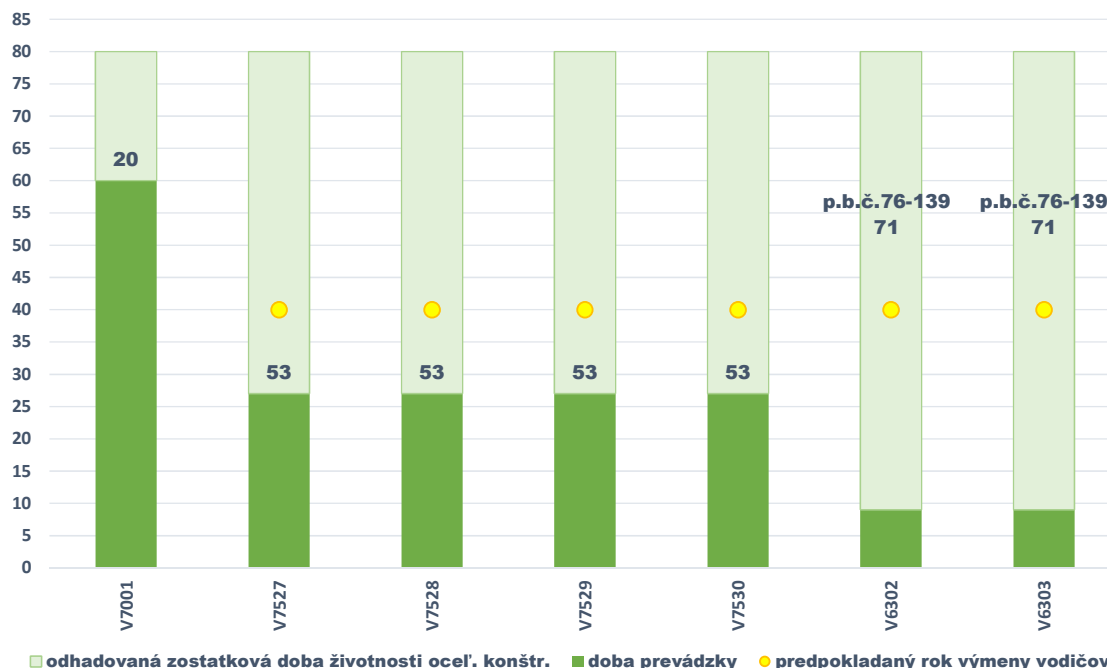
V PS SR je prevádzkovaných dvadsaťdva elektrických staníc (ESt), z ktorých:

- v troch ESt sú vybudované rozvodne 400 kV a 220 kV vrátane transformácií PS/PS a PS/RDS,
- v dvanástich ESt sú vybudované rozvodne 400 kV vrátane transformácie PS/RDS,
- v troch ESt sú vybudované rozvodne 220 kV vrátane transformácie PS/RDS,
- v štyroch ESt sú vybudované rozvodne 400 kV bez transformácie PS/RDS.

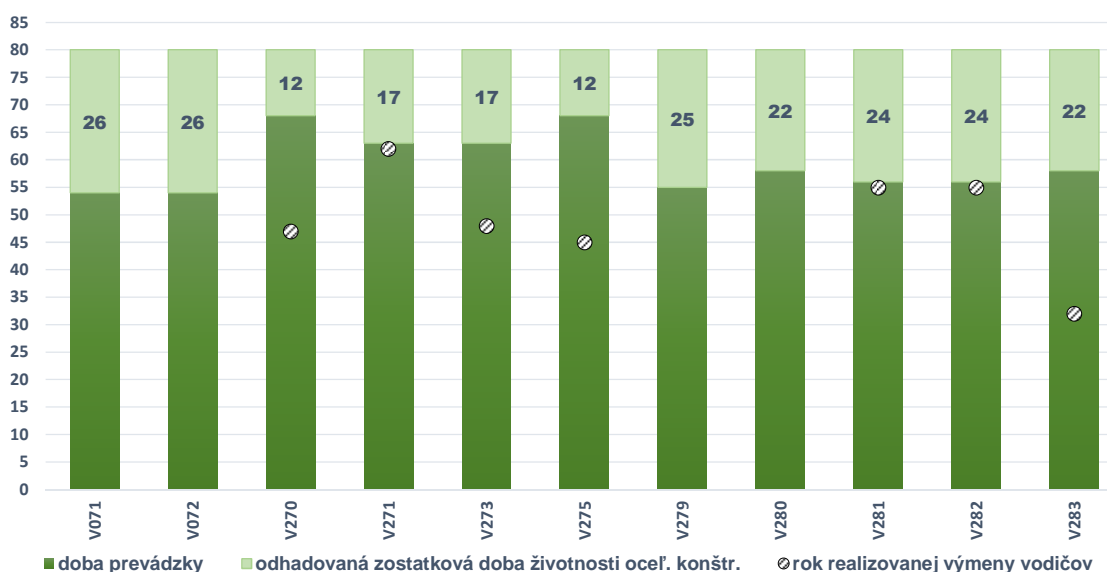
V rámci obnovy a modernizácie postupne prechádzajú elektrické stanice SEPS do režimu diaľkového riadenia, čo znamená, že na ich prevádzku nie je potrebná trvalá prítomnosť miestnej obsluhy a všetky úkony pri ovládaní elektroenergetických zariadení ESt sa vykonávajú na diaľku z elektroenergetického dispečingu prevádzkovateľa PS SR. V diaľkovom riadení má SEPS v súčasnosti 17 z 22 ESt. Viac informácií o základných údajoch PS SR, je dostupných na <https://www.sepsas.sk/TechnickeUdaje.asp?kod=16>.

Elektrická stanica	Režim diaľkového riadenia (DR)	Režim diaľkového ovládania (DO)	Režim miestneho ovládania (MO)
Bošáca	✓	-	-
Bystričany	✓	-	-
Gabčíkovo	✓	-	-
Horná Ždaňa	-	✓	-
Košice	✓	-	-
Križovany	✓	-	-
Lemešany	✓	-	-
Levice	✓	-	-
Liptovská Mara	-	-	✓
Medzibrod	✓	-	-
Moldava	✓	-	-
Podunajské Biskupice	✓	-	-
Považská Bystrica	-	-	✓
Rimavská Sobota	✓	-	-
Senica	✓	-	-
Spišská Nová Ves	✓	-	-
Stupava	✓	-	-
Sučany	-	-	✓
Varín	-	-	✓
Veľké Kapušany	✓	-	-
Veľký Ďur	✓	-	-
Voľa	✓	-	-
Celkom	17	1	4

3.2 Elektrické vedenia

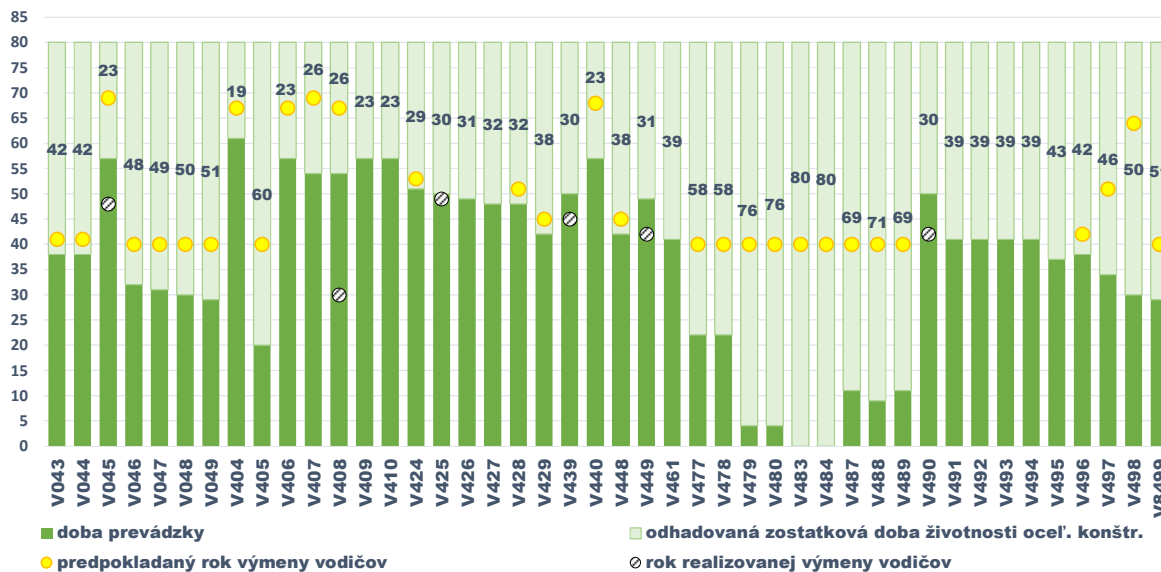


Obr. 3.2_1 Prehľad doby v prevádzke a odhadovanej doby životnosti 110 kV vedení SEPS k 31.12.2020 (v rokoch)



Obr. 3.2_2 Prehľad doby v prevádzke a odhadovanej doby životnosti 220 kV vedení SEPS k 31.12.2020 (v rokoch)

Odhadovaná životnosť elektrického vedenia je v podmienkach SEPS rovná odhadovanej životnosti oceľovej konštrukcie stožiarov. Značka žltého kruhu na všetkých troch grafoch predstavuje očakávaný rok výmeny vodičov. Ak takáto značka na grafe chýba, pri danom prvku sa s výmenou vodičov neuvažuje. Zvyčajne po dosiahnutí veku vedenia 40 rokov, SEPS zvažuje na príslušnom vedení výmenu vodičov vrátane izolátorových závesov. Ak si to však stav vodičov a izolátorových závesov vyžaduje, ich výmena sa vykoná skôr, prípadne neskôr, podľa potreby. Viac základných informácií o vedeniach SEPS je dostupných na <https://www.sepsas.sk/TechnickeUdaje.asp?kod=16>.



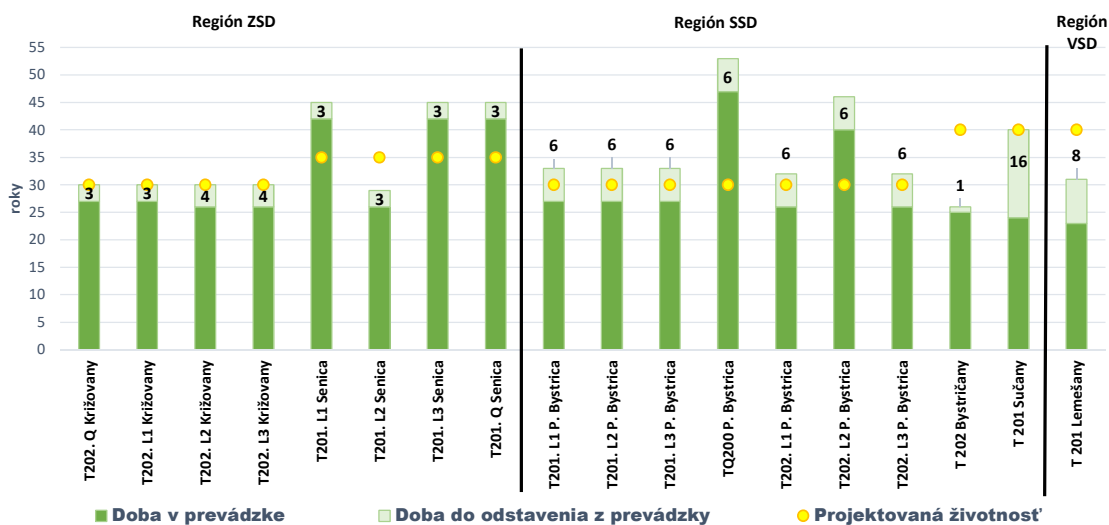
Poznámka: V484 dočasne prevádzkované ako 220 kV vedenie (cca do konca 2021). Pri vedení V425 sa vodiče menili v roku 2019 a do ukončenia jeho projektovanej životnosti sa s ďalšou výmenou neuvažuje.

Obr. 3.2_3 Prehľad doby v prevádzke a odhadovanej doby životnosti 400 kV vedení SEPS k 31.12.2020 (v rokoch)

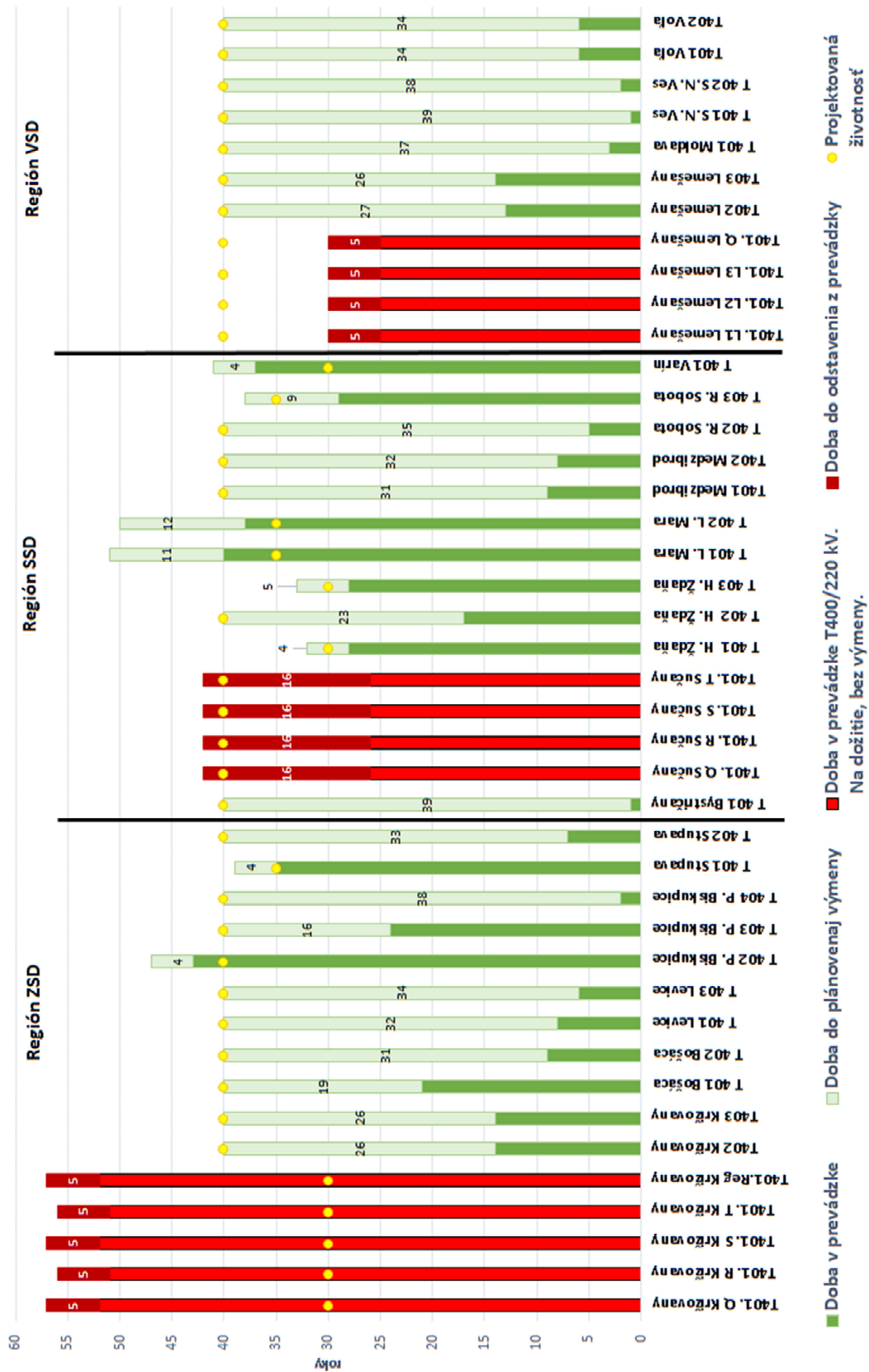
3.3 Transformátory 400/110 kV, 400/220 kV a 220/110 kV

Výkonové transformátory, tvoriace s vedeniami základ prenosovej sústavy, sú inštalované takmer vo všetkých ESt, okrem spínacej stanice Veľký Ďur, Veľké Kapušany, Gabčíkovo a Košice. Zostatková doba spoľahlivej prevádzky transformátorov je overovaná pravidelnými diagnostickými prehliadkami. Podrobnejšie informácie o pripravovaných výmenách transformátorov sú popísané v kapitole 4.4. Viac technických údajov je dostupných na webovom sídle SEPS <https://www.sepsas.sk/TechnickeUdaje.asp?kod=16>.

Najstarší a najdlhšie slúžiaci je transformátor T401 Križovany, nasledovaný transformátormi T401 a T402 v L. Mare, T402 P. Biskupice, T401 Varín a T401 Stupava. Transformátory 220/110 kV sú v sústave na dožitie (Sučany, Lemešany) bez uvažovanej výmeny, pokiaľ sa neplánuje ich náhrada transformátormi 400/110 kV (ako napr. P. Bystrica, Senica, Bystričany, Križovany). Viac informácií o obnove transformátorov je v kapitole 6.



Obr. 3.3_2 Prehľad doby v prevádzke a odhadovanej zostatkovvej doby spoľahlivej prevádzky transformátorov 220/110 kV PPS k 31.12.2020



Obr. 3.3_1 Prehľad doby v prevádzke a odhadovanej zostatkovej doby spoľahlivej prevádzky transformátorov 400/220 kV a 400/110 kV k 31.12.2020

3.4 Kompenzačné zariadenia

SEPS využíva na kompenzáciu jalového výkonu kompenzačné tlmivky, ktoré pomáhajú znižovať napätie v prenosovej sústave. Priamo na úrovni 400 kV je v PS SR pripojená kompenzačná olejová tlmivka iba v ESt Veľké Kapušany. Vo všetkých ostatných prípadoch sú kompenzačné tlmivky v PS SR pripojené do terciárnych vinutí výkonových transformátorov PS/PS alebo PS/RDS. Používajú sa výhradne suché kompenzačné tlmivky vo výkonových radách najmä 45 MVar (3x15 MVar), ale nainštalované sú aj výkonové rady 60 MVar (3x20 MVar) a 90 MVar (3x30 MVar). Veľkosť inštalovaného výkonu kompenzačných tlmiviek v jednotlivých uzloch pri navrhovaní zohľadňuje aj tvrdosť daného uzla PS, aby v ňom zapnutím tlmivky nedochádzalo k veľkým napäťovým poklesom, ale na druhej strane, aby bola regulácia napätia efektívna. Keďže ide o bezúdržbové zariadenia, a teda sa na nich nevykonáva diagnostika tak, ako pri olejových tlmivkách, resp. transformátoroch, zostatková doba spoľahlivej prevádzky u suchých tlmiviek nie je určovaná.

Elektrická stanica	Rok uvedenia do prevádzky	Typ	Doba v prevádzke k 31.12.2018 [roky]	Q _n [MVar]
Menovité napätie siete 400 kV				
V. Kapušany (TL1.L1)	1972	olejová	48	50
V. Kapušany (TL1.L2)	1991	olejová	29	50
V. Kapušany (TL1.L3)	1972	olejová	48	50
V. Kapušany (TL1.Q)	1971	olejová	49	50
Menovité napätie siete 33 kV				
Križovany T402	2006	suchá	14	2x45
Križovany T403	2006	suchá	14	2x45
Lemešany T402	2007	suchá	13	2x45
Lemešany T403	2007	suchá	13	2x45
Moldava T401	1994	suchá	26	1x60
Stupava T402	2013	suchá	7	2x45
Sučany T401	1994	suchá	26	1x60
	2003	suchá	17	1x90
Rimavská Sobota T402	2015	suchá	5	2x45
Voľa T401	2016	suchá	4	2x45
Voľa T402	2003	suchá	17	1x90
Menovité napätie siete 10 kV				
Stupava T401	2005	suchá	15	2x45

Kompenzačná tlmivka 400 kV v ESt V. Kapušany je najstaršia a počíta sa s ňou len na dožitie bez ďalšej náhrady na rovnakej napäťovej hladine. Po jej dožití budú ako náhrada slúžiť tlmivky v ESt Voľa, Lemešany, Moldava a Rimavská Sobota.

V rámci pripravovaných a plánovaných investícií sa uvažuje s umiestnením kompenzačných tlmiviek do ESt Varín, Liptovská Mara, Sučany, Podunajské Biskupice a Stupava. Termíny uvádzania tlmiviek do prevádzky sú uvedené v investičnom pláne a v kapitole 6.

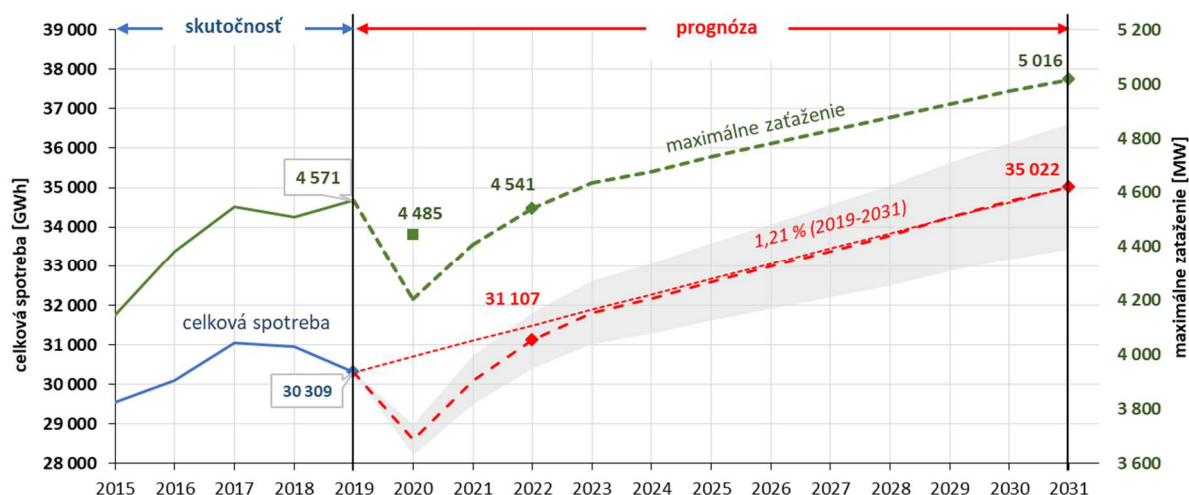
4. Scenáre a varianty pre analýzu rozvoja PS SR

Na účel analýzy a stanovenia potrieb bezpečnej prevádzky ES SR v rozvojových časových horizontoch, boli stanovené scenáre a varianty rozvoja ES SR v časových horizontoch 2025 a 2030.

4.1 Vstupné predpoklady pre stanovenie scenárov a variantov

4.1.1. Vývoj spotreby a zaťaženia v ES SR

Predpokladaný vývoj celkovej brutto spotreby elektriny (v ďalšom len „spotreba elektriny“) ES SR na nasledujúcich 10 rokov, spracovaný v roku 2020 [5], už zohľadňuje predpokladaný globálny ekonomický dopad celosvetovej pandémie COVID-19. Vzhľadom na skutočnosť, že za prvých 9 mesiacov prebiehajúceho roka 2020 bol zaznamenaný kumulatívny pokles v spotrebe elektriny v porovnaní s rovnakým obdobím roku 2019 o 5,17 %, dá sa očakávať, že spotreba v roku 2020 bude nižšia ako spotreba v roku 2019 (30 309 GWh). Návrat k hodnotám spotreby elektriny z obdobia pred pandemiou sa na základe predbežných analýz možného ekonomického vývoja, predpokladá v roku 2022. Do konca sledovaného obdobia (2022 – 2031) sa spotreba elektriny oproti roku 2019 zvýši o približne 4,7 TWh, čo predstavuje priemerný medziročný nárast na úrovni 1,21% [5]².



Obrázok č. 4.1.1_1 Predpokladaný vývoj spotreby elektriny a maximálneho zaťaženia v ES SR

Maximálne zaťaženie sústavy bolo v roku 2019 zaznamenané 22. januára o 9:00 vo výške 4 571 MW, čo je nárast oproti predchádzajúcemu roku o 65 MW.

V prebiehajúcom roku 2020 dosiahlo zaťaženie svoju maximálnu hodnotu (4 485 MW) 24. januára o 9:00, t.j. ešte pred nástupom pandémie COVID-19.

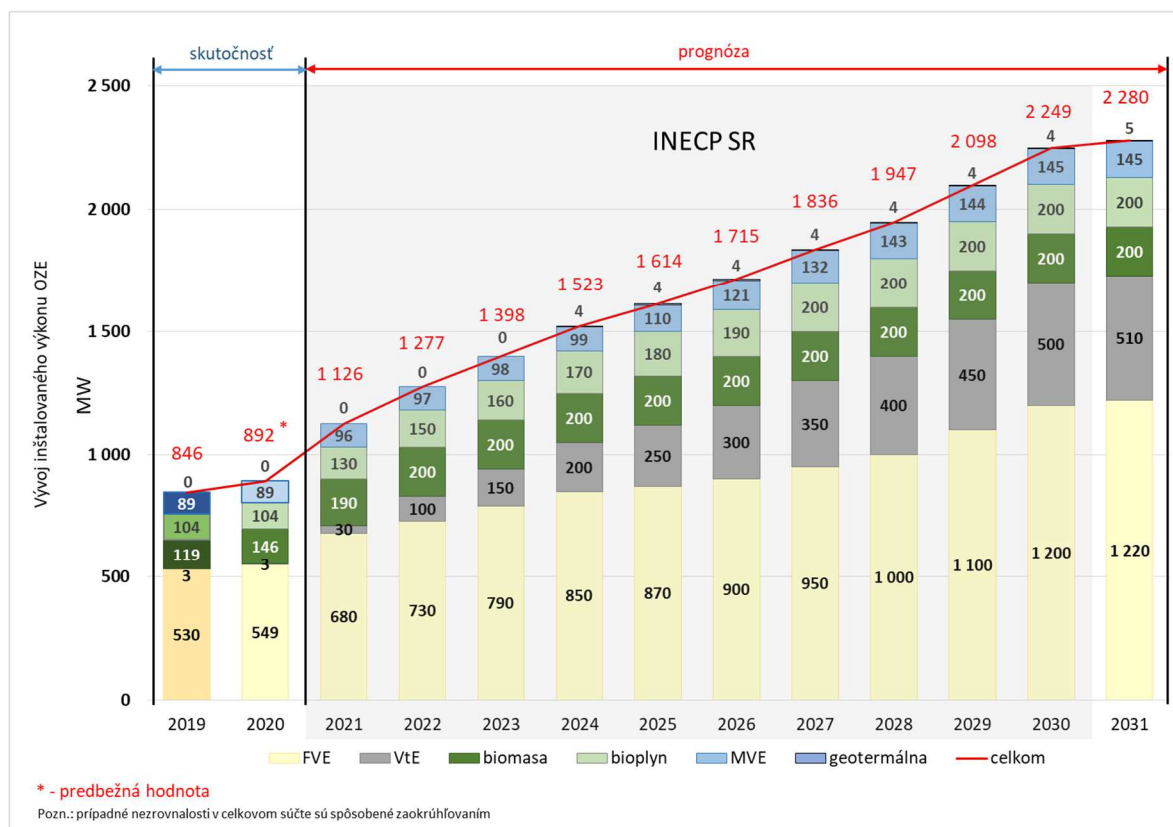
Minimum zaťaženia sústavy sa z letných mesiacov presunulo na jar. V roku 2019 bola hodnota 2 249 MW zaznamenaná 22. apríla o 6:00 a v roku 2020 bolo minimálne zaťaženie sústavy dňa 13.4. o 3:00, na úrovni 2 009 MW. V oboch prípadoch to boli sviatočné dni (Veľkonočný pondelok).

² Výsledná celková brutto spotreba sa môže líšiť od predpokladov v závislosti od vlastnej spotreby a spotreby na prečerpanie. Nemala by však prekročiť rozptyl znázornený na obrázku 4.1.1_1.

4.1.2. Vývoj zdrojového mixu ES SR (inštalovaný výkon a výroba)

Vývoj zdrojového mixu ES SR je vo veľkej miere ovplyvňovaný pripravovanými plánmi EÚ na zlepšenie klímy v EÚ. Nariadením č. 2018/1999 o riadení energetickej únie a opatrení v oblasti klímy (zimný balíček) stanovila EÚ členskými štátom povinnosť vypracovať vlastné národné integrované energetické klimatické plány na roky 2021 až 2030 (INECP) a stanoví tak svoj príspevok k naplneniu cieľov EÚ. Spríšňovaním opatrení členských štátov EÚ, s cieľom znížiť do roku 2030 emisie skleníkových plynov aspoň o 40 % oproti roku 1990, dochádza k postupnému útlmu prevádzky fosílnych zdrojov a k masívnej podpore OZE. Navyše, ostatné ciele EÚ sú ešte ambicióznejšie, a to dosiahnuť do roku 2050 uhlíkovú neutralitu.

Predpokladaný vývoj zdrojového mixu ES SR, zobrazený na obrázku č. 5.1.2_1, vychádza z INECP SR, ktorý reflektuje na dekarbonizačné ciele EÚ do roku 2030. Podiel OZE na celkovej spotrebovanej energii v roku 2030 by mal predstavovať 19,2 %, čo z hľadiska podielu výroby elektriny z OZE na spotrebe elektriny (OZE-E) predstavuje hodnotu 27,3 %. Pre dosiahnutie tohto cieľa INECP SR uvažuje s nárastom inštalovaného výkonu do roku 2030 FVE zo súčasnej hodnoty 530 MW na 1 200 MW a VTE z hodnoty 3,14 MW na 500 MW.



Obrázok č. 4.1.2_1 Vývoj inštalovaného výkonu OZE v PR na roky 2022-2031

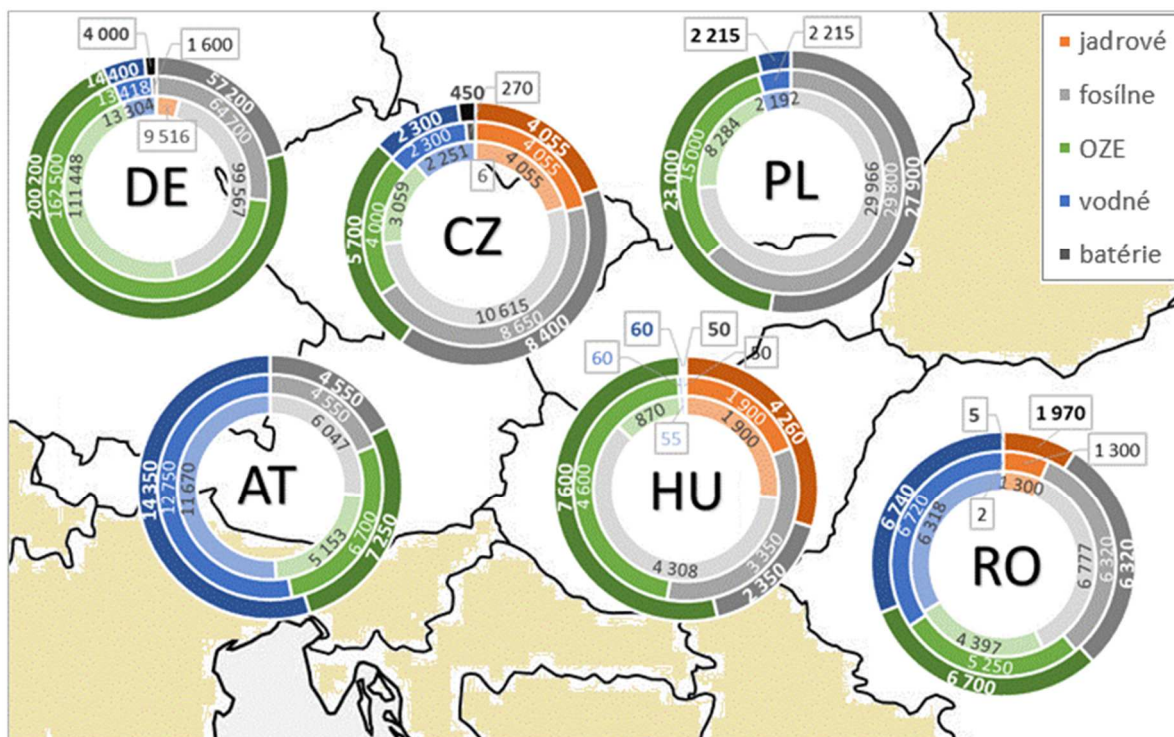
K zvýšeniu podielu bezuhlíkových technológií na celkovej výrobe elektriny výrazne prispieje očakávané uvedenie dvoch blokov JE Mochovce do prevádzky. Oproti predpokladu uvedenom v predchádzajúcom DPRPS, došlo k opätovnému posunu začiatku komerčnej prevádzky. Podľa informácií dostupných v čase spracovania tohto DPRPS sa s nábehom bloku EMO 3 uvažuje v termíne 05/2021. Následne, po 14 mesiacoch, by mal byť uvedený do prevádzky blok EMO 4.

Investície prevádzkovateľa ENO s cieľom plniť prísne emisné limity sa ukázali ako nedostatočné a ďalšie by znamenali jej nerentabilnú prevádzku. V záujme ochrany klímy sa SR zaviazala k odstaveniu hneďouhoľných blokov ENO (2x110 MW) do konca roku 2023. Rovnako je predpoklad, že prevádzka blokov EVO (2x110 MW) bude aj v prípade náhrady

technológie spaľovania čierneho uhlia tuhým druhotným palivom najneskôr v roku 2027 ukončená.

4.1.3. Vstupné predpoklady okolitých ES vo väzbe na cezhraničné výmeny ES SR

Významným faktorom, ktorý ovplyvňuje ročnú mieru využitia NTC cezhraničných profilov ES SR vrátane veľkosti ročného objemu tranzitu cez ES SR, je prevádzka okolitých ES. Na nasledujúcom obrázku je znázornený vývoj inštalovaného výkonu zariadení na výrobu elektriny vo vybraných zahraničných ES v najbližšom okolí ES SR.



Obrázok č. 4.1.3_1 Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny vo vybraných zahraničných ES pre rok 2019 (súčasnosť) a časové horizonty 2025 a 2030
(pozn. grafy zvnútra von znázorňujú roky 2019, 2025, 2030)

Obrázok popisuje stav inštalovaného výkonu v roku 2019 a jeho predpokladaný vývoj v časových horizontoch 2025 a 2030 podľa podkladov jednotlivých prevádzkovateľov PS, poskytnutých pre ENTSO-E v rámci zberu údajov pre budúce spracovanie TYNDP 2022, ktorý sa uskutočnil na začiatku roku 2020.

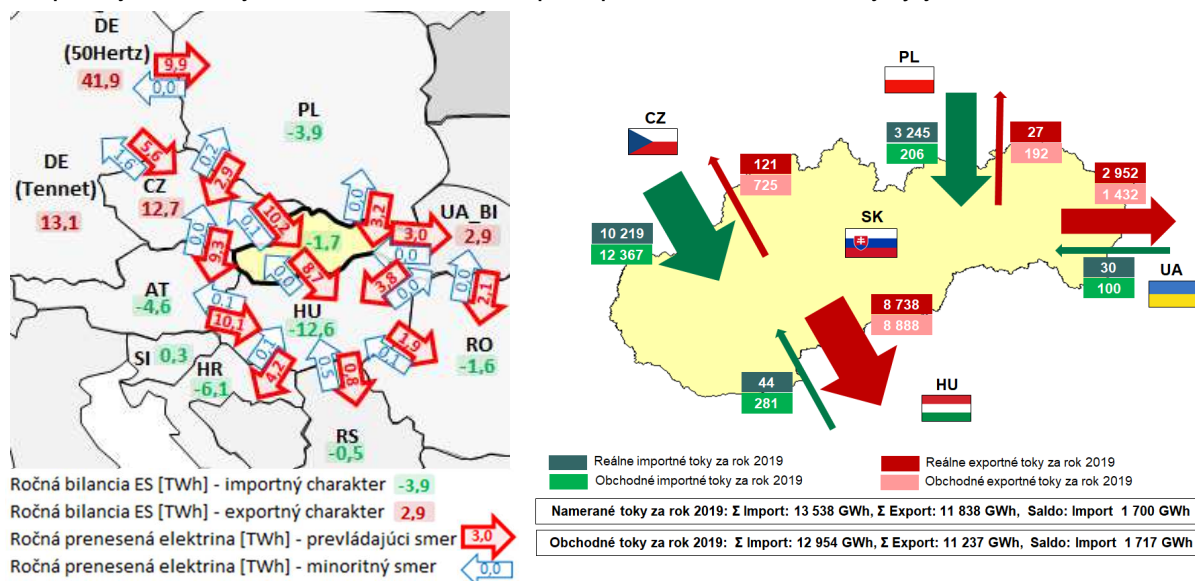
Najvýznamnejšie zmeny v inštalovanom výkone v budúcich desiatich rokoch pravdepodobne nastanú v DE, a to:

- v roku 2025 už nebude v prevádzke žiadna jadrová elektrárňa,
- dôjde k postupnému vyradovaniu fosílnych elektrární z prevádzky, čím sa zníži ich inštalovaný výkon z 99,5 GW v roku 2019 na 57 GW v roku 2030,
- bude pokračovať výrazný nárast inštalovaného výkonu OZE, najmä FVE a VTE, z hodnoty 111 GW v roku 2019 na 200 GW v roku 2030.

Rovnaký trend vo vývoji inštalovaného výkonu ako v DE, je aj v ostatných sledovaných zahraničných ES (CZ, PL, HU, AT, RO), kde celkovo do roku 2030 má byť z prevádzky vyradených približne 8,2 GW inštalovaného výkonu fosílnych zdrojov a naopak, predpokladaný nárast inštalovaného výkonu obnoviteľných zdrojov elektriny je až 28,4 GW.

HU a RO uvažujú v roku 2030 s prevádzkou nových jadrových elektrární o výkone 2 360 MW (HU) a 665 MW (RO). Okrem toho je zaznamenaný aj nárast v inštalovanom výkone batérií, a to najmä v DE (4 GW), CZ (0,5 GW) a menšie výkony v HU (30 MW) a RO (5 MW).

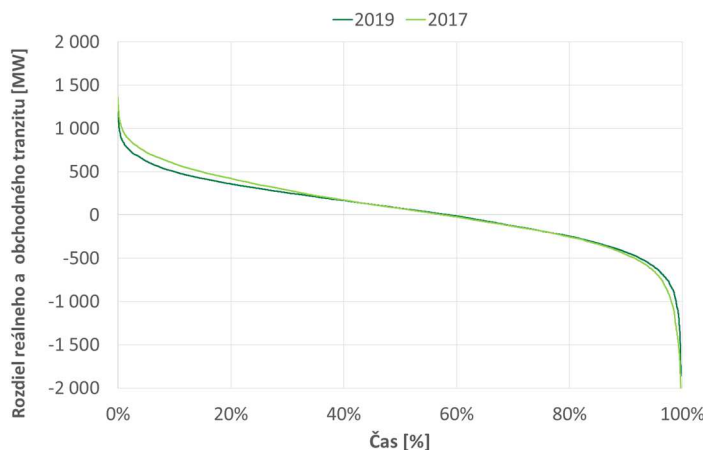
Pre účely sieťových analýz v rozvojových časových horizontoch sú jedným zo základných vstupných predpokladov cezhraničné výmeny v súčasnosti na jednotlivých profiloch ES SR. Nakoľko je ES SR súčasťou synchronne prepojenej ES kontinentálnej Európy, sú na obrázku č. 4.1.3_2 (vľavo) zobrazené ročné objemy reálnych cezhraničných výmen na profiloch ES v stredoeurópskom regióne spolu s bilanciami jednotlivých ES. Na tomto obrázku sú viditeľné prevládajúce smery tokov výkonu zo severozápadu na juhovýchod zobrazeného regiónu. Tento fakt je potvrdený aj na obrázku č. 4.1.3_2 (vpravo), kde sú zobrazené kumulatívne ročné objemy obchodných tokov medzi SR a susediacimi ES a kumulatívne ročné objemy reálnych cezhraničných prenosov elektriny v roku 2019, pričom exportujúcimi krajinami sú krajiny s prebytkovou bilanciou výroby prevažne na severozápade a severe od SR a importujúcimi krajinami sú HU a AT, resp. importné balkánske krajiny južne od SR.



Obrázok č. 4.1.3_2 Bilancia cezhraničných výmen v stredoeurópskom regióne v TWh (vľavo) a v ES SR (vpravo) v GWh v roku 2019

Súčasný stav cezhraničných výmen elektriny ako aj ich vývoj sú implementované aj do procesu prípravy jednotlivých variantov Plánu rozvoja PS.

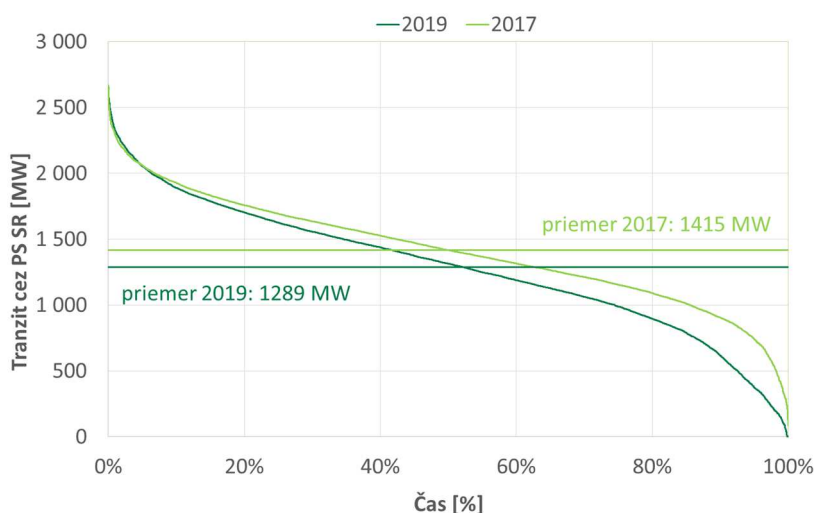
Trend importu elektriny na Slovensko sa nezmenil ani v roku 2019. Oproti roku 2018 klesol o 2097 GWh na hodnotu 1700 GWh, čo predstavuje cca 5,6% z celkovej spotreby elektriny v SR v roku 2019.



Obrázok č. 4.1.3_3 Krivka trvania rozdielu medzi reálnym a obchodným tranzitom za roky 2017 a 2019

Na obrázku č. 4.1.3_3 sú zobrazené krivky trvania rozdielu medzi reálnym a obchodným tranzitom pre roky 2019 a 2017. Rok 2019 predstavuje posledný štatisticky vyhodnotený rok a je porovnaný s rokom 2017, ktorý je z tohto pohľadu zatiaľ najhorším rokom za sledované obdobie. Z obrázka je viditeľné, že reálne tranzitné toky sú približne 60% času z roka väčšie ako obchodné. V niektorých hodinách sa reálne toky odlišujú od plánovaných obchodných výmen natoľko, že môžu spôsobiť komplikované prevádzkové stavy PS a v niektorých prípadoch ohrozujú bezpečnosť prevádzky prepojených PS, vrátane PS SR.

Porovnanie reálnych tranzitných tokov medzi rokom 2019 a 2017 je na obrázku č. 4.1.3_4. Rozdiel medzi posledným štatisticky spracovaným rokom 2019 a najhorším rokom z pohľadu cezhraničných výmen 2017 je minimálny. Na vyššie spomínané prevádzkové stavy musia byť k dispozícii dostatočné prenosové kapacity vedení v PS.



Obrázok č. 4.1.3_4 Krivky trvania tranzitných tokov v PS SR za roky 2017 a 2019

Za účelom minimalizácie vplyvov neplánovaných tranzitných tokov elektriny na bezpečnosť prevádzky prepojených PS, sa v jednotlivých pracovných skupinách ENTSO-E vyvíjajú nové metodiky výpočtu a pridelovania cezhraničných prenosových kapacít (napríklad flow-based a pod.). Základom týchto inovatívnych metodík je zahrnúť do procesu pridelovania kapacít reálnu topológiu PS, ako aj zohľadniť skutočné rozdelenie reálnych tokov výkonu na jednotlivých cezhraničných profiloch, čo by sa malo prejavovať v maximálnej možnej miere minimalizáciou rozdielov medzi obchodnými a reálnymi tokmi výkonu. Implementácia týchto metodík z pohľadu obsahu a termínov bude účastníkom trhu včas oznámená.

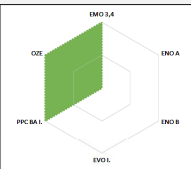
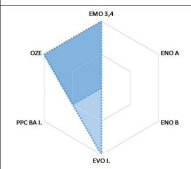


4.2 Scenáre pre hodnotenie primeranosti ES SR

Scenáre možného vývoja výkonovej bilancie ES SR boli zostavené na základe informácií a podkladov dostupných v čase spracovania tohto DPRPS. Scenáre pre obdobie 2022-2031 sú kombináciou neurčitosti prevádzky a predpokladanej životnosti existujúcich zariadení na výrobu elektriny a prevádzky významných odberateľov elektriny. Zohľadňujú tiež termíny avizovaného spustenia EMO 3,4 do komerčnej prevádzky a rešpektujú rozvoj OZE podľa schváleného INECP SR.

Pre DPRPS 2031 boli stanovené tri scenáre: **Očakávaný**, **Nízkouhlíkový** a **Krízový**, ktoré vymedzujú predpokladaný vývoj zdrojového mixu ES SR.

Vo všetkých scenároch sa uvažuje s:

- priemerným medziročným rastom spotreby elektriny na úrovni 1,21 % na základe predpokladov uvedených v kapitole 4.1.1.,
- ukončením prevádzky ENO (2x110 MW + 46 MW) po roku 2023,
- podielom OZE pri výrobe elektriny v roku 2030 na úrovni 27,4%.

Scenár	Spotreba elektriny	Rozhodujúce zariadenia na výrobu elektriny				
		EMO 3,4	ENO	EVO I.	PPC BA I.	OZE
Nízkouhlíkový				prevádzka do 2021	v prevádzke	
Očakávaný		prevádzka od 2021/2022		prevádzka do 2027		
Očakávaný bez EVO		priemerný medziročný rast spotreby elektriny 1,21%			pohotový	podľa INECP SR
Krízový			v omeškani	prevádzka do 2021		

Obrázok č. 4.2_1 Hlavná charakteristika scenárov DPRPS 2031

Očakávaný scenár:

Ide o najpravdepodobnejší vývoj zdrojového mixu. Predpokladá sa spustenie tretieho a štvrtého bloku JE Mochovce v termínoch známych v čase spracovania tohto DPRPS, t. j. 05/2021, resp. 07/2022. Ako je uvedené v kapitole 4.1.2 prevádzková životnosť EVO I. sa predpokladá max. do roku 2027.

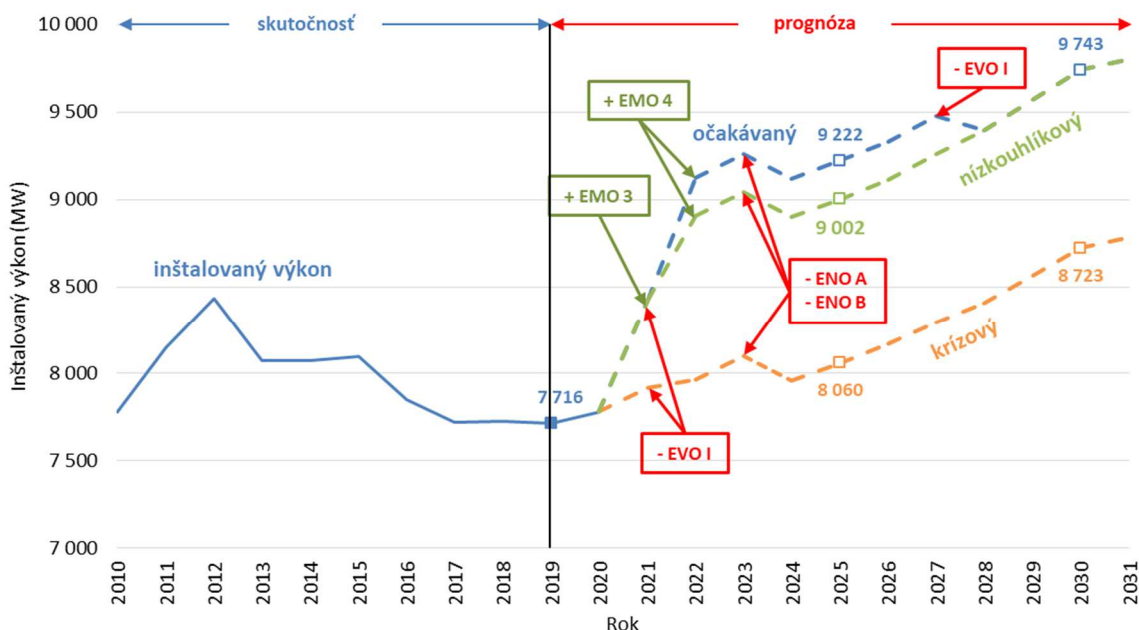
Vzhľadom na vývoj situácie ohľadne ďalšej prevádzky EVO I. v priebehu spracovania tohto DPRPS, bol navyše oproti vyššie spomínaným predpokladom preverený aj prípad ukončenia prevádzky uvedenej elektrárne už v roku 2021 rovnako, ako je uvažované v prípade Nízkouhlíkového a Krízového scenára.

Nízkouhlíkový scenár:

Tento scenár pracuje s predpokladom ukončenia prevádzky EVO I. už v roku 2021. Pre plnenie príspevku SR k dekarbonizačnému cieľu EÚ sa okrem OZE predpokladá aj aj rozvoj väčších zdrojov poskytujúcich dostatočnú flexibilitu akým by mohol byť napr. PPC BA I.

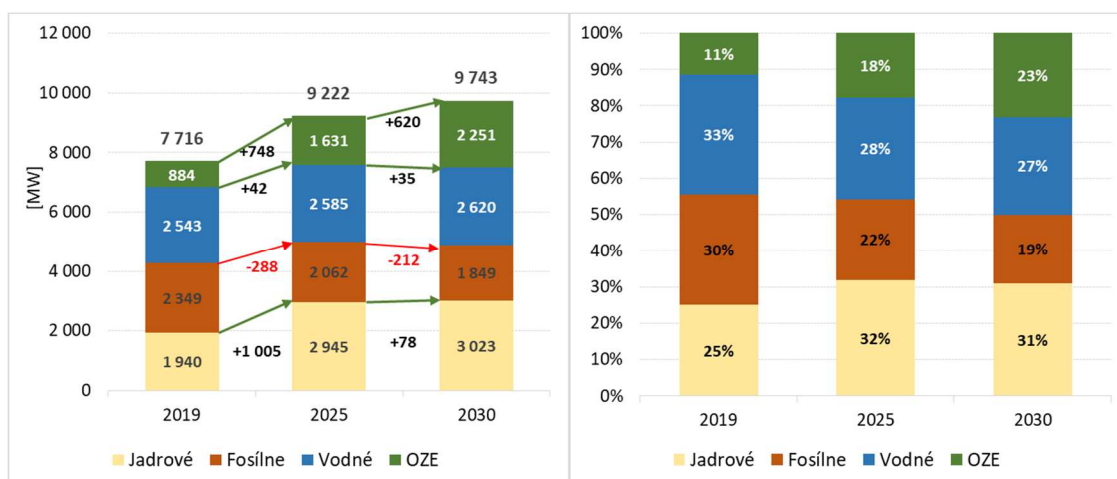
Krízový scenár:

Okrem predčasného ukončenia prevádzky EVO I. v roku 2021 (Nízkouhlíkový scenár) a všeobecne deklarovaného ukončenia prevádzky ENO, tento scenár predpokladá, že dôjde k omeškaniu dlhodobu plánovaného uvedenia blokov 3 a 4 JE Mochovce do komerčnej prevádzky až za sledovaný časový horizont tohto DPRPS, t.j. rok 2031.



Obrázok č. 4.2_2 Predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu v jednotlivých scenároch DPRPS 2031

Na základe vyššie uvedených informácií a analýz predchádzajúcich období je na nasledujúcich obrázkoch znázornený predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu a výroby elektriny.



Obrázok č. 4.2_3 Predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu zariadení na výrobu elektriny a ich celkový podiel na výrobe elektriny v očakávanom scenári

Aj napriek relatívne vysokému nárastu inštalovaného výkonu OZE je ich využitie oproti konvenčným elektrárnám nízke, čo sa prejaví na pomerne malom podiele predpokladanej výroby elektriny. S uvažovaním výroby JE by bezuhlíkové technológie dosiahli takmer 90 % podiel na výrobe elektriny v ES SR.

Pokryvanie predpokladanej spotreby elektriny do roku 2031 s uvažovaním scenárov zdrojového mixu podľa tejto kapitoly je predmetom analýz popísaných a zhodnotených v kapitole 5.

4.3 Varianty sieťových výpočtov pre dimenzovanie ES SR

Za účelom analýzy dostatočnosti dimenzovania ES SR v rozvojových časových horizontoch sú navrhnuté varianty sieťových výpočtov, zostavené nad očakávaným scenárom pre časové horizonty 2025 (R+5) a 2030 (R+10). Jednotlivé varianty a obdobia sú charakteristické

topológiou, nasadením jednotlivých zdrojov elektriny, zaťažením a hodnotou tranzitných tokov cez PS SR. Popis jednotlivých variantov je v tabuľke na obrázku č. 4.3_1.

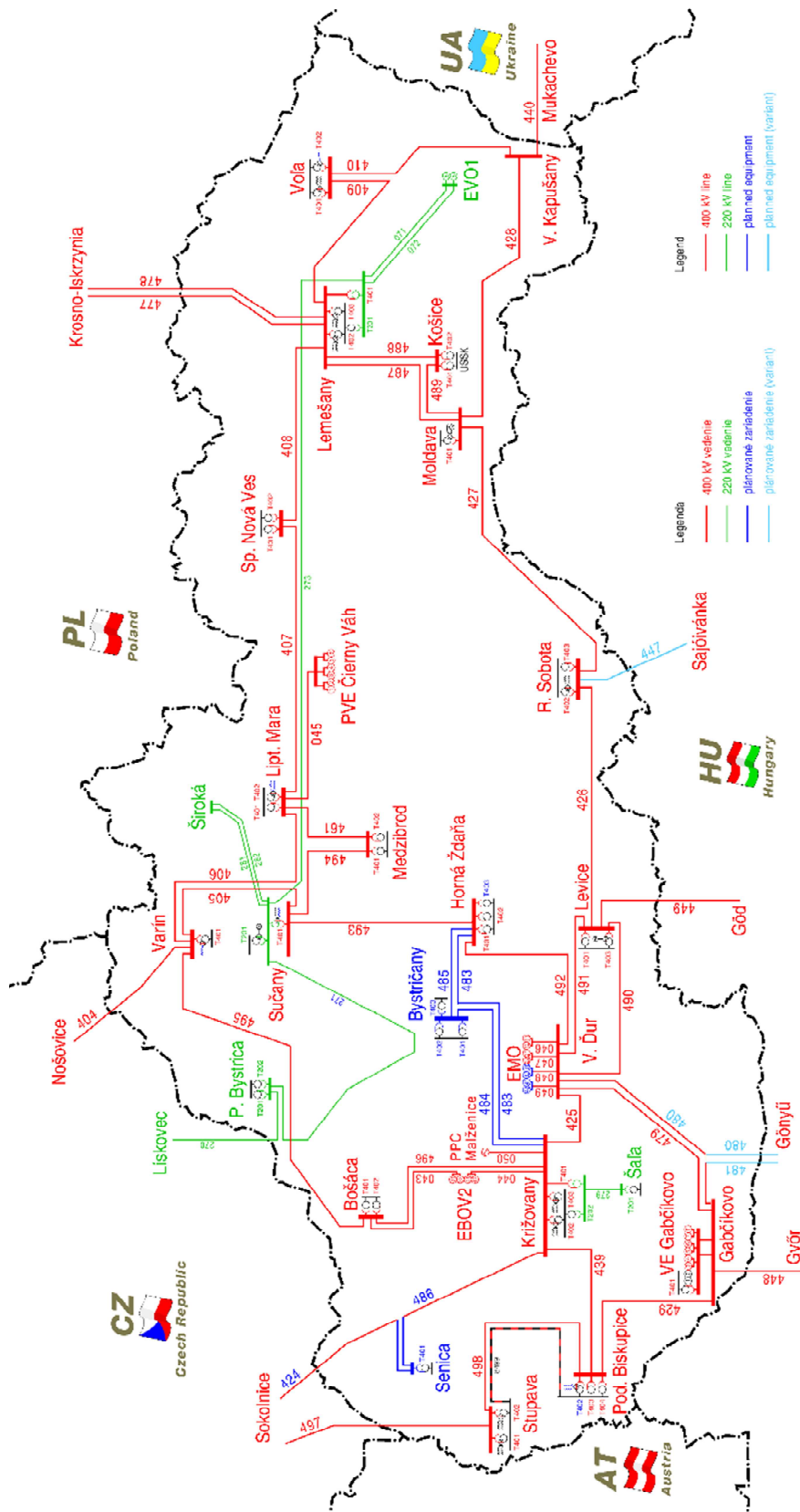
Obdobie	Variant
ZIMA 2025	neuvažuje sa s prevádzkou nových SK-HU vedení zaťaženie ES SR podľa Prognózy spotreby elektriny
	0
	T zvýšený tranzitný tok cez PS SR
	RN záložné napájanie EBO, EMO, Duslo, Fortischem a Slovalco
1	uvažuje sa s prevádzkou nových SK-HU vedení zaťaženie ES SR podľa Prognózy spotreby elektriny
	T zvýšený tranzitný tok cez PS SR
LETO 2025	neuvažuje sa s prevádzkou nových SK-HU vedení zaťaženie ES SR podľa Prognózy spotreby elektriny
	0
	T zvýšený tranzitný tok cez PS SR
	1
1	uvažuje sa s prevádzkou nových SK-HU vedení zaťaženie ES SR podľa Prognózy spotreby elektriny
	T zvýšený tranzitný tok cez PS SR
ZIMA 2030	uvažuje sa s prevádzkou nových SK-HU vedení zaťaženie ES SR podľa Prognózy spotreby elektriny
	1
	T zvýšený tranzitný tok cez PS SR
1	NZV uvažovanie ESt Vajnory
	uvažuje sa s prevádzkou nových SK-HU vedení zaťaženie ES SR podľa Prognózy spotreby elektriny
LETO 2030	1
	T zvýšený tranzitný tok cez PS SR

Obrázok č. 4.3_1 Popis variantov sieťových výpočtov pre horizonty 2025 a 2030

Súvisiace zmeny v topológii PS SR pre oba časové horizonty sú znázornené na obrázkoch č. 4.3_2 až č. 4.3_5, kde sú uvedené schémy súčasného stavu PS SR a schémy pre varianty 2025 a 2030.

V časových horizontoch 2025 a 2030 sa pri tvorbe variantov a scenárov uvažuje so všetkými zariadeniami s predpokladaným dátumom uvedenia do prevádzky 31.12.2024 pre časový horizont 2025 a do 31.12.2029 pre časový horizont 2030. Varianty a scenáre časových horizontov 2025 a 2030, následne analyzované sieťovými výpočtami (výsledky uvedené v kapitolách 5.4 až 5.7) pre tento DPRPS, boli schválené v 03/2020.

Výmena T401 Varín a uvedenie novej ESt Nové Zámky s T401 Nové Zámky do prevádzky boli v analýzách sieťových výpočtov uvažované na základe vstupných predpokladov, ktoré boli následne v priebehu roku 2020 aktualizované na základe skutočností, ktoré nebolo možné zo strany prevádzkovateľa PS ovplyvniť a predvídať. Výmena T401 Varín sa na základe diskusií so SSD posunula z roku 2025 na rok 2024 a uvedenie novej ESt Nové Zámky s T401 Nové Zámky do prevádzky z roku 2030 na rok 2033. Na základe horeuvedeného nie je možné vstupné predpoklady a výsledky sieťových výpočtov v tomto čase zmeniť, a preto sú zmeny v predpokladaných rokoch uvedenia do prevádzky spomínaných investičných akcií oproti predpokladom pri stanovovaní scenárov a variantov, zohľadnené v kapitole 6.3 Vnútroštátne investičné zámery.



Obrázok č. 4.3_3 Výhľadová schéma PS SR pre časový horizont 2025 na účel siet'ových výpočtov k 26.05.2020

5. Vyhodnotenie výpočtov a stanovenie hlavných potrieb pre rozvoj sústavy

5.1 Zdrojová primeranosť ES SR

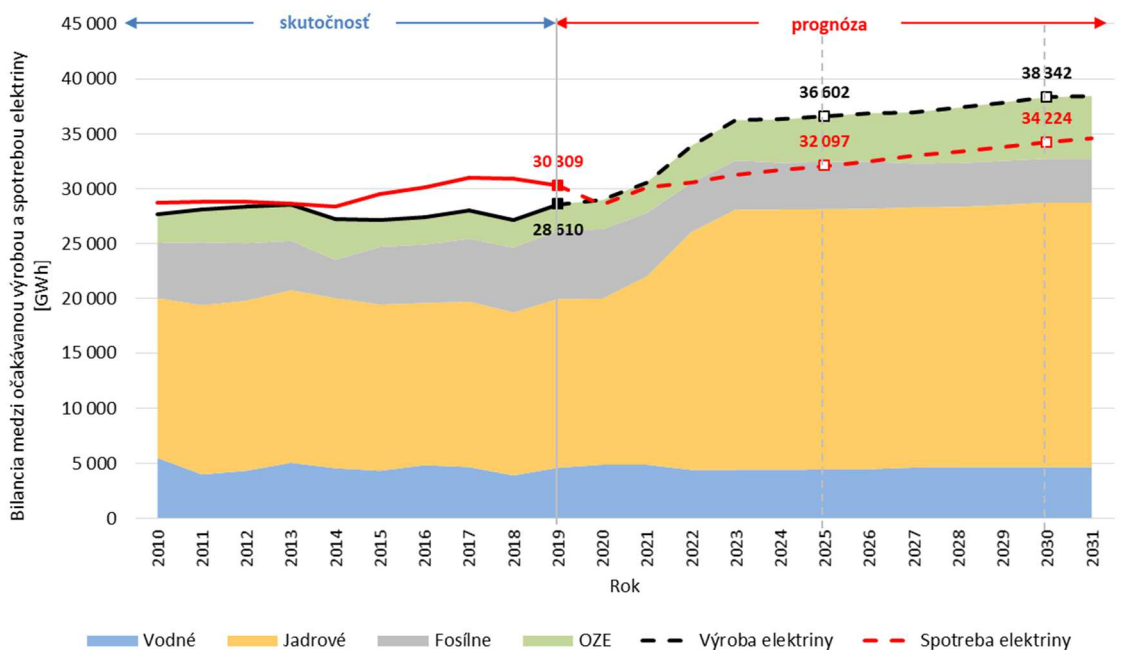


Zdroj: ENTSO-E

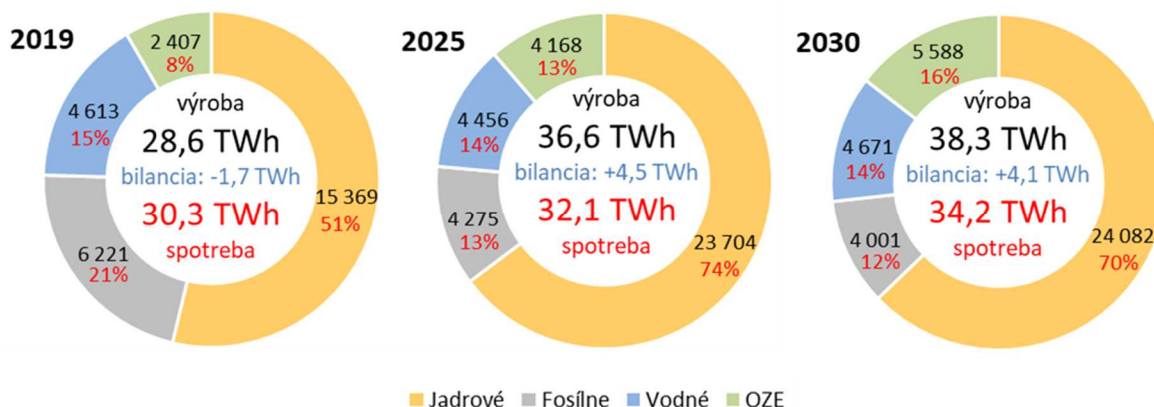
Obrázok č. 5.1_1 Market model

na trhu s elektrinou. Market model obsahuje modely všetkých ES v rámci ENTSO-E, vrátane preporenia s ES mimo ENTSO-E. ES všetkých krajín sú modelované väčšinou jednouzlovo (pozri obrázok č. 5.1_1). Cezhraničné toky sú obmedzované výškou hodnôt NTC jednotlivých cezhraničných profilov. Hodnoty NTC sú stanovené na základe sieťových výpočtov, a teda je v nich zohľadnený vplyv sieťových obmedzení. Takýmto spôsobom je vplyv sietí prenesený aj do market modelu.

Na základe celosystémovej ekonomickej optimalizácie prevádzky preporenej celoeurópskej sústavy by mala byť bilancia medzi výrobou a spotrebou elektriny v ES SR v **očakávanom scenári** exportná (+4 až +4,5 TWh/rok). Pre variantné riešenie **očakávaného scenára bez prevádzkovania EVO I.** sa bilancia takmer vôbec nelíši, nakoľko bol zdroj do roku 2027 nasadzovaný s výrobou cca 50 GWh/rok. Obdobné výsledky bilancie sú aj pre **Nízkouhlíkový scenár**, kde rozdiel oproti **očakávanému scenáru** nie je vyšší ako 0,2 TWh/rok. Nízke nasadzovanie EVO I. je spôsobené vysokými prevádzkovými nákladmi tejto elektrárne.

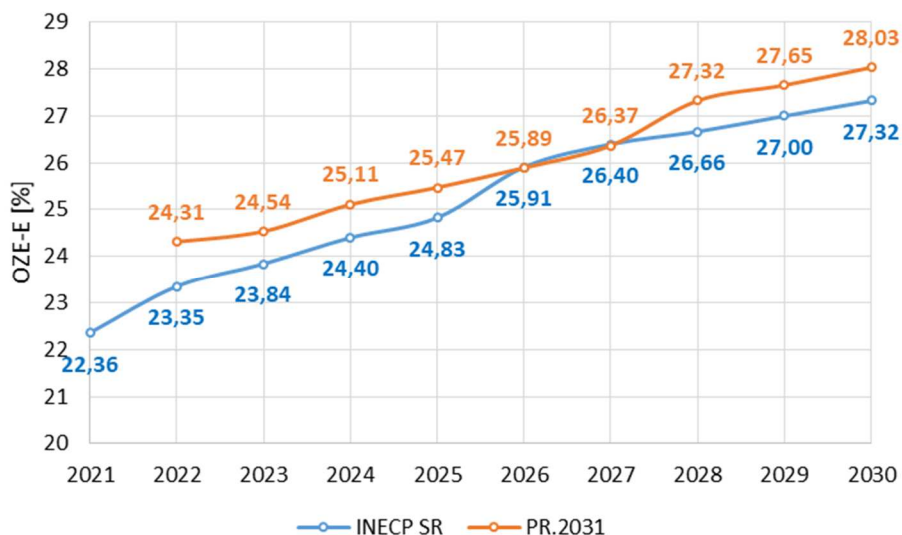


Obrázok č. 5.1_2 Bilancia pokrývania predpokladanej spotreby elektriny – očakávaný scenár



Obrázok č. 5.1_3 Výroba elektriny a jej podiel na celkovej spotrebe elektriny v členení po palivách – očakávaný scenár

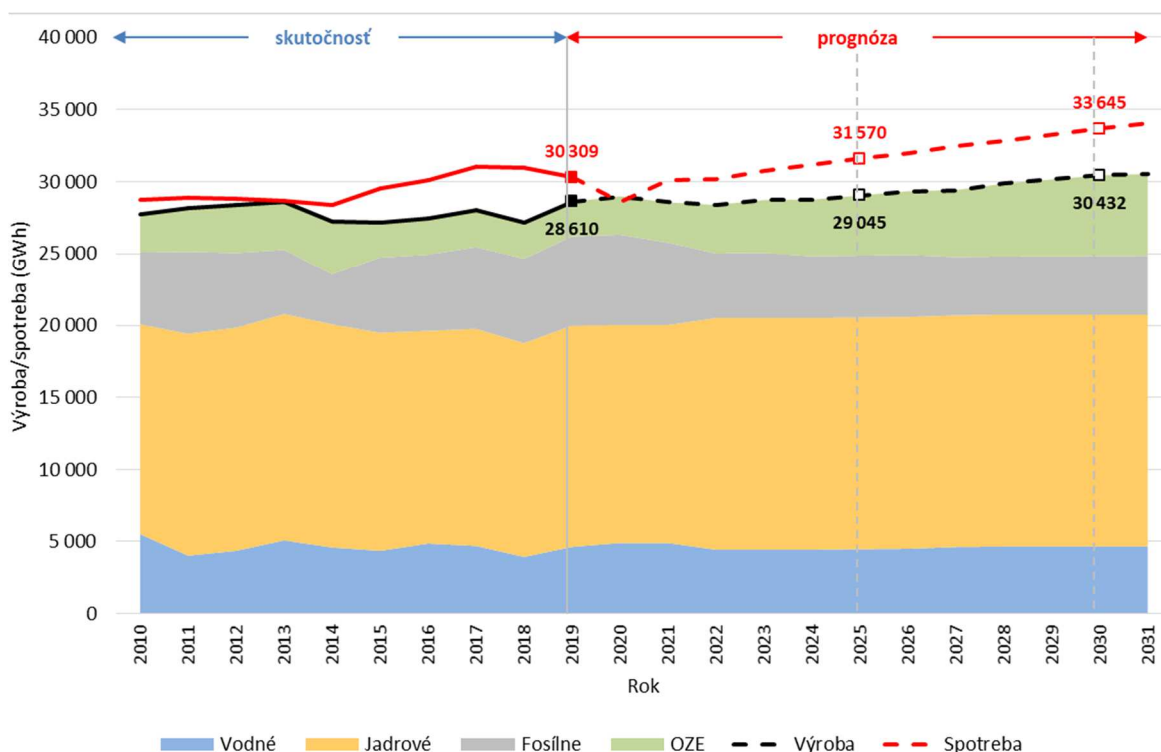
Porovnaním výsledkov market simulácie pre **očakávaný scenár** tohto PR s INECP je možné konštatovať, že OZE-E, resp. podiel výroby elektriny z OZE na celkovej spotrebe elektriny je oproti trajektórii uvedenej v INECP vyššia v priemere o 0,6%. To znamená, že v roku 2030 bude OZE-E na základe market simulácie na úrovni 28,03% (cieľ podľa INECP SR 27,3%).



Obrázok č. 5.1_4 Porovnanie trajektórie OZE-E INECP a PR – očakávaný scenár

Uvedený rozdiel je spôsobený predovšetkým v priemere o 1 000 GWh nižšou celkovou spotrebou elektriny podľa predpokladov v tomto PR ako je uvažovaná v INECP. Výsledná celková výroba elektriny z OZE na základe market simulácie je takmer totožná s predpokladmi v INECP.

V prípade omeškania dlhodobu plánovaného uvedenia EMO 3,4 do komerčnej prevádzky až za sledovaný časový horizont tohto DPRPS, t.j. rok 2031 (**Krízový scenár**), by bola bilancia sústavy medzi výrobou a spotrebou elektriny importná v celom sledovanom období (-2 až -3 TWh/rok).



Obrázok č. 5.1_6 Bilancia pokrývania predpokladaného zaťaženia – krízový scenár

Zdrojová primeranosť je vyhodnocovaná na základe „market simulácie“ pravdepodobnostnými ukazovateľmi bezpečnosti dodávok, resp. primeranosti: trvanie nedodávky (LOLE - Loss Of Load Expectation) v hodinách za rok a nedodanej energie (EENS – Expected Energy Not

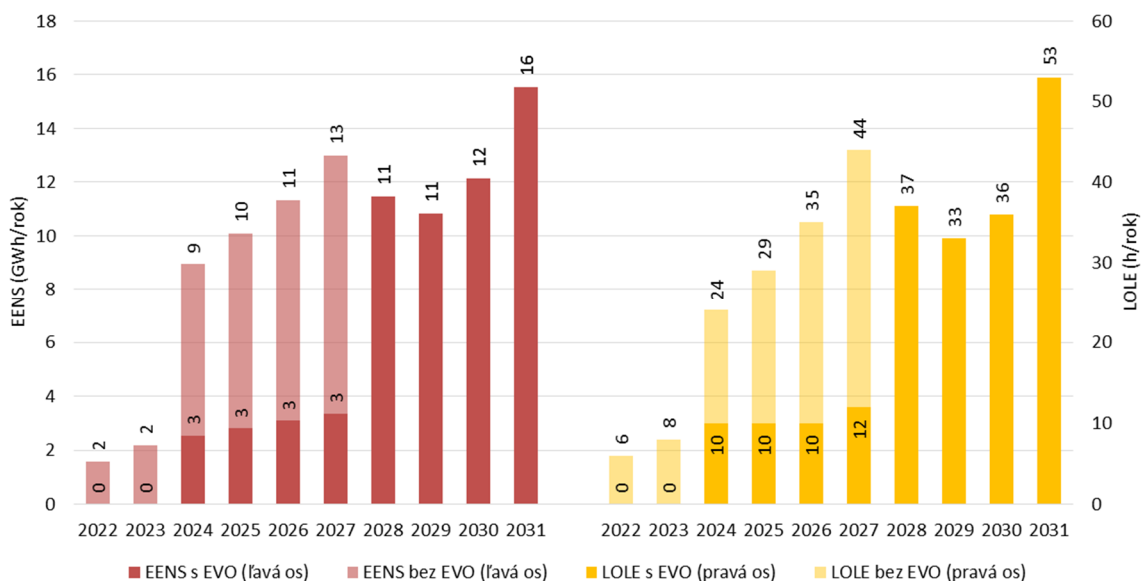
Served) v GWh/rok. V zmysle Nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou musí mať členský štát v prípade zavedenia kapacitných mechanizmov stanovený štandard spoľahlivosti (RS – Reliability Standard) minimálne v podobe cieľového trvania nedodávky, tzv. $LOLE_{RS}$.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

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

Pre stanovenie importnej závislosti ES SR v rámci hodnotenia primeranosti zdrojov boli všetky scenáre preverené aj pre prípad nedostupnosti importu, t. j. pre nulovú importnú kapacitu na cezhraničných profiloch sústavy SR. Pri analýze primeranosti zdrojov tzv. izolovanej ES SR bola preukázaná nedodávka, teda nenulové hodnoty LOLE a EENS.

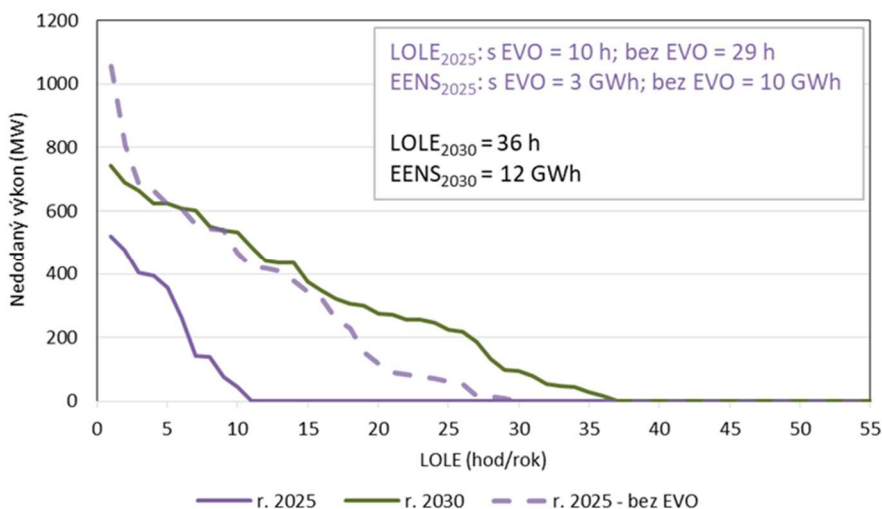
Očakávaný scenár – izolovaná sústava SR

V izolovanej sústave očakávaného scenára evidujeme len miernu nedodávku elektriny na úrovni jednotiek GWh/rok a v trvaní jednotiek hodín ročne, ktorá je spôsobená nedostupnosťou (náhodný výpadok / plánovaná údržba) viacerých výrobných blokov súčasne. Výraznejšie zmeny môžeme vidieť medzi rokmi 2023 a 2024, kedy dôjde k odstaveniu elektrární ENO A a ENO B, a medzi rokmi 2027 a 2028, kedy dôjde k odstaveniu EVO I. Mierny medziročný pokles ukazovateľov LOLE a EENS v období 2027 (stav bez EVO) až 2029 je spôsobený väčšou výrobou FVE a VTE vplyvom medziročného nárastu inštalovaného výkonu v týchto technológiách a rozdielnym priebehom výroby VTE. Väčšia výroba v OZE má za následok rozdielnu prevádzku PVE, ktoré tým pádom vedú vo väčšej miere zmierniť alebo úplne eliminovať stavy nedodávky oproti roku 2027.



Obrazok č. 5.1_7 Ročné vyhodnotenie nedodanej energie – očakávaný scenár

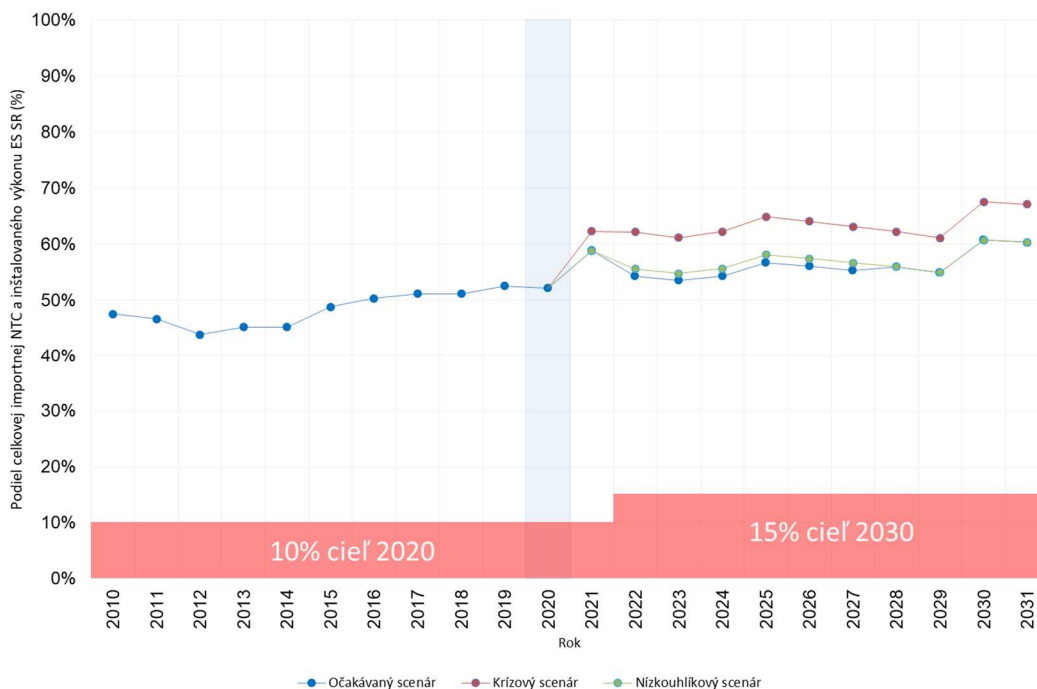
Na základe závislosti veľkosti nedodaného výkonu od jeho trvania je možné teoreticky stanoviť, koľko pohotovému výkonu by bolo do sústavy potrebné pripojiť, aby bol splnený štandard spoľahlivosti stanovený ukazovateľmi $LOLE_{RS}$ prípadne hodnotou $EENS_{RS}$ pre prepojenú sústavu. Závislosť nedodaného výkonu od trvania nedodávky variantného stavu bez EVO I. bl. 5 a 6 sa do značnej miery približuje krivke pre rok 2030. Z grafu je tiež zrejmé, že rozdiel 220 MW v inštalovanom výkone dokáže radikálne zmeniť trvanie nedodanej energie. Vplyvom chýbajúceho výkonu sa v prierezovom roku 2025 zvýši LOLE z 10 na 29 hodín, okrem rozdielu v inštalovanom výkone sa na zmene pravdepodobnostných ukazovateľov podieľa aj rozdielna prevádzka prečerpávacích VE.



Obrázok č. 5.1_9 Závislosť nedodaného výkonu od doby trvania – očakávaný scenár

V sledovanom období tohto DPRPS sa v prepojenej sústave nevyskytuje stav, kedy by bola evidovaná nedodávka elektriny. Vo všetkých uvažovaných scenároch bude v sústave dostatok výkonu pre pokrytie predpokladaného zaťaženia. Aj v prípade nedostatočného výkonu pre pokrytie zaťaženia zdrojmi pripojenými do ES SR má sústava dostatočnú úroveň prepojenia (podiel importnej kapacity ES SR k celkovému inštalovanému výkonu na obrázku 5.1_8, pričom importnou kapacitou ES SR sa rozumie súčet importných NTC na jednotlivých cezhraničných profiloch) pre zaistenie dodávky chýbajúceho výkonu zo zahraničia, ktoré prispieva k celkovej primeranosti zdrojov rádo vo stovkách GWh.

Omeškanie dlhodobo plánovaného uvedenia EMO 3,4 do komerčnej prevádzky až za sledovaný časový horizont tohto DPRPS, t.j. rok 2031 bude mať podstatný vplyv na prevádzku a rozvoj ES SR. Muselo by dôjsť k zásadnému prehodnoteniu súčasného návrhu energetickej politiky SR, a to nielen v oblasti rozvoja jadrových, ale i klasických (konvenčných) elektrární. Znamenalo by to zásadne iné zámery rozvoja výrobnéj základne SR. Súčasne by sa muselo upustiť od priority rozvíjania primeranej proexportnej bilancie ES SR.

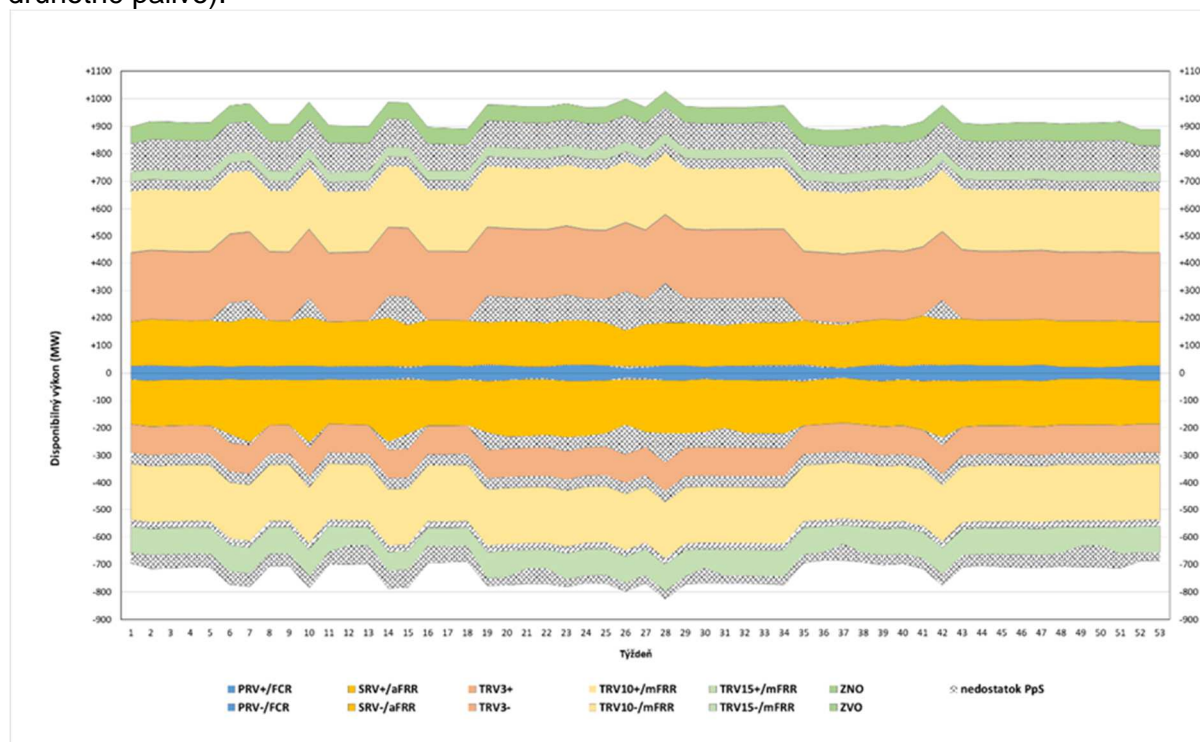


Obrázok č. 5.1_10 Predpokladaná úroveň prepojenia PS SR v zmysle Electricity Interconnection Target podľa Oznámenia Komisie COM(2017)718

5.2 Systémová dostatočnosť ES SR

Jedným zo zásadných faktorov ovplyvňujúcich dostatočnosť PpS je vo všeobecnosti prevádzka zdrojov elektriny a ich disponibilita pre pokrývanie jednotlivých typov PpS. Vzhľadom na neurčitý a ťažko predikovateľný rozvoj alternatívnych technológií schopných poskytovať PpS, tieto v tomto posúdení uvažované neboli. Vyhodnotenie disponibility PpS v prierezovom roku 2025 pre **očakávaný scenár** je realizované v rozlíšení týždenných maxim zaťaženia. Z dôvodu avizovaného zapojenia SEPS do európskych platforiem na výmenu regulačnej energie z rezerv na obnovenie frekvencie s automatickou a manuálnou aktiváciou (PICASSO a MARI) vyhodnotenie disponibility PpS pre časový horizont roku 2030 nie je uvedené, keďže ešte nie je ustálené správanie sa takéhoto systému.

Pre overenie dostatočnosti PpS bolo v **očakávanom scenári** oproti predpokladom uvedeným v kapitole 4 uvažované s prevádzkou EVO I. po zmene palivovej základne (prechod na tuhé druhotné palivo).



Obrázok č. 5.2_1 Predpokladaná disponibilita PpS v týždenných maximách zaťaženia ES SR v roku 2025 – **očakávaný scenár**

Z výsledkov je zrejmé, že pri režime prevádzky výrobných jednotiek na základe výsledkov market simulácie nad **očakávaným scenárom** pravdepodobnostného modelu ES SR, nebude možné zabezpečiť požadovaný objem PpS v plnom rozsahu počas týždenných maxim zaťaženia ES SR pre PRV, SRV, TRVMIN3+/-, TRVMIN10+/- a TRVMIN15+/-.

Najväčší predpokladaný nedostatok pri pokrývaní PpS je zaznamenaný pri točivých rezervách SRV+/aFRR+ a SRV-/aFRR-, kde pre SRV+/aFRR+ bol zaznamenaný nedostatok vo výške 143 MW v 28. týždni a v 26. týždni pre SRV-/aFRR vo výške 107 MW.

Na základe analýzy dostatočnosti PpS taktiež nebudú v roku 2025 požiadavky na mFRR+ a mFRR- (len štandardné produkty, t.j. všetky TRV okrem TRV3MIN+/-) v rozsahu týždenných maxim zaťaženia naplnené v požadovanom rozsahu. Najväčší predpokladaný nedostatok pre mFRR+ je zaznamenaný v 51. týždni vo výške 90 MW a pre mFRR- v 50. týždni vo výške 102 MW.

V rámci pokrývania jednotlivých PpS sú rešpektované obvyklé aktivácie PpS, kde predovšetkým pre točivé rezervy SRV+/aFRR+ a SRV-/aFRR- boli navyše tieto aktivácie na

certifikovaných zdrojoch navyšované, a to z dôvodu výrazného zvýšenia maximálnych požiadaviek na PpS, ktorých nárast je spôsobený nárastom inštalovaného výkonu vo FVE a VTE v roku 2025.

Možnými riešeniami pre zaistenie dostatočnosti PpS by mohli byť³:

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

V rozmedzí rokov 2020 až 2022 budú zavedené do praxe zmeny vyplývajúce už v súčasnosti platných nariadení Komisie (EÚ), predovšetkým však z nariadenia č. 2017/2195. Uvedené nariadenie, ktorým sa ustanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (Electricity Balancing Guideline – EBGL).

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

Jednou z pripravovaných platforiem je **aFRR – platforma** na výmenu regulačnej elektriny z rezerv na obnovenie frekvencie s automatickou aktiváciou. Jej implementáciu zastrešuje medzinárodný projekt PICASSO – The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation. Ďalšou európskou platformou je **mFRR platforma** na výmenu regulačnej elektriny z rezerv na obnovenie frekvencie s manuálnou aktiváciou. Jej implementáciu zastrešuje medzinárodný projekt MARI - Manually Activated Reserves Initiative.

Vstupom PPS SR do uvedených platforiem by malo dôjsť k optimalizácii aktivácie RE na pokrytie odchýlky na základe princípu merit-order na celoeurópskej úrovni, jednak z pohľadu ceny, ale prebehne aj netting požiadaviek dvoch PPS, čím bude potrebné aktivovať menej RE.

³ Ako nástroj pre zaistenie dostatočnosti PpS sa dajú využiť aj batériové systémy. Pri spracovaní jednotlivých scenárov však SEPS vychádzala z podkladov dostupných v čase spracovania DPRPS, t.j., v roku 2020. Rozvoj zdrojovej základne v oblasti OZE na Slovensku vychádzal z dokumentu „Integrovaný národný energetický a klimatický plán na roky 2021 – 2030“. Predmetný dokument sa touto témou nezaoberá.

Informácie pre rozvoj OZE v zahraničí boli čerpané z ENTSO-E, z dokumentu TYNDP 2020 (Ten Years Network Development Plan 2020; <https://consultations.entsoe.eu/system-development/tyndp2020/>). TYNDP sa spracováva v dvojročnom cykle. Ostatný dokument TYNDP 2020 obsahuje informácie a predpoklady ovplyvňované poznáním z rokov 2018/2019 a v rámci vstupných údajov obsahuje aj údaje o inštalovanom výkone výrobní, vrátane batériových úložísk.

Pri nasledujúcom spracovaní DPRPS bude problematika batériových úložísk v dokumente zohľadnená adekvátne k diskusii a situácii v ES SR v danom čase. V čase spracovania tohto DPRPS 2022-2031 však SEPS nedisponovala žiadnymi relevantnými informáciami o tomto type projektov v rámci SR.

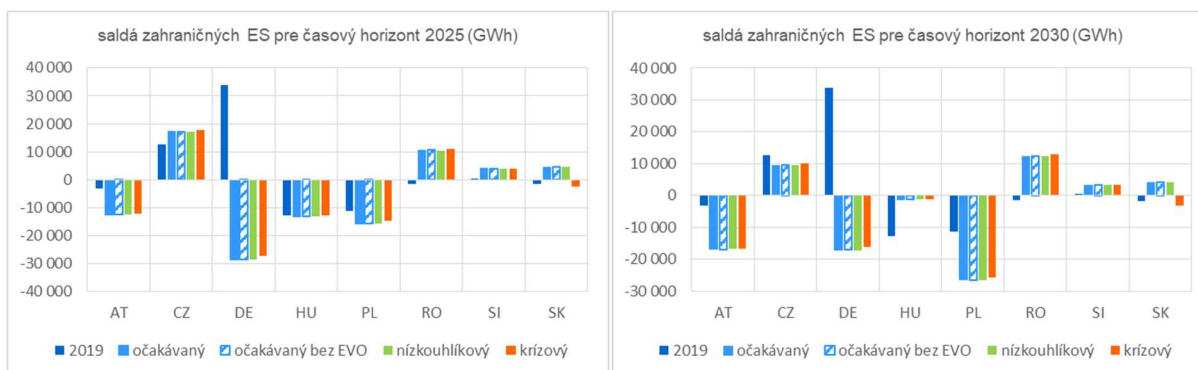
5.3 Cezhraničné výmeny elektriny

5.3.1. Vývoj obchodných cezhraničných výmen

Objemy obchodných cezhraničných výmen na jednotlivých SK profiloch sú výsledkom simulácií v market modeli, ktorého popis sa nachádza v úvode kapitoly 5.1.

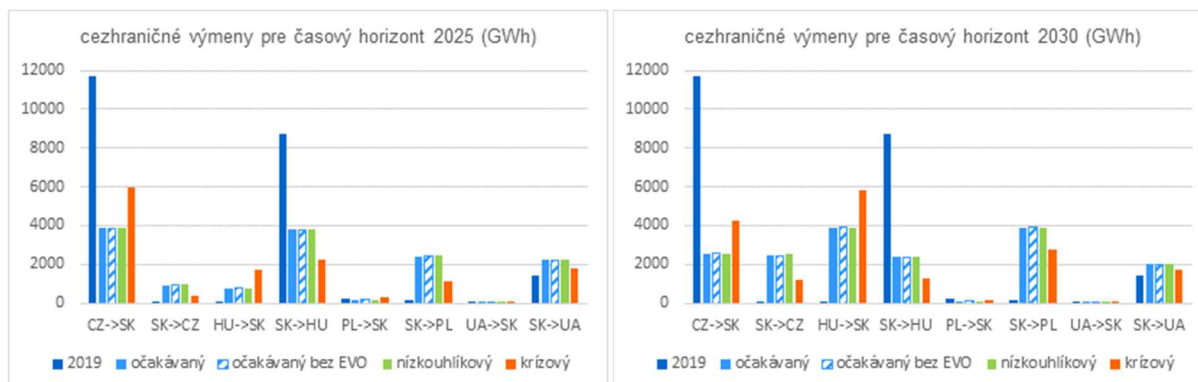
Vývoj predpokladaných prenosov na slovenských cezhraničných profiloch významne závisí od sáld ostatných ES, predovšetkým v regióne Continental Central East (ďalej aj „CCE“), ktoré sú uvedené na obrázku 5.3.1_1. Saldá okolitých krajín sa v jednotlivých scenároch, t.j. v očakávanom, krízovom a nízkouhlíkovom, v rámci rovnakého časového horizontu veľmi nelíšia, nakoľko zmeny v zdrojovom mixe boli vykonávané iba v ES SR. Scenáre **očakávaný**, **očakávaný bez EVO** a **nízkouhlíkový** pre 2025 aj 2030 sú z hľadiska objemu cezhraničných výmen elektriny na cezhraničných profiloch SR navzájom veľmi podobné.

Sumárny objem **obchodných** výmen elektriny na cezhraničných profiloch Slovenska sa pravdepodobne zníži v porovnaní s rokom 2019 približne o 35 % v roku 2025 a o 23 % v roku 2030. Tento pokles je dôsledkom najmä odstavenia všetkých jadrových elektrární v DE do roku 2025, ako aj postupného odstavovania fosílnych elektrární v DE (viac v kapitole 4.1.3).



Obrázok č. 5.3.1_1 Saldá zahraničných ES pre časové horizonty 2025 a 2030 a rok 2019

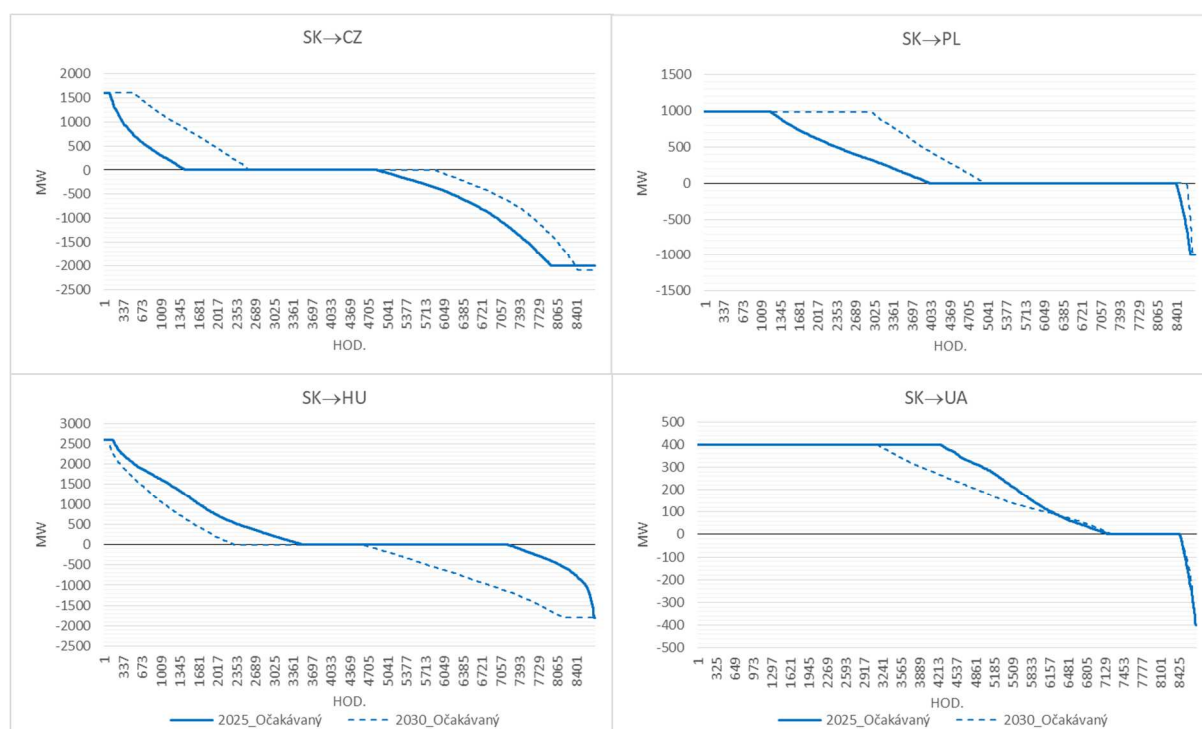
Z hľadiska cezhraničných profilov sa tento pokles prejaví najmä na profile CZ-SK, keď sa výmeny v smere z CZ do SK znížia v roku 2025 až o dve tretiny v porovnaní s rokom 2019, t.j. z 11,7 TWh na 3,8 TWh. To ovplyvní aj profil SK-HU, keď sa výmeny v smere z SK do HU znížia o cca polovicu, z 8,7 TWh na 3,8 TWh. V roku 2030 je zníženie ešte výraznejšie a dokonca môže nastať situácia, že ročné obchodné výmeny v smere HU→SK budú vyššie ako v smere SK→HU. To závisí najmä od salda PL, ktoré bude v roku 2030 pravdepodobne výrazne importné.



Obrázok č. 5.3.1_2 Cezhraničné výmeny elektriny na cezhraničných profiloch PS SR pre časové horizonty 2025 a 2030 a rok 2019 (obchodné výmeny)

Vzhľadom k takémuto vývoju cezhraničných obchodných výmen a zmene charakteru zdrojovej základne v regióne CCE, kedy klesá inštalovaný výkon elektrární so stabilnou výrobou a rastie inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny s vysokou fluktuáciou výroby, sa zmení aj charakter využívania NTC na SK cezhraničných profiloch. Je to zrejme na cezhraničnom profile CZ-SK, na ktorom je úroveň NTC v smere z CZ do SK v roku 2025 dosiahnutá 9 % času v roku. Na profile SK-PL je v roku 2025 dosiahnutá úroveň NTC 13 % času a v roku 2030 až 34 % času v roku. Na hraničnom profile SK-UA, ktorý má najnižšiu hodnotu NTC, bola zo všetkých SK cezhraničných profilov najčastejšie dosiahnutá úroveň NTC, a to až 49 % času v roku v smere z SK do UA. Je možné predpokladať, že v prípade zvýšenia NTC by sa objem cezhraničných výmen na tomto profile mohol zvýšiť. Predpokladané využitie NTC pre **očakávaný scenár** v prierezových rokoch 2025 a 2030 je zobrazené na obrázku 5.3.1_3.

V prípade **krízového scenára** sa zníženie výroby v SK o približne 7 TWh prejaví znížením exportu najmä na HU a PL profile a zvýšením importu z CZ a HU.



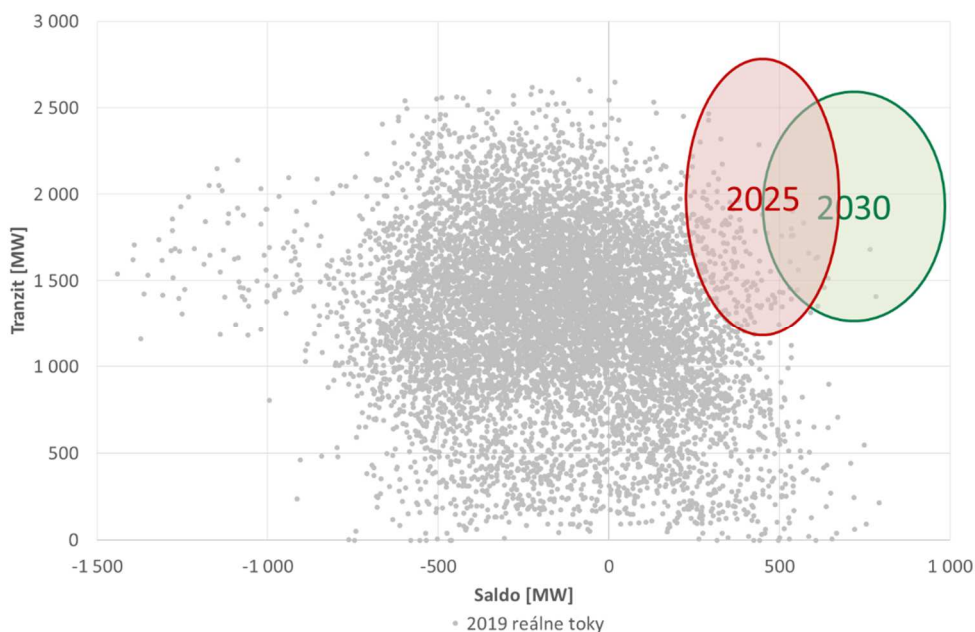
Obrázok č. 5.3.1_3 Predpokladané využitie NTC na jednotlivých cezhraničných profiloch pre **očakávaný scenár v časových horizontoch 2025 a 2030**

(pozn. kladné hodnoty znamenajú export)

5.3.2. Vývoj reálnych cezhraničných výmen

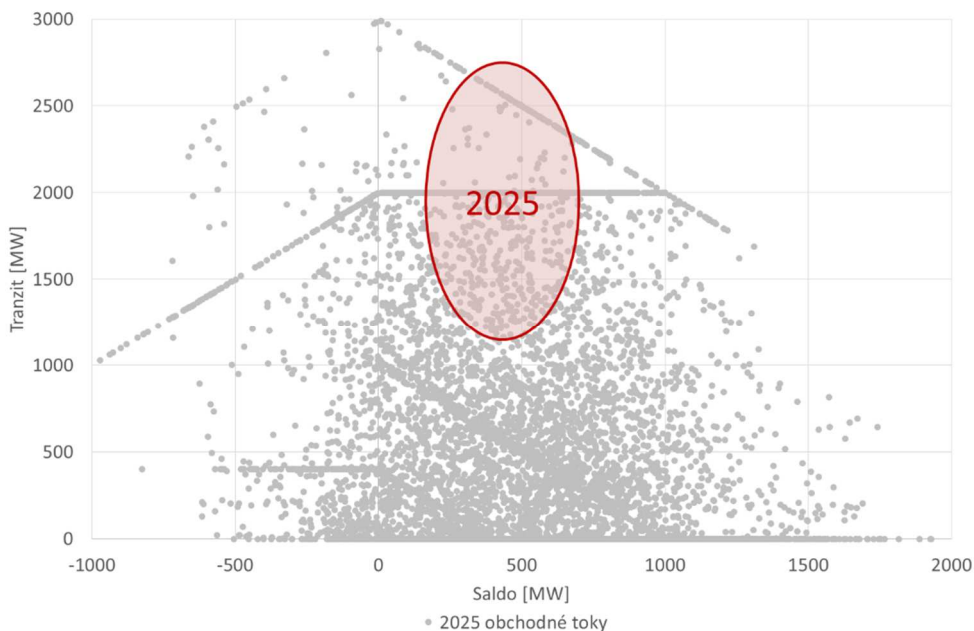
Za účelom porovnania hodnôt reálnych cezhraničných výmen na SK profiloch v súčasnosti a v rozvojových časových horizontoch sú na obrázku č. 5.3.2_1 znázornené a porovnané reálne hodnoty tranzitných tokov cez ES SR v závislosti od salda ES SR v roku 2019 a vo variantoch časových horizontov 2025 a 2030. Hodnoty v roku 2019 sú v hodinovom rozlíšení, a hodnoty v 2025 a 2030 sú deterministicky stanovené pre jednotlivé varianty.

Sieťovými výpočtami boli analyzované stavy, ktorých tranzit je na úrovni priemerného tranzitu v roku 2019, a stavy so zvýšeným tranzitom, ktoré sú na úrovni maximálneho nameraného tranzitu v roku 2019, predstavujúce najhorší možný stav. Z obrázka č. 5.3.2_1 je viditeľné, že prenosová schopnosť PS SR je dostatočne nadimenzovaná, aby aj pri očakávaných saldách a tranzitoch ES SR v roku 2025 a 2030 bola zaistená bezpečnosť prevádzky PS SR.

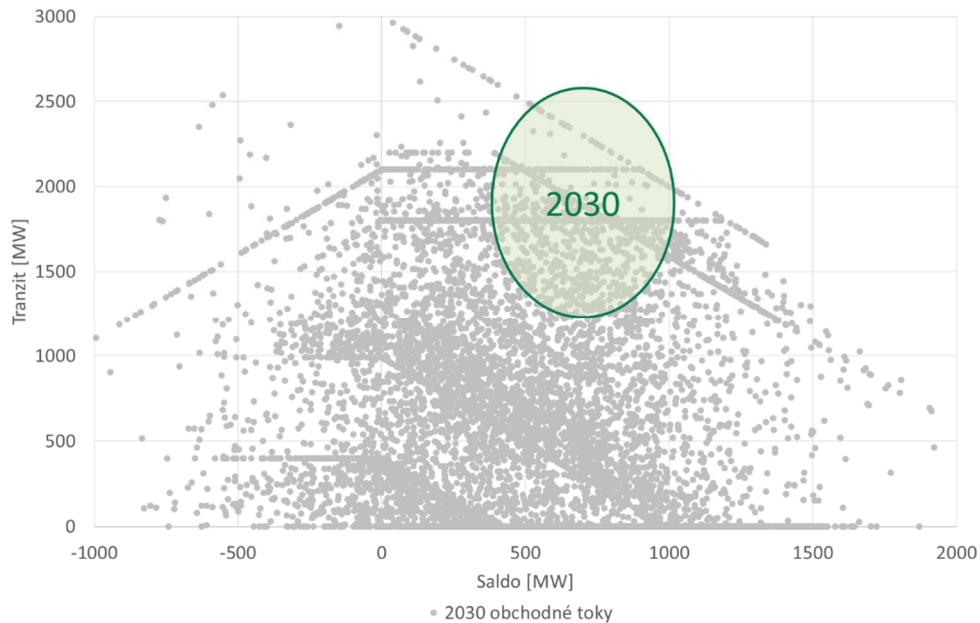


Obrázok č. 5.3.2_1 Porovnanie reálnych cezhraničných výmen z roku 2019 s variantami v časových horizontoch 2025 a 2030

Za účelom porovnania reálnych a obchodných cezhraničných výmen, ktoré sú väčšinu času z roku v reálnej prevádzke odlišné, sú na nasledujúcich obrázkoch porovnané reálne tranzitné toky cez PS SR v závislosti od salda ES SR v jednotlivých variantoch sieťových výpočtov pre roky 2025 a 2030 s hodnotami predpokladaných obchodných tranzitných tokov v každej hodine pre roky 2025 (obrázok č. 5.3.2_2) a 2030 (obrázok č. 5.3.2_3) v závislosti od salda ES SR, získaných z market výpočtov.



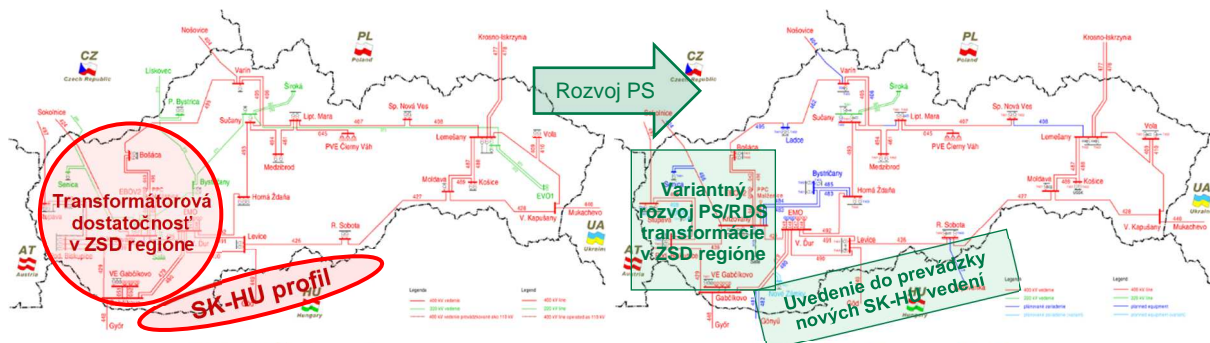
Obrázok č. 5.3.2_2 Porovnanie obchodných cezhraničných výmen s reálnymi cezhraničnými výmenami vo variantoch v časovom horizonte 2025



Obrázok č. 5.3.2_3 Porovnanie obchodných cezhraničných výmen s reálnymi cezhraničnými výmenami vo variantoch v časovom horizonte 2030

5.4 Ustálený chod sústavy a kontrola platnosti N-1 kritéria

Fyzikálne interpretácie výsledkov výpočtov boli spracované pre jednotlivé varianty časových horizontov 2025 a 2030. Na obrázku 5.4_1 je zobrazený súčasný stav PS s vyznačením potenciálnych úzkych miest v PS SR, ktoré bude potrebné vyriešiť plánovanými investičnými akciami SEPS, zobrazenými na Obrázku 5.4_2, v spolupráci či už s prevádzkovateľom susednej PS alebo s prevádzkovateľom RDS. Postupné odstavovanie dožívajúcej 220 kV sústavy a jej náhrada je zahrnutá už v investičnom pláne SEPS a z toho dôvodu nie je v ďalšom texte na ňu poukazované ako na problematický stav v ES SR, ktorý je potrebné riešiť ďalšími investičnými akciami.



Obrázok č. 5.4_1 Úzke miesta v PS SR – súčasný stav

Obrázok č. 5.4_2 Rozvoj PS SR – časový horizont 2030

Problematickými stavmi v sústave, ktoré sa vyskytujú vo všetkých analyzovaných variantoch, je bezpečnosť zásobovania viacerých UO (ďalej aj ako „UO“) v regióne ZSD, preto je potrebné uvažovať s ďalším zvýšením PS/RDS transformačného výkonu v ZSD regióne. V súčasnosti prebiehajú bilaterálne rokovania za účelom stanovenia najvhodnejšieho technického riešenia zlepšenia transformátorovej dostatočnosti v regióne ZSD.

Analýza prekračovania dovolených hodnôt napätia v PS SR nebola v tomto DPRPS riešená, nakoľko v súčasnosti prebieha spoločná štúdia s prevádzkovateľmi RDS, ktorá by mala stanoviť spoločne akceptovaný koordinovaný postup pri riešení problematiky pretokov jalového výkonu z RDS do PS vrátane opatrení.

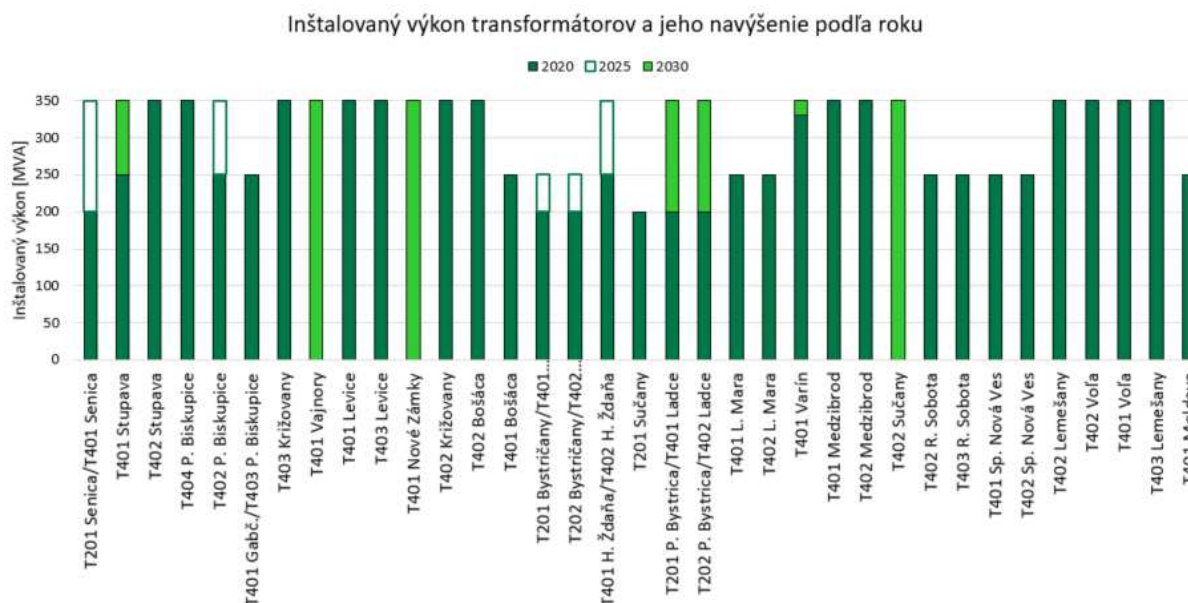
V prípade uvedenia EMO 3, 4 do prevádzky skôr ako nové SK-HU vedenia a vysokých tranzitných tokov cez PS SR (viac ako 2000 MW), bude potrebné prijať príslušné opatrenia na úrovni prípravy prevádzky alebo dispečerského riadenia ES, či už národných alebo nadnárodných úrovniach.

Koncepčným riešením na zamedzenie preťažovania cezhraničných vedení na SK-HU a SK-UA profiloch **je uvedenie nových cezhraničných vedení na SK-HU profile v 1Q/2021 do prevádzky** (pozri kapitolu 6), čo bude mať za následok zvýšenie prenosovej kapacity medzištátneho profilu SK-HU, odľahčenie existujúcich vedení V448 Gabčíkovo – Győr (HU) a V449 Levice – Göd (HU), a tiež odľahčenie vedenia V440 V. Kapušany – Mukačevo (UA) na profile SK-UA. Odstránením slabých miest na daných profiloch sa zvýši prevádzková bezpečnosť PS SR.

5.5 Kapacita pripojenia v miestach pripojenia RDS do PS a maximálna bilancia UO

Hodnota **kapacity pripojenia** (ďalej aj ako „KP“) **pre odber z PS** a hodnota **KP pre dodávku do PS** pre prevádzkovateľa RDS je maximálna využiteľnosť TDP v každom jednotlivom mieste pripojenia (ďalej aj ako „MP“) jeho zariadení do PS v základnom zapojení ES SR, odsúhlasenom prevádzkovateľom PS. V prípade požiadavky prevádzkovateľa RDS a následnej dohody s prevádzkovateľom PS v Zmluve o pripojení medzi prevádzkovateľom PS a prevádzkovateľom RDS je možné hodnoty KP pre dodávku do PS znížiť, **minimálne však na hodnotu 0 MW**.

Metodika na výpočet KP pre odber z PS a KP pre dodávku do PS v miestach pripojenia RDS do PS a metodika na výpočet maximálnej bilancie uzlovej oblasti, je uvedená v Technických podmienkach SEPS, dokument F, kapitola F5, ktorej aktualizácia nadobudla účinnosť dňa 01.11.2020. Hodnoty KP pre odber z PS a KP pre dodávku do PS pre prevádzkovateľa RDS závisia od výšky inštalovaného výkonu transformátorov PS/RDS v MP do PS a od zapojenia transformátorov PS/RDS v rámci jednotlivých UO. Hodnoty inštalovaných výkonov transformátorov PS/RDS v súčasnom stave a v sledovaných časových horizontoch 2025 a 2030 sú uvedené na obrázku č. 5.5_1. Z obrázka je vidieť očakávaný nárast inštalovaného výkonu PS/RDS transformátorov v regióne ZSD a SSD, a taktiež odstavenie 220 kV sústavy z prevádzky a jej čiastočnú náhradu 400 kV sústavou, čo ovplyvní veľkosť nielen hodnoty KP pre odber z PS a KP pre dodávku do PS, ale aj maximálnu bilanciu jednotlivých UO. Uvedené hodnoty je potrebné sledovať z hľadiska kontroly dostatočnosti transformačného výkonu v ES SR.



Obrázok č. 5.5_1 Inštalovaný výkon transformátorov a jeho navýšenie podľa roku

Pozn. č. 1: Na obrázku nie sú uvádzané transformátory, ktoré nie sú uvažované v prevádzke v základnom zapojení.

Pozn. č. 2: T401 Gabčíkovo sa v súčasnosti podieľa na napájaní UO Podunajské Biskupice – Gabčíkovo. V rokoch 2025 a 2030 sa s ním uvažuje len pre potreby vyvedenia výkonu z VE Gabčíkovo do PS.

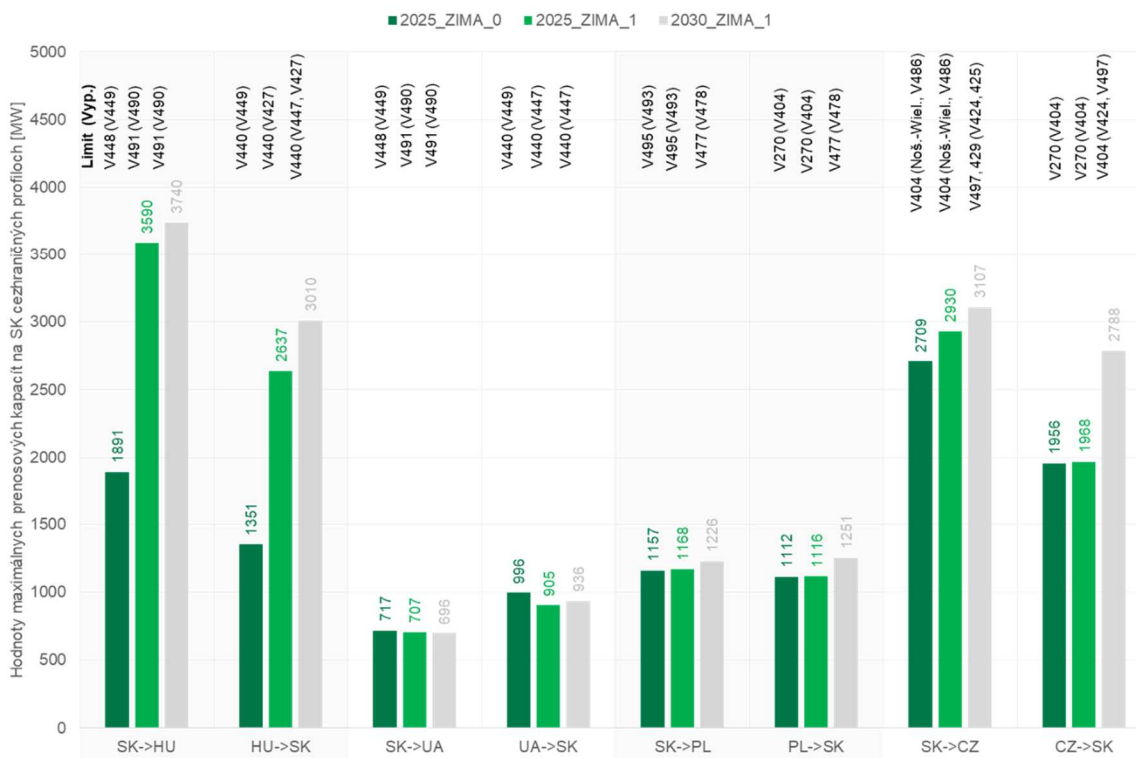
Pozn. č. 3: T403 P. Biskupice – v súčasnosti nie je v základnom zapojení. V roku 2025 bude v základnom zapojení napájať UO Podunajské Biskupice – Gabčíkovo namiesto T401 Gabčíkovo. V roku 2030 sa neuvažuje v základnom zapojení.

Pozn. č. 4: T402 H. Ždaňa – v roku 2020 slúži na zásobovanie Slovalco, a.s. V rokoch 2025 a 2030 sa bude podieľať na zásobovaní RDS.

5.6 Prenosové kapacity na cezhraničných profiloch SR

Výpočty prenosových kapacít na jednotlivých cezhraničných profiloch PS SR boli vykonané v importných a exportných smeroch, aj keď v súčasnom stave prevládajú toky výkonov cez PS SR v smere zo severozápadu na juh.

Hodnoty maximálnych prenosových kapacít SK cezhraničných profiloch sú informatívne, nezáväzná, a platia len pre daný analyzovaný variant, v ktorom boli všetky vedenia PS a transformátory (systémové a PS/RDS) v prevádzke a neboli uvažované žiadne údržbové stavy elektroenergetických zariadení v ES SR. Počas údržbových stavov hodnoty maximálnych prenosových kapacít na SK cezhraničných profiloch dosahujú nižšie hodnoty. Výsledky výpočtov zobrazených na Obrázku č. 5.6_1 majú za cieľ ukázať vplyv uvažovaných rozvojových zámerov v PS SR v jednotlivých vybraných variantoch na hodnoty maximálnych prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR.



2025_ZIMA_0	2025_ZIMA_1	2030_ZIMA_1
<ul style="list-style-type: none"> Odstavenie V280 Senica (SK) - Sokolnice (CZ) na SK-CZ profile 	<ul style="list-style-type: none"> Odstavenie V280 Senica (SK) - Sokolnice (CZ) na SK-CZ profile Nové SK-HU vedenia 	<ul style="list-style-type: none"> Odstavenie V280 Senica (SK) - Sokolnice (CZ) na SK-CZ profile Nové SK-HU vedenia Odstavenie V270 P.Bystrica (SK) - Lískovec (CZ) na SK-CZ profile Zaústenie V495 do novej R400 kV Ladce Zaústenie V480 do novej R400kV N. Zámky

Obrázok č. 5.6_1 Výsledné hodnoty maximálnych prenosových kapacít vo vybraných časových horizontoch a variantoch s popisom podstatných zmien v PS SR

Na základe výsledkov výpočtov maximálnych prenosových kapacít na SK cezhraničných profiloch je možné konštatovať, že výstavbou nových cezhraničných vedení 2x400 kV Gabčíkovo (SK) – Gönyű (HU), s jedným poťahom zaústeným do R400 kV Veľký Ďur a 1x400 kV R. Sobota (SK) – Sajóivánka (HU), dôjde k výraznému nárastu hodnoty maximálnej prenosovej kapacity na cezhraničnom profile SK-HU - približne o 90% v exportnom smere a približne o 95% v importnom smere. Na ostatných cezhraničných profiloch sa hodnoty prenosových kapacít uvedením do prevádzky týchto vedení výrazne nemenia.

Likvidácia 220 kV sústavy v regióne stredného a západného Slovenska, najmä 220 kV cezhraničných vedení na SK-CZ profile, a zvýšenie maximálnej prúdovej zaťažiteľnosti vedenia V404 Varín (SK) – Nošovice (CZ), v porovnaní so stavom, kedy je odstavené len jedno 220 kV cezhraničné vedenie na SK-CZ profile V280 Senica (SK) – Sokolnice (CZ), spôsobí nárast maximálnej prenosovej kapacity na SK-CZ profile v importnom smere o 42%, ale len o 15% v exportnom smere. Na cezhraničnom profile SK-PL spôsobí odstavenie V270 nárast o 12% v importnom smere. Na ostatné analyzované SK cezhraničné profile má odstavenie 220 kV sústavy z prevádzky zanedbateľný vplyv.

5.7 Skratové pomery v PS SR

Výpočty skratových pomerov v PS slúžia najmä pre účel kontroly skratovej odolnosti jednotlivých rozvodní v PS SR a kontroly skratových príspevkov z PS k užívateľom sústavy. Z tohto dôvodu je potrebné výpočtom stanoviť maximálne skratové prúdy pre časové horizonty 2025 a 2030, pri základnom zapojení ES SR podľa „očakávaného“ scenára, charakterizovanom v kapitole 4.2.

Výpočet maximálnych skratových prúdov je v súlade s normou „*STN EN 60909 Skratové prúdy v trojfázových sústavách striedavého prúdu*“. Vypočítané maximálne skratové prúdy v jednotlivých rozvodniach PS SR sú porovnávané s ich skratovou odolnosťou.

Najvýraznejší vplyv nárastu maximálnych skratových prúdov v ESt majú nasledujúce predpokladané zmeny v ES SR, uvažované pri výpočtoch:

- uvedenie nových SK-HU vedení do prevádzky (predpokladaný termín Q1/2021),
- pripojenie EMO 3 a 4 (s predpokladaným termínom uvedenia do prevádzky 2021 pri EMO 3 a 2022 pri EMO 4),
- uvedenie dvojitého vedenia Križovany – Bystričany – Horná Ždaňa do prevádzky (termín do konca 2025),
- prechod vedenia V8499 Stupava – P. Biskupice zo súčasnej prevádzky na napäťovej hladine 110 kV na 400 kV napäťovú hladinu 400 kV ako V499 (predpokladaný termín 2026).

Na základe horeuvedeného SEPS pristupuje k takým prevádzkovým a investičným opatreniam, aby neboli prekračované skratové odolnosti rozvodní SEPS.

Uvedené zmeny majú vplyv najmä na elektricky blízke ESt. Dimenzovanie zariadení SEPS je plánované v súlade s nárastom maximálnych skratových prúdov tak, aby nemohlo dôjsť k ich poškodeniu z dôvodu zanedbania týchto poznatkov.

Odstavením 220 kV sústavy z prevádzky dochádza k poklesu maximálnych skratových prúdov, a tým aj tvrdosti zostávajúcej 220kV siete. Uvedené je spôsobené nasledujúcimi zmenami v topológii ES SR, uvažovanými vo výpočtoch:

- prechod R220 kV Senica na R400 kV Senica, s predpokladaným termínom uvedenia do prevádzky 11/2023,
- prechod R220 kV Bystričany na R400 kV Bystričany, s predpokladaným termínom uvedenia do prevádzky 12/2021,
- prechod R220 kV P. Bystrica na R400 kV Ladce, s predpokladaným termínom uvedenia do prevádzky 12/2026,
- odstavenie elektrárne Vojany z prevádzky, a s tým súvisiace odstavenie z prevádzky R220 kV Lemešany a vedenia V273 Sučany – Lemešany, s predpokladaným termínom do 12/2027.

V rozvodniach, ktoré prejdú na napäťovú hladinu 400 kV dochádza k výraznému nárastu tvrdosti siete. Odstavovanie 220 kV sústavy z prevádzky je realizované v spolupráci s Užívateľmi pripojenými do PS tak, aby bola SEPS naďalej schopná plniť zmluvne dohodnuté záväzky voči týmto Užívateľom.

6. Zásadné rozvojové zámery SEPS

6.1 Rozvoj prenosovej sústavy a požiadavky užívateľov PS SR

Rozvoj PS SR a s tým súvisiaca potreba plánovania jednotlivých investičných opatrení reflektuje požiadavky ako existujúcich, tak aj potenciálnych nových užívateľov PS SR, ako aj požiadavky na obmenu existujúcej infraštruktúry PS z dôvodu dosiahnutia projektovaných životností zariadení. Požiadavky nových Užívateľov typu prevádzkovateľ distribučnej sústavy, priamy odberateľ elektriny z PS alebo výrobca elektriny, pripojený do PS, smerujúce k potrebe posilnenia topológie PS SR, sú na SEPS spravidla predkladané „priamo“ prostredníctvom

žiadosti o pripojenie do PS, resp. prostredníctvom žiadosti o stanovisko SEPS k vydaniu osvedčenia na výstavbu energetického zariadenia v zmysle zákona č. 251/2012 Z. z. (ďalej len „Žiadosti o stanovisko PPS“). Tieto požiadavky sú komplexne posúdené v najbližšom spracovaní Plánu rozvoja PS a sú vždy súpreverené aj samostatnou štúdiou vplyvu na ES SR, resp., štúdiou pripojiteľnosti do PS SR.

Potreba rozšírenia PS SR však môže vychádzať aj zo záverov samotného Plánu rozvoja PS, nakoľko v zmysle zákona č. 251/2012 Z. z. a Technických podmienok prístupu a pripojenia, pravidiel prevádzkovania prenosovej sústavy (Dokument N, kapitola N1) sú všetci užívatelia PS SR povinní predkladať vstupné podklady pre spracovanie Plánu rozvoja PS. Plán rozvoja PS okrem toho zohľadňuje aj rozvoj prevádzkovateľov susedných PS a je v súlade s TYNDP ENTSO-E.

Čo sa týka požiadaviek existujúcich prevádzkovateľov distribučných sústav, títo majú možnosť požiadať SEPS o posilnenie prenosovej sústavy v súlade s Prevádzkovým poriadkom prevádzkovateľa prenosovej sústavy Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. Podľa neho postupujú aj odberatelia a výrobcovia elektriny, pripojení do PS SR, ktorí majú v pláne zmeniť technické parametre svojich zariadení, pripojených do PS SR, v dôsledku čoho môže byť tiež potrebná úprava zariadení na strane PS SR.

6.2 Investičné potreby pre rozvoj PS

Pri rekonštrukciách existujúcich a výstavbe nových elektrických staníc v rámci PS SR je dlhodobým cieľom SEPS používať najmodernejšie prístroje a zariadenia, ktoré spĺňajú prísne požiadavky na bezpečnú a spoľahlivú prevádzku PS SR, ako aj požiadavky na ich dostatočne dlhú bezporuchovú prevádzku s minimálnymi nárokmi na vykonávanie revízií a údržbových činností. To isté platí aj pri výstavbe či rekonštrukcii elektrických vedení, ale aj všetkých sekundárnych zariadení, potrebných na prevádzku, riadenie a ovládanie PS SR.

Zásadným dlhodobým rozhodnutím PPS z hľadiska budúceho rozvoja PS SR je kontinuálny riadený útlm 220 kV PS SR a budovanie nových zariadení PS SR už iba na napäťovej úrovni 400 kV. Riadený útlm takto rozsiahlej infraštruktúry je komplexný, dlhodobý a ambicióznym strategickým cieľom.

Ukončenie prevádzky PS 220 kV v konkrétnom mieste nebude znamenať, že dôjde k automatickej priamej náhrade odstaveného zariadenia 220 kV obdobným zariadením 400 kV. V prípadoch, kedy sa nepreukáže opodstatnenosť takejto náhrady a malo by dôjsť zo strany SEPS k definitívnej likvidácii takéhoto zariadenia, môže do úvahy prichádzať ešte využitie niektorých zariadení 220 kV na úrovni distribučnej sústavy. To sa týka predovšetkým elektrických vedení 220 kV. Riadený útlm 220 kV PS SR preto prebieha za úzkej koordinácie so všetkými dotknutými užívateľmi PS SR a SEPS túto tému s dotknutými subjektmi pravidelne diskutuje na spoločných bilaterálnych aj viacstranných stretnutiach.

Názov vedenia	Predpokladaný rok odstavenia z prevádzky
V274	2021
V071, V072, V280	2022
V283*	2023
V270, V271 a V275	2026
V273	2028
V281, V282	2036

*Nevyhnutnou podmienkou odstavenia V283 je spustenie transformácie 400/110 kV v Senici

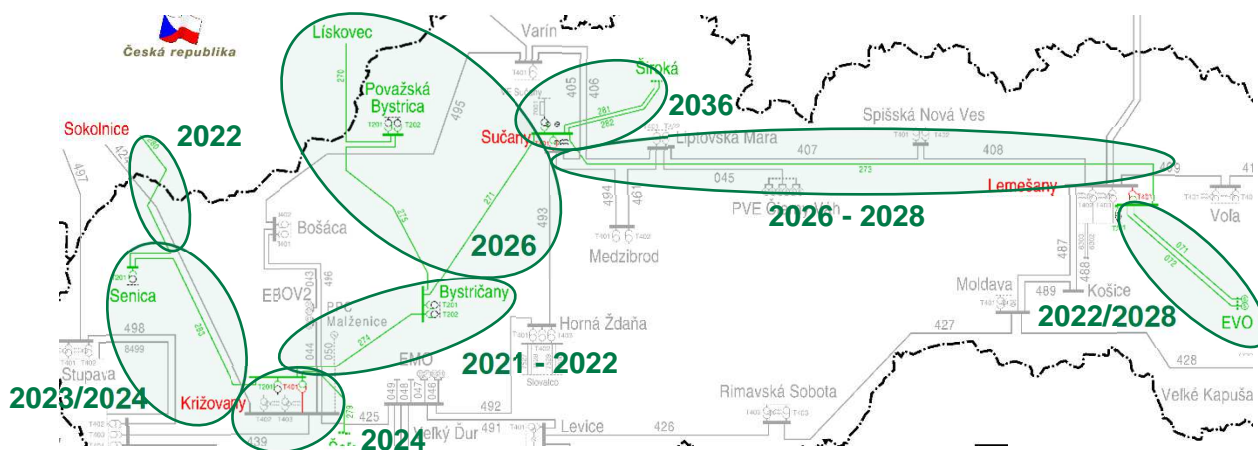
Tab. č. 6.2_1 Prehľad termínov odstavenia 220 kV vedení z prevádzky

Názov stanice	Predpokladaný rok odstavenia z prevádzky
---------------	------------------------------------------

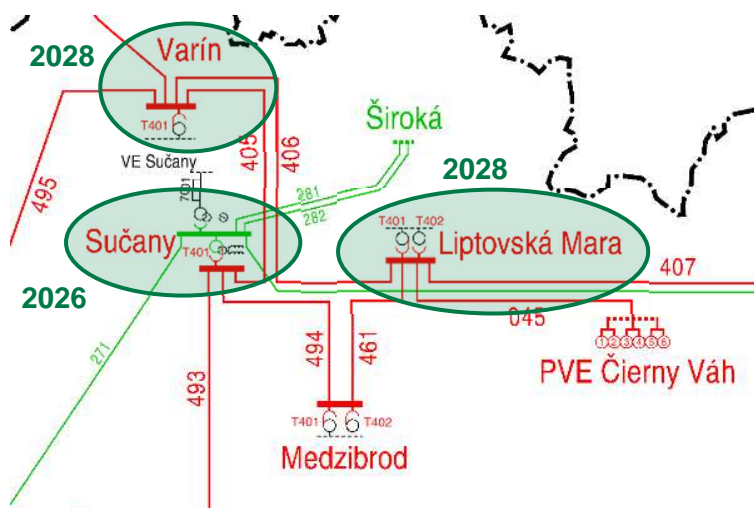
Bystričany	2021
Senica	2023
Križovany	2024
Považská Bystrica	2026
Lemešany	2028
Sučany	2036

Tab. č. 6.2_2 Prehľad odstavenia elektrických staníc 220 kV z prevádzky

SEPS predpokladá, že po roku 2026 budú v ES SR v prevádzke na hladine 220 kV R220 kV Lemešany, jednoduché vedenie V273 Sučany – Lemešany, dvojité vedenie V281/282 Sučany – Široká a transformátory T401, 400/220 kV, a T201, 220/110 kV, spolu s R220 kV Sučany pre potreby zásobovania užívateľov OFZ a SSD. Z prevádzky budú odstavené všetky ostatné 220 kV vedenia vrátane cezhraničných vedení V270 (okolo 2026) a V280 (v 2022). Odstavené vedenia alebo koridory po odstavených vedeniach 220 kV SEPS aktívne ponúka na využitie prevádzkovateľom distribučných sústav. Budúcnosť pripojenia priamych odberateľov DUSLO a OFZ do PS po zrušení 220 kV PS SR je predmetom samostatných rokovaní. V oboch prípadoch sa spoločne hľadá vzájomne vyhovujúce riešenie udržania zásobovania týchto odberateľov z úrovne PS. So spoločnosťou DUSLO sú rokovania najďalej – uvažuje sa s využitím jestvujúceho vedenia V279 (220 kV), ktorým je DUSLO pripojená do PS, na úrovni 110 kV prostredníctvom novej transformácie 400/110 kV v ESt Križovany. Viac informácií o tomto zámere je v kapitole 6.3. Prípadné zrušenie 220 kV vedení neovplyvní stabilitu dodávok pre priamych odberateľov elektriny z tejto napäťovej hladiny.


Obr. č. 6.2_1 Schematické zobrazenie postupného odstavovania 220 kV častí PS SR

SEPS bude tiež pokračovať v prestavbe svojich ESt do diaľkového riadenia s bezobslužnou prevádzkou. Týmto sa ESt súčasne významným spôsobom modernizujú a prispôbujú novým prevádzkovým, bezpečnostným a spoľahlivostným požiadavkám, ale aj požiadavkám na vysokú energetickú účinnosť prenosu. Z 22 ESt vo vlastníctve SEPS je v súčasnosti 17 diaľkovo riadených. Do roku 2028 SEPS uvažuje s realizáciou diaľkového riadenia v R400kV ESt Sučany a v ESt Varín (resp. Liptovská Mara). V prípade ESt na napäťovej úrovni 220 kV s transformáciou 220/110 kV sa s realizáciou diaľkového riadenia už neuvažuje (pokiaľ sa tak nestalo už v minulosti).



Obr. č. 6.2_2 Schematické zobrazenie existujúcich ES, v ktorých sa plánuje DR

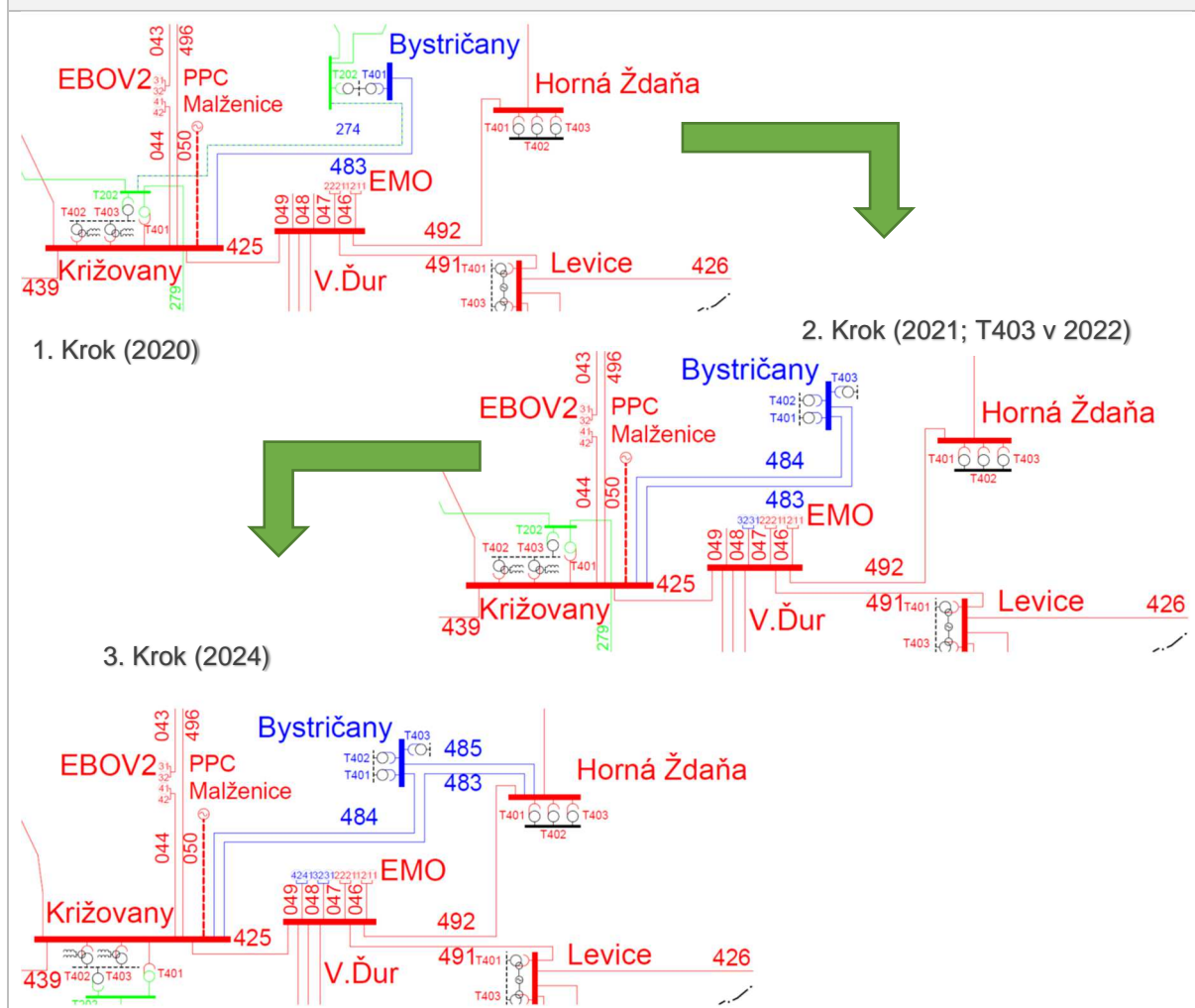
Riadený postupný útlm 220 kV PS SR považuje SEPS za opatrenie súvisiace so zabezpečením riadenia energetickej efektívnosti prenosovej sústavy. SEPS takto postupne odstavuje staré a energeticky náročné zariadenia 220 kV PS a v prípade opodstatnenia ich vymieňa za moderné zariadenia 400 kV PS. Medzi ďalšie takéto investície sa dá zaradiť aj výmena transformátorov PS/RDS, pretože dnešné moderné transformátory už spĺňajú oveľa prísnejšie kritériá čo sa týka veľkosti strát pri transformácii elektriny. Použitím nových typov lán s vyššou prenosovou schopnosťou na novovybudovaných elektrických vedeniach sa zvýši energetická efektívnosť prenosu elektriny, avšak využitie existujúcich stožiarov vedení PS je potrebné preveriť staticko-dynamickým posúdením ocelevej konštrukcie konkrétneho prenosového vedenia. Tieto koncepčné opatrenia sú síce finančne nákladné, ale z dlhodobého hľadiska výhodné pre zlepšenie energetickej efektívnosti a dosiahnutia úspor energie vlastnej elektroenergetickej infraštruktúry SEPS.

6.3 Vnútroštátne investičné zámery

Súbor stavieb - Transformácia 400/110 kV Bystričany				
Umiestnenie	Popis			
Trenčiansky kraj okres Prievidza	Investičný zámer sa realizuje s cieľom nahradiť neperspektívnu 220 kV sústavu v oblasti Bystričany a Križovany (vedenie V274 Bystričany – Križovany, R220 kV Bystričany a transformácie 220/110kV, 2x200MVA, v ES Bystričany) sústavou 400 kV (vedenie 2x400 kV Križovany – Horná Ždaňa – Bystričany, transformácia 400/110 kV 2x250MW v ES Bystričany). Súbor stavieb je vo fáze realizácie, ktorá prebieha v troch krokoch (pozri nižšie) a je spolufinancovaný z podporného fondu BIDSF, spravovaného bankou EBOR, ktorý je určený na odstránenie dôsledkov predčasného odstavenia EBO V1. Projekt prebieha v koordinácii so SSD.			
Názov IPR	č. IPR v DPRPS	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav
Rozvodňa 400 kV Bystričany				Ukončený
Vedenie 2x400 kV Horná Ždaňa - Oslany	2013-36	2012	2025	Povoľovací proces
Rozvodňa 400 kV H. Ždaňa - rozšírenie				Ukončený

Vedenie 2x400 kV Križovany - Bystričany	2013-35	2012	2023	V prevádzke ⁴
Rozvodňa 400 kV Križovany - rozšírenie	2013-7	2015	2021	Vo výstavbe
Transformácia 400/110 kV Bystričany T401, T402	2013-31	2016	2021	Vo výstavbe (T401 v prevádzke od 12/2020)
Zmena pripojenia FORTISCHEM a.s. do PS v ESt Bystričany	2019-2	2018	2022	Vo výstavbe

Schematické zobrazenie



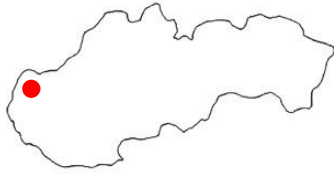
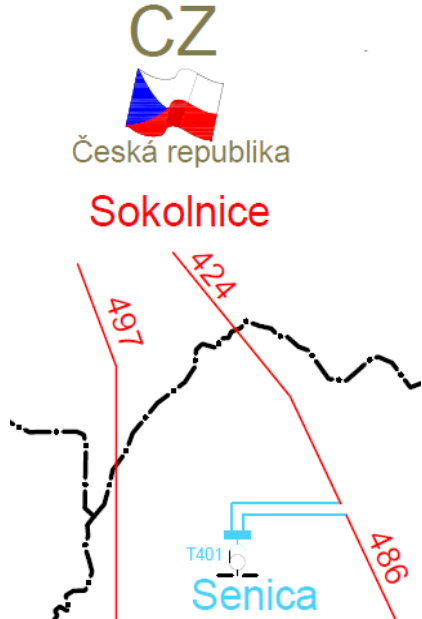
Doplnujúce informácie

Nakoľko pri získavaní potrebných povolení na realizáciu prepojenia 2x400 kV Horná Ždaňa – lokalita Oslany vznikajú prieťahy, tak 3. krok bude zrealizovaný až v roku 2024.

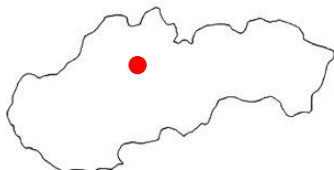
Paralelne s budovaním súboru stavieb pre realizáciu transformácie 400/110 kV v ESt Bystričany sa realizuje aj rozšírenie novej R400 kV o jedno pole pre potreby pripojenia spoločnosti Fortischem do PS prostredníctvom transformátora T403. Spoločnosť Fortischem by mala byť pripojená do 400 kV PS SR v ESt Bystričany v roku 2022. Na strane SEPS prebieha realizácia prác pre potreby tohto projektu.

⁴ Časť prác v súvislosti s odbočením na H. Ždaňu bude ukončená v 2023

Súbor stavieb - Transformácia 400/110 kV Senica

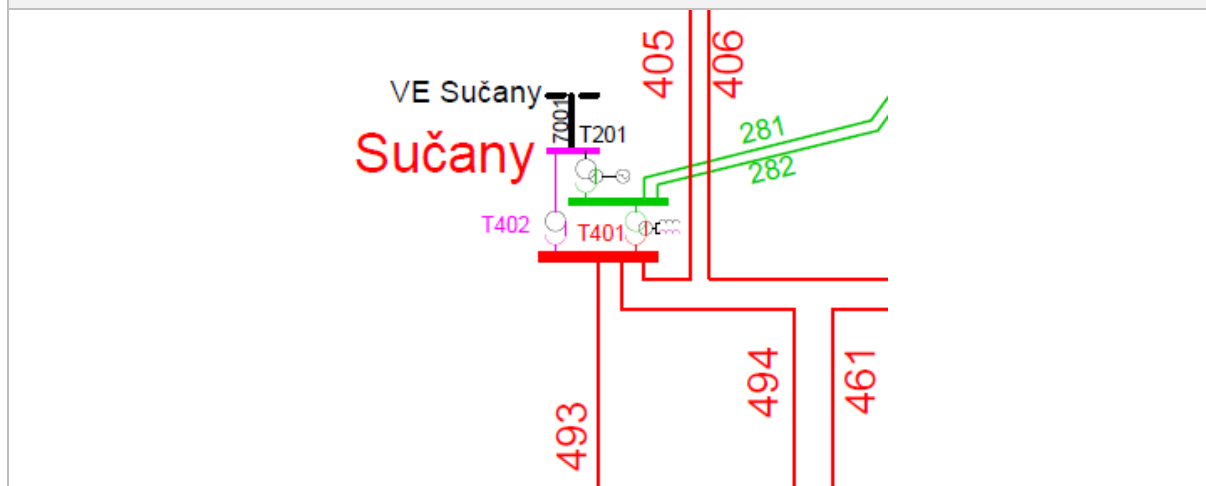
Umiestnenie	Popis			
Trnavský kraj okres Senica 	Prechod ESt Senica z napäťovej úrovne 220 kV na úroveň 400 kV vrátane náhrady transformácie 220/110 kV transformáciou 400/110 kV, súvisí s dlhodobým zámerom SEPS utlmiť rozvoj 220 kV PS SR. Touto investičnou akciou bude zabezpečené spoľahlivé a optimálne napájanie RDS v uzlovej oblasti Senica - Stupava. Prechod na napäťovú úroveň 400 kV v lokalite ESt Senica bude realizovaný výstavbou novej rozvodne R400 kV v rozsahu šiestich polí, zaslučkovaním existujúceho cezhraničného 400 kV vedenia V424 Križovany (SR) – Sokolnice (ČR) a inštalovaním nového transformátora T401, 400/110 kV, 350 MVA. Investícia bude realizovaná za prevádzky R220 kV. V súčasnosti prebiehajú projektové a inžinierske činnosti a získavanie potrebných povolení.			
Názov IPR	č. IPR v DPRPS	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav
Transformovňa 400/110 kV Senica	2014-3	2018	2024	Povoľovací proces
Zaslučkovanie 400 kV vedenia V424 do ESt Senica	2014-7	2018	2023	Povoľovací proces
Schematické zobrazenie				
				
Doplňujúce informácie				
Realizačné práce sa plánujú v dvoch etapách. V 1. etape bude existujúca R220 kV iba čiastočne zdemontovaná a bude vybudovaná R400 kV s transformátorom 400/110 kV. V 2. etape bude zdemontovaná zvyšná časť R220 kV spolu s T201 a nová R400 kV bude po odstránení existujúcej budovy spoločných prevádzok SEPS kompletne dokončená. Pre zaistenie bezpečnej a spoľahlivej dodávky elektriny pre ZSD bude pripojenie R400 kV Senica do sústavy 400 kV realizované dvomi jednoduchými 400 kV vedeniami vedenými v blízkosti trasy existujúcich 220 kV vedení V283 a V280. Pre zdržanie, spôsobené výkupom pozemkov pod rozšírenie areálu ESt, dôjde ku sklzu v realizácii projektu minimálne o jeden rok. Pôvodne bolo ukončenie realizácie tejto investície naplánované do konca roku 2022 (1. etapa), resp. do polovice roku 2023 (2. etapa). Časový posun platí aj pre plánované trvalé odstavenie cezhraničného vedenia V280 z prevádzky, s ktorým sa uvažovalo v polovici roka 2021. Po dohode s ČEPS k dôjde k trvalému odstaveniu vedenia z prevádzky až v 08/2022, tentoraz však už bez možnosti ďalšieho posunu (z dôvodov na strane ČEPS, ktorá vedenie v tomto časovom horizonte odstavi natrvalo bez ohľadu na stav prác na strane SEPS).				

Prechod ESt Sučany do diaľkového riadenia

Umiestnenie	Popis
Žilinský kraj okres Martin 	<p>V rámci tejto investičnej akcie bude realizovaná rekonštrukcia existujúcej R400 kV na rozvodňu nového typu (čím sa dosiahne jej obnova a inovácia na najmodernejší štandard) a bude inštalovaný nový transformátor 400/110 kV spolu s vybudovaním novej R110 kV (v majetku SEPS).</p> <p>Cieľom vybudovania transformácie 400/110 kV je udržanie bezpečnosti a spoľahlivosti napájania Užívateľov OFZ a SSD z PS aj po plánovanom odstavení vedenia V273 Sučany – Lemešany z prevádzky. Transformátor T402 bude slúžiť aj ako náhrada za T201 Sučany v jeho údržbových stavoch, ako aj po jeho definitívnom odstavení po roku 2035.</p> <p>Súčasťou tohto IPR bude aj výstavba nového stanovišťa tlmivky a príslušného 33 kV poľa a následná inštalácia skupiny kompenzačných tlmiviek 3x30 MVar do terciárneho vinutia T401 Sučany, presunutej od T402 z ESt Voľa. Pôvodná skupina tlmiviek (3x20 MVar) bude v ESt Sučany zdemontovaná a presunutá k T402 v ESt Voľa namiesto spomínanej skupiny tlmiviek 3x30 MVar. Kompenzačný výkon v ESt Sučany sa tým zvýši zo súčasných 150 MVar na 180 MVar.</p> <p>Projekt je vo fáze obstarávania inžinierskych a projektových činností.</p>

Názov IPR	č. IPR v DPRPS	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav
Prechod ESt Sučany do diaľkového riadenia	2013-25	2006	2027	Výber dodávateľa IČ a PČ

Schematické zobrazenie

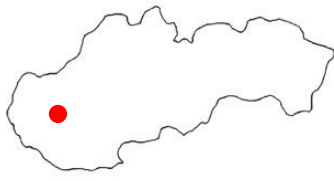


Doplnujúce informácie

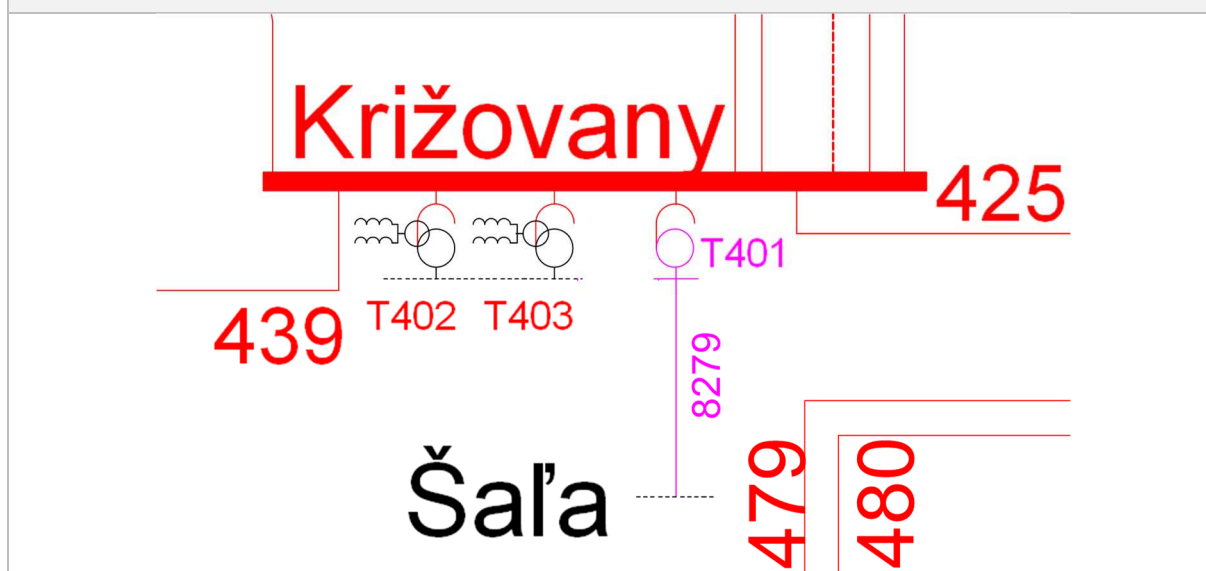
Po prepojení vedení V271 a V275 pred ESt Bystričany v roku 2021 (po jej prechode na napätovú hladinu 400 kV) bude odstavenie V273 Lemešany – Sučany znamenať výrazné zníženie bezpečnosti zásobovania Užívateľov OFZ a SSD z ESt Sučany, čomu efektívne zabráni inštalácia nového T402 Sučany. Dispozičné umiestnenie nového T402 počíta aj s budúcim umiestnením kompenzačných tlmiviek do jeho terciárneho vinutia.

V ESt Sučany prebieha od roku 2019 čiastočná výmena primárnej technológie v R220 kV v rámci IPR Obnova R220 kV Sučany (IPR 772) a je predpoklad, že bude možné udržať existujúcu R220 kV Sučany v prevádzkyschopnom stave minimálne na ďalších 15 rokov. Ukončenie IPR sa očakáva v roku 2021.

Nová transformácia 400/110 kV Križovany

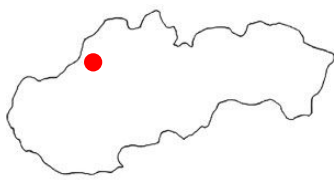
Umiestnenie	Popis
Trnavský kraj okres Trnava	Realizáciou tohto investičného zámeru sa vyrieši napájanie odberateľa DUSLO z PS po dožití pôvodného T401, 400/220 kV.
	Projekt sa plánuje v rozsahu: <ul style="list-style-type: none"> • nový T401, 400/110 kV, 350 MVA • nová R110 kV SEPS, vybudovaná na mieste dnešnej R220 kV SEPS. Projekt je vo fáze rokovaní so spoločnosťou Duslo o technickom riešení projektu a ďalšom postupe. Ďalší rozsah projektu bude závisieť od ich výsledkov.

Názov IPR	č. IPR v DPRPS	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav
Nový transformátor 400/110 kV a nová R110 kV v ESt Križovany	2021-5	2022	2025	Príprava investičnej požiadavky

Schematické zobrazenie

Doplňujúce informácie

Na základe výsledkov štúdie realizovateľnosti sa preukázalo, že je najvýhodnejšie vybudovať novú R110 kV Križovany na mieste dnešnej R220 kV, ktorá je v nevyhovujúcom technickom stave a udržanie jej ďalšej prevádzky, hoci na napätí 110 kV, by si vyžiadalo značné investície.

Súbor stavieb - Transformácia 400/110 kV Ladce

Umiestnenie	Popis
Trenčiansky kraj okres Ilava	Tento investičný zámer slúži ako náhrada za transformáciu 220/110 kV v Považskej Bystrici. Ide o ďalší krok v postupnom útlme 220 kV sústavy. Termín likvidácie R220 kV Považská Bystrica vrátane transformácie 220/110 kV v tejto ESt, je predbežne stanovený na časový horizont 2026. Projekt je vo fáze prípravy – prebiehajú rokovania s prevádzkovateľom príslušnej RDS (SSD) na finálnej podobe technického riešenia a rozsahu R110kV Ladce, ako aj príprava ZoSP a PNI.
	Výsledkom projektu bude nová ESt Ladce s dvoma transformátormi 400/110 kV a R110 kV (na účel vyvedenia výkonu z novej transformácie do DS).

Názov IPR	č. IPR v DPRPS	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav
Rozvodňa 400 kV Ladce	2016-1	2022	2027	Schvaľovanie investičnej požiadavky
TR 400/110 kV Ladce	2016-13	2021	2027	
Zaslučkovanie V495 do ESt Ladce	2016-17	2024	2027	

Schematické zobrazenie



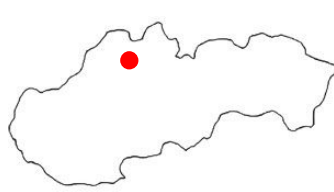
Doplnujúce informácie

Na základe výsledkov „Štúdie realizovateľnosti transformácie 400/110 v ESt Považská Bystrica a v lokalite Ladce“ [11] sa počíta s vybudovaním novej ESt Ladce s novou R400 kV a R110 kV, a novou transformáciou 400/110/33kV. Do novej ESt Ladce sa plánuje zaslučkovať súčasné 400 kV vedenie V495 (Bošáca - Varín). Štúdia preukázala, že ide o najlepšie riešenie z hľadiska územného, technického aj ekonomického z hľadiska budúceho rozvoja PS SR v tejto oblasti.

So spoločnosťou SSD prebiehali pomerne dlho diskusie o spôsobe vyvedenia výkonu z transformátorov v ESt Ladce do DS SSD. V závere roka 2020 sa dospelo k dohode, že výkon z novej transformácie 400/110 kV Ladce bude vyvedený do novej R110 kV Ladce (v majetku SEPS), kde bude na vývodových portáloch miesto pripojenia SSD do PS prostredníctvom štyroch 110 kV vedení. Dve z týchto 110 kV vedení budú spájať novú R110 kV Ladce SEPS s existujúcou R110 kV P. Bystrica SSD s využitím vedení 220 kV V270/V275 SEPS na napätí 110 kV (SSD ich na tento účel odkúpi do vlastníctva v súlade s pripravovanou ZoSP). Zvyšné dve 110 kV vedenia SSD spoja novú R110 kV Ladce s existujúcou R110 kV VE Ladce SSD prostredníctvom dvoch nových vedení 110 kV. R110 kV Ladce bude budovaná v rozsahu 3 hlavné prípojnice + 1 pomocná, 9 polí (4x vedenie 110 kV, 2x pole pre vyvedenie transformátora, 2x KSP, 1x pole merania prípojnic), pričom jej riadenie bude v zmysle Dispečerského poriadku SEPS vykonávať SSD a ovládanie SEPS. Táto R110kV bude trvale prevádzkovaná na dve prípojnice (do každej bude pripojený jeden transformátor a dve vývodové vedenia).

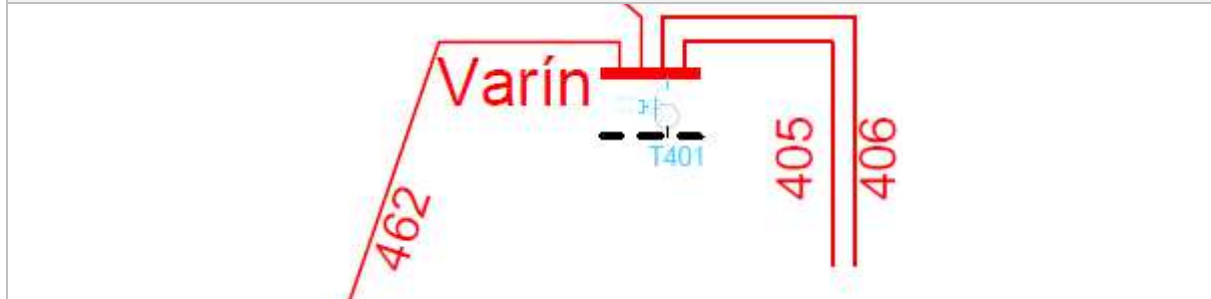
Projekt je vo fáze finalizácie ZoSP a prípravy PNI na strane SEPS.

Výmena transformátora T401 a kompenzačné tlmivky v ESt Varín

Umiestnenie	Popis
Žilinský kraj okres Žilina 	Cieľom projektu je výmena transformátora T401, ktorý je na pokraji svojej technickej životnosti. Z dôvodu opakovaných problémov s priechodkou 400 kV vo fáze L1 pristúpila SEPS k jeho výmene. Súčasťou projektu je aj inštalácia kompenzačných tlmiviek 2x45 MVar do terciárneho vinutia nového T401 z dôvodu riešenia opakovane sa vyskytujúcich nepriaznivých stavov vysokého napätia v tejto časti PS SR. Pre projekt prebieha výber dodávateľa inžinierskych a projektových činností.

Názov IPR	č. IPR v DPRPS	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav
Výmena transformátora T401 a kompenzačné tlmivky v ESt Varín	2013-27	2012	2024	Výber dodávateľa IČ a PČ

Schematické zobrazenie

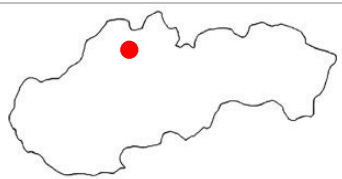


Doplnujúce informácie

Výmena T401 sa pôvodne plánovala vykonať v rámci prechodu ESt Varín na diaľkové riadenie, avšak s ohľadom na nevyhovujúci stav priechodky 400 kV pristúpil manažment SEPS k rozhodnutiu o výmene T401 čo najskôr.

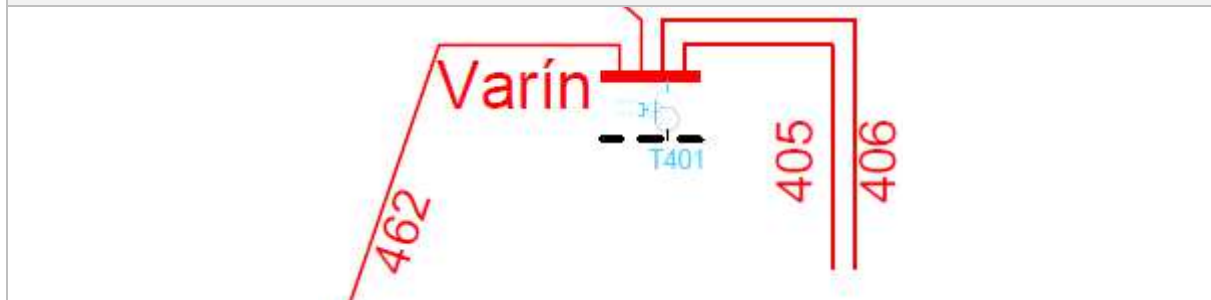
V rámci tohto IPR budú vymenené aj PTP a PTN vo všetkých poliach R400 kV, okrem poľa č. 8. Vymieňať sa budú aj PTN v poli pre dispečerské meranie. Tento stav bude zachovaný až do doby, kedy bude realizovaná rekonštrukcia existujúcej R400 kV na nový typ rozvodne spolu s prechodom ESt Varín do diaľkového riadenia, plánovane v rokoch 2025 až 2028.

Prechod ESt Varín do diaľkového riadenia

Umiestnenie	Popis
Žilinský kraj okres Žilina	Cieľom tohto IPR je obnova R400 kV a jej inovácia na najmodernejšie zariadenia vrátane prechodu do diaľkového riadenia. T401 bude vymenený v rámci samostatnej akcie do roku 2024. Projekt je vo fáze plánovania.
	

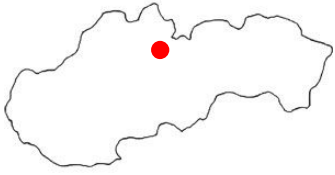
Názov IPR	č. IPR v DPRPS	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav
Prechod ESt Varín do diaľkového riadenia	2019-14	2023	2028	Plánovaný

Schematické zobrazenie

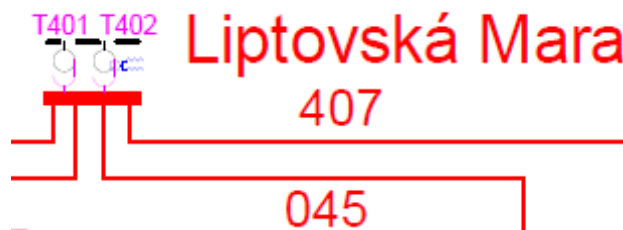


Doplnujúce informácie

Súbor stavieb – Prechod ESt Liptovská Mara do diaľkového riadenia

Umiestnenie	Popis			
Žilinský kraj okres Liptovský Mikuláš	Cieľom projektu je prechod ESt Liptovská Mara do diaľkového riadenia vrátane komplexnej modernizácie a inovácie zariadení ESt. Súčasťou projektu je aj výmena transformátorov T401 a T402, ktorých inštalovaný výkon bude závisieť od požiadavky Užívateľa SSD. Projekt je vo fáze zámeru, o definitívnom rozsahu a harmonograme realizácie sa ešte bude rozhodovať.			
				
Názov IPR	č. IPR v DPRPS	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav
Diaľkové riadenie a výmena T401 a T402 v ESt Liptovská Mara	2013-26	2026	2032	Plánovaný

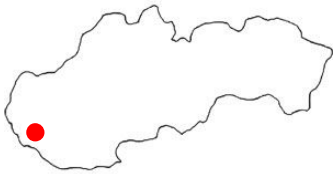
Schematické zobrazenie



Doplnujúce informácie

V ESt Liptovská Mara sa v rámci IPR 849 realizuje výstavba kompenzačných tlmiviek do terciárneho vinutia existujúcich T401 a T402. Ide o zámer, ktorý predstavuje jeden z nevyhnutných krokov na elimináciu stavov zvýšeného napätia v oblasti od ESt Varín, cez ESt Sučany, ESt Medzibrod, ESt Liptovská Mara (aj R400 kV Čierny Váh) až po ESt Spišská Nová Ves. IPR 849 by mal byť ukončený v roku 2021.

Výmena transformátora T402 a inštalácia kompenzačných tlmiviek ESt Podunajské Biskupice

Umiestnenie	Popis			
Bratislavský kraj okres Bratislava II	Cieľom projektu je výmena transformátora T402 (250 MVA), ktorý je na konci životnosti, za nový, s inštalovaným výkonom 350 MVA vrátane inštalovania kompenzačných tlmiviek do terciárneho vinutia. Nový T402 bude osadený na pôvodnom stanovišti (po nevyhnutnej rekonštrukcii stanovišťa). Vymenené bude tiež 400 kV prepojenie medzi R400 kV a T402 a T403 vrátane oceľových konštrukcií. Investičný zámer je súčasťou projektu spoločného záujmu Danube InGrid, v rámci ktorého SEPS získala možnosť prefinancovať časť nákladov. Projekt je vo fáze výberu dodávateľa inžinierskych a projektových činností.			
				
Názov IPR	č. IPR v DPRPS	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav

Výmena transformátora T402 a inštalácia kompenzačných tlmiviek v ESt Podunajské Biskupice	2013-29	2020	2024	Výber dodávateľa IČ a PČ
-------------------------------------------------------------------------------------------	---------	------	------	--------------------------

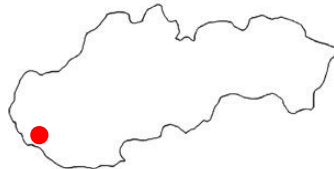
Schematické zobrazenie

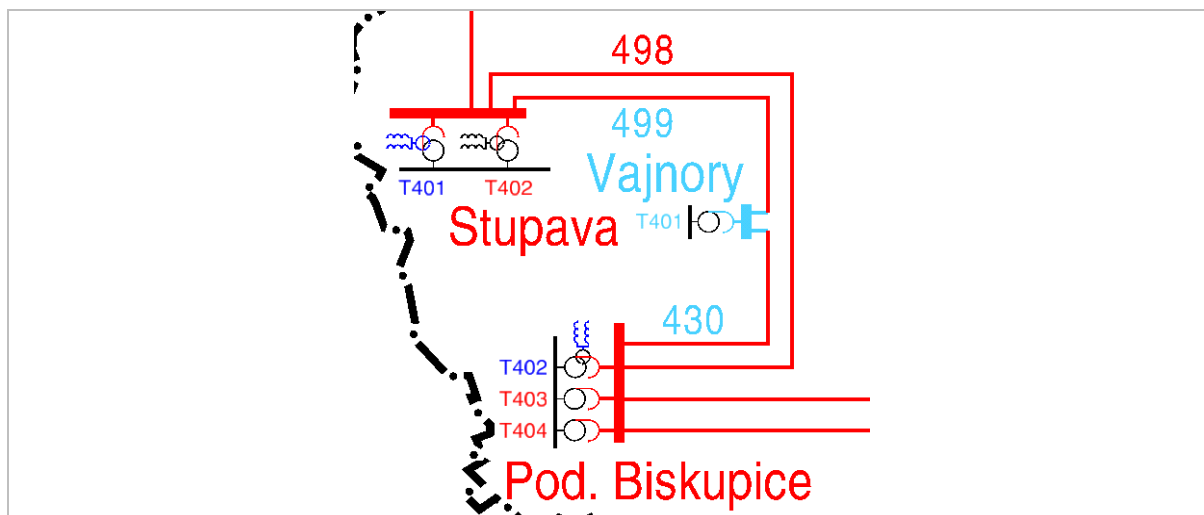


Doplnujúce informácie

V roku 2020 bol ukončený IPR, v rámci ktorého ESt Podunajské Biskupice prešla na diaľkové riadenie a bola zrekonštruovaná na rozvodňu s poľami šírky 18 m a rúrovými prípojnícami. Vymenený bol aj nevyhovujúci RIS pre diaľkové riadenie zariadení ESt a realizované boli príslušné zariadenia a objekty potrebné pre bezobslužnú, diaľkovo riadenú prevádzku ESt a pre zabezpečenie spoľahlivej a bezpečnej prevádzky transformácie 400/110 kV pre prislúchajúce 110 kV uzlové oblasti. Na tento účel bol v roku 2018 vymenený T404 za nový transformátor s inštalovaným výkonom 350 MVA, pričom bol pripojený do samostatného (novovo vybudovaného) poľa v R400 kV.

Súbor stavieb - Transformácia 400/110 kV Vajnory

Umiestnenie	Popis			
Bratislavský kraj okres Bratislava III	Tento rozvojový zámer by mal vyriešiť posilnenie transformácie PS/RDS v západoslovenskom regióne z dôvodu očakávaného nárastu zaťaženia v tejto oblasti a zlepšiť spoľahlivosť a bezpečnosť napájania užívateľov RDS vrátane Bratislavy, ako možná náhrada za existujúci transformátor T401 Gabčíkovo, ktorý nebude ďalej využívaný pre potreby napájania ZSD.			
	Rozsahom pôjde o vybudovanie novej R400 kV Vajnory s jedným transformátorom 400/110 kV vrátane kompenzačných tlmiviek. R110 kV v tejto ESt vybuduje spoločnosť ZSD (ostane v majetku ZSD). Do PS SR bude R400 kV pripojená zaslučkovaním vedenia V499 Stupava – Podunajské Biskupice, ktoré je dnes prevádzkované na napätí 110 kV.			
	Investičný zámer je súčasťou projektu spoločného záujmu Danube InGrid, v rámci ktorého SEPS získala možnosť prefinancovať časť nákladov.			
Názov IPR	č. IPR	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav
Rozvodňa 400 kV Vajnory, T401, 2x45MVAr tlmivky	2019-15	2021	2026	Príprava investičnej požiadavky
Rozšírenie ESt Stupava	2021-1	2023	2026	
Rozšírenie ESt Podunajské Biskupice + dozbrojenie prípojnice W2	2021-2	2023	2026	
Zaslučkovanie 400 kV vedenia V499 do ESt Vajnory	2021-7	2023	2026	
Schematické zobrazenie				



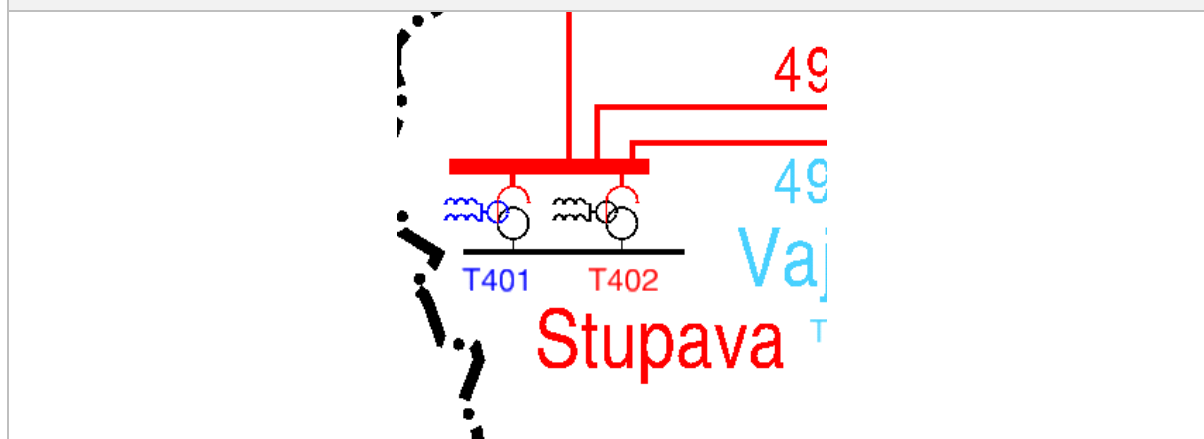
Doplnujúce informácie

Riešenie zásobovania tejto časti regiónu ZSD vrátane Bratislavy po tom, čo T401 Gabčíkovo nebude využívaný pre potreby napájania ZSD, bolo riešené prostredníctvom spoločnej technicko-ekonomickej štúdie SEPS a ZSD. Výsledkom je vybudovanie novej R400 kV Vajnory s jedným alebo dvoma transformátormi 400/110 kV vrátane kompenzačných tlmiviek.

Výmena transformátora T401 v TR Stupava

Umiestnenie	Popis			
Bratislavský kraj okres Bratislava III	Výmena transformátora T401 v ESt Stupava sa plánuje z dôvodu dosiahnutia jeho projektovanej životnosti. Predpokladá sa náhrada pôvodného transformátora 250 MVA na tom istom mieste (na novom stanovišti) za nový s výkonom 350 MVA a s terciárnym napätím 33kV vrátane inštalácie kompenzačných tlmiviek 2x45 MVar. Investičný zámer je súčasťou projektu spoločného záujmu Danube InGrid, v rámci ktorého SEPS získala možnosť prefinancovať časť nákladov.			
Názov IPR	č. IPR	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav
Výmena T401 v ESt Stupava	2013-32	2021	2025	Príprava investičnej požiadavky

Schematické zobrazenie



Doplnujúce informácie

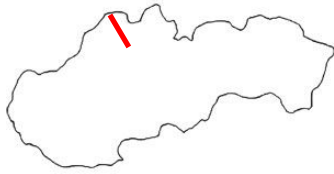
Výmena T401 Stupava bude realizovaná paralelne s projektom výstavby ESt Vajnory. Z dôvodu potreby transformačného výkonu v danom regióne príde nielen k výmene dožívajúceho transformátora ale taktiež k navýšeniu TDP T401 Stupava z 250 MVA na 350 MVA, čo potvrdila aj ZSD.

Inovácia elektrických vedení sa realizuje priebežne. Vo väčšine prípadov sa inovácia týka výmeny izolátorov a výmeny vodičov. Podľa potreby sa vykoná inovácia vo väčšom rozsahu, najmä v prípade potreby zvýšenia prenosovej schopnosti vedenia, kedy sa vyžaduje aj výmena alebo úprava stožiarov.

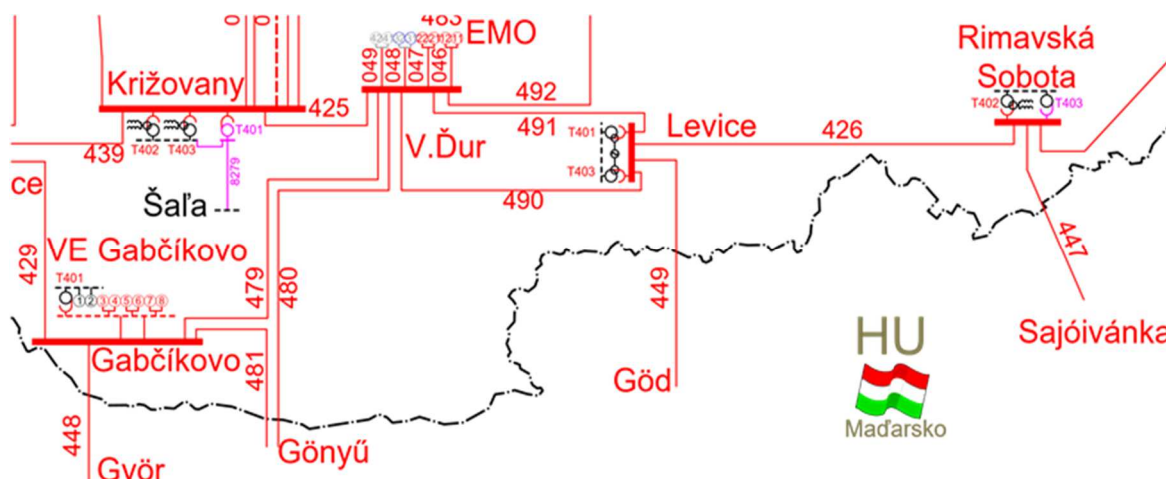
V oblasti preizolácie a výmeny vodičov elektrických vedení prebiehajú nasledovné investície:

Názov IPR	Číslo IPR v DPRPS	Začiatok a ukončenie IPR			Stav/fáza projektu
		2020	-	2023	
Výmena vodičov, preizolácia V428	2015-49	2020	-	2023	Obsatrávanie realizátora
Výmena vodičov, preizolácia 400 kV vedenia V424 Križovany - št. hranica SR/ČR	2013-44	2019	-	2022	Obstarávanie realizátora
Výmena vodičov, preizolácia V429	2013-46	2020	-	2023	Obstarávanie realizátora
Výmena vodičov, preizolácia V448 SS Gabčíkovo - št. hranica SK/HU	2013-47	2020	-	2023	Spracovanie IČ a PČ
Preizolácia V043 EBO V2 - Bošáca	2013-49	2020	-	2023	Spracovanie IČ a PČ
Preizolácia V044 Križovany - EBO V2	2013-48	2020	-	2023	Spracovanie IČ a PČ
Preizolácia V496 Križovany - Bošáca	2013-50	2020	-	2024	Spracovanie IČ a PČ

Okrem projektov vedení, uvedených v rámci súborov stavieb vyššie, realizuje SEPS zámer bonovy cezhraničného vedenia V404 Varín – Nošovice (ČR):

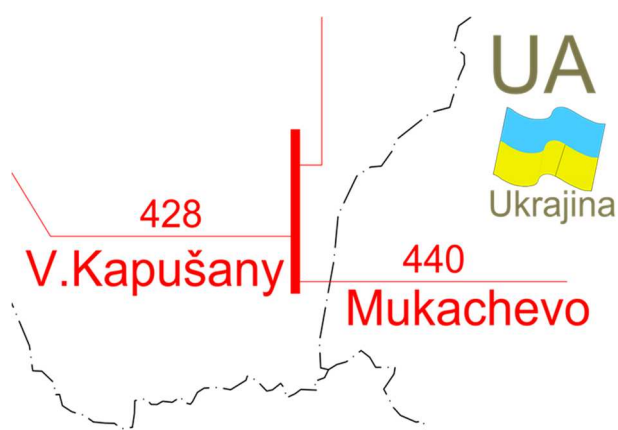
Inovácia vedenia V404				
Umiestnenie	Popis			
Žilinský kraj okresy Žilina, Kysucké Nové Mesto, Čadca 	Cieľom projektu je obnova existujúceho jednoduchého 400 kV medzištátneho vedenia V404 Varín (SK) – Nošovice (CZ) v úseku od ESt Varín po štátnu hranicu s ČR, vrátane navýšenia prenosovej schopnosti vedenia. Projekt je vo fáze hodnotenia vplyvu na životné prostredie.			
Názov IPR	č. IPR v DPRPS	Začiatok IPR	Ukončenie IPR	Stav
Inovácia vedenia V404	2016-14	2018	2026	vo výstavbe
Schematické zobrazenie				

6.4.2 Cezhraničný profil Slovensko – Maďarsko



Nové cezhraničné 400 kV vedenia Gabčíkovo – Gönyű (HU) – Veľký Ďur (na slovenskej strane od mesta Veľký Meder po štátnu hranicu s Maďarskom) a Rimavská Sobota – Sajóivánka (HU) sú vo výstavbe a mali byť podľa pôvodného harmonogramu v prevádzke koncom roka 2020. Na slovenskej strane však nastal v realizácii sklz z dôvodu situácie ohľadom pandémie vírusu COVID-19. Ďalším významným faktorom, predovšetkým na stavbe vedenia do Gönyű (HU), bol vysoký stav spodnej vody v trase výstavby v blízkosti brehu Dunaja, ako aj opakovane zaplavované a podmáčané územia z dôvodu daždivého počasia počas mesiacov august a september 2020, v ktorých sa počítalo s výstavbou stožiarových miest. Následne, z dôvodu posunu termínu ťahania vodičov nad Dunajom až do zimného obdobia, prevádzkovateľ maďarskej PS požiadal o posun termínu uvedenia nových vedení do komerčnej prevádzky na neskoršie obdobie. V dôsledku vyššie uvedených faktov boli vedenia po dohode s prevádzkovateľom maďarskej PS uvedené do komerčnej prevádzky dňa 5.4.2021.

6.4.3 Cezhraničný profil Slovensko – Ukrajina



SR je s Ukrajinou prepojená jednoduchým 400 kV vedením z ESt Veľké Kapušany (SK) do ESt Mukachevo (UA), s prevádzkou ktorého SEPS uvažuje do roku 2030 bez potreby významných investičných zásahov. Je to kapacitne značne využívané vedenie, ktorého význam sa znásobuje pri údržbových/poruchových stavoch na niektorom z jestvujúcich prepojení medzi Slovenskom a Maďarskom.

SEPS a NPC Ukrenergo uvažujú k roku 2030 s rekonštrukciou tohto vedenia vo forme výstavby nového jednoduchého 400 kV cezhraničného vedenia Mukachevo – Veľké Kapušany s maximálnou prúdovou zaťažiteľnosťou približne 2 500 A, pričom vedenie bude na oboch stranách budované tak, aby ho v prípade potreby vyplývajúcej zo zvýšenia cezhraničných výmen elektriny, bolo možné prebudovať na dvojité vedenie. Nakoľko je technický stav existujúceho vedenia na území Ukrajiny nevyhovujúci, NPC Ukrenergo vybuduje nové vedenie už do roku 2023.

Projekt spomínanej rekonštrukcie tohto 400 kV cezhraničného prepojenia medzi stanicami Mukachevo (UA) – Veľké Kapušany (SK), je zaradený na zozname Projektov vzájomného

záujmu (PMI) v rámci tzv. Energetického spoločenstva (<https://energy-community.org/>) ktorý tam zaradila ukrajinská strana so súhlasom zástupcov SR (MH SR a SEPS). Ide o obdobu PCI projektov pre európske krajiny, ktoré nie sú členom EÚ. Zaradením projektu do tohto zoznamu vyjadrili SR a Ukrajina potrebu posilnenia SK/UA profilu a politickú podporu realizácie tohto projektu.

Poznámka: Na cezhraničných profiloch s Poľskom a s Rakúskom nedošlo oproti posledným spracovaniam PR k zmenám z hľadiska prípravy alebo zvažovania rozvojových zámerov. Tzn., že s týmito krajinami SEPS neplánuje v najbližších 15 rokoch posilňovať cezhraničné prepojenia.

6.5 Medzinárodná spolupráca, Plán rozvoja sústavy pre celú EÚ a regionálne investičné plány

6.5.1 PCI projekty

Jedinými PCI projektami SEPS sú Vedenie 2x400 kV Gabčíkovo – Gönyű (HU) – Veľký Ďur (číslo PCI projektu 3.16.1) a Vedenie 2x400 kV Rimavská Sobota – Sajóivánka (HU) (číslo PCI projektu 3.17), ktoré sú aktuálne vo výstavbe, pričom v rámci nástroja CEF na ne SEPS prostredníctvom európskej agentúry INEA vyčerpala v roku 2019 príspevok na inžinierske a projektové práce sumu 994 330,60 EUR. Projekty sú stále zaradené na 4. zozname PCI projektov z októbra 2019.

Ďalej SEPS spolupracuje aj na PCI projektoch, ktorých iniciátorom je spoločnosť ZSD. Ide o projekty ACON a Danube InGrid, ktoré sú tiež zaradené na 4. zoznam PCI projektov a bude snaha zúčastnených strán zahrnúť oba projekty aj do 5. zoznamu.



Obrázok č. 7.4.1_1 Geografické znázornenie oblasti pre projekt ACON

Projekt ACON (**A**gain **C**onected **N**etwork) je projekt v oblasti inteligentných sietí s cezhraničným dopadom na území SR a ČR. Jeho hlavným cieľom je modernizácia a výrazné zvýšenie efektívnosti distribučnej sústavy, ako i následná aplikácia pilotného projektu inteligentných sietí, čím sa prehĺbi spolupráca medzi SR a ČR na úrovni PRDS a PPS, čo má priniesť výhody pre oba štáty. Táto spolupráca je založená na existujúcom

cezhraničnom prepojení na úrovni regionálnych distribučných sústav. Projektu bol v roku 2019 udelený grant na spolufinancovanie 50 % z hodnoty oprávnených nákladov projektu, čo predstavuje približne 91,2 mil. EUR. SEPS má v tomto projekte štatút podporovateľa **bez priameho podielu na realizácii a financovaní.**



Obrázok č. 7.4.2_2 Geografické znázornenie oblasti pre projekt Danube InGrid

V PCI projekte Danube InGrid (číslo PCI je 10.7) je SEPS priamo zapojená do jeho realizácie. Ide o projekt v oblasti inteligentných sietí s cezhraničným dopadom na území SR a Maďarska. Hlavným cieľom projektu je posilnenie súčinnosti a integrácie slovenského a maďarského trhu s elektrickou energiou. V rámci projektu budú implementované smart grid technológie, a to na vnútroštátnej, ako aj na cezhraničnej úrovni, s využitím informačných a komunikačných technológií, na účel rozvoja modernej energetickej infraštruktúry. Na území SR má úlohu vedúcej spoločnosti ZSD,

príčom SEPS je v pozícii aktívneho podporovateľa projektu s vlastnými investičnými aktivitami. Ďalším členom projektu je maďarská spoločnosť E.ON Észak-dunántúli Áramhálózáti Zrt.

(ďalej len „EED“) a od roku 2021 aj spoločnosť VSD, ako nový člen konzorcia E.ON na Slovensku.

Dňa 1.10.2020 bol projekt vyhodnotený ako oprávnený na čerpanie prostriedkov z nástroja CEF. Z pôvodne požadovaných cca 291,2 mil. EUR mu však bolo pridelený grant vo výške 101,931 mil. EUR, pričom podiel SEPS predstavuje približne 15,6%, teda zhruba 15,3 mil. EUR. V 1Q/2021 bola podpísaná grantová zmluva s INEA.

SEPS plánuje využiť tieto prostriedky na realizáciu novej ESt Vajnory s transformáciou 400/110 kV vrátane výmeny transformátorov T402 v ESt Podunajské Biskupice a T401 v ESt Stupava. V rámci grantu je možné finančné prostriedky čerpať na tzv. oprávnené náklady, za ktoré sa budú považovať všetky náklady na projekt, ktoré vzniknú od momentu spracovávania tendrovej dokumentácie (vrátane).

6.5.2 BIDSF projekty

Fond BIDSF⁵ bol z úrovne EÚ vytvorený pre čiastočnú kompenzáciu dôsledkov predčasného odstavenia EBO V1 na Slovensku. SEPS, ako jeden zo subjektov v rámci SR, z tohto fondu kontinuálne čerpá prostriedky na súbor stavieb "Transformácia 400/110 kV Bystričany" (pozri kapitolu 6.3). Grantová dohoda medzi SEPS a EBOR, na základe ktorej SEPS prostriedky čerpá, bola uzatvorená dňa 29.08.2019, pričom čerpanie prostriedkov je možné do 31.12.2021.

6.5.3 Desaťročný plán rozvoja ENTSO-E (TYNDP)

Výbor pre rozvoj sústav (System Development Committee; SDC) v rámci ENTSO-E každé dva roky vypracováva desaťročný plán rozvoja sústavy, ktorý popisuje a kvantifikuje hlavné potreby rozvoja prenosových sústav v stredno a dlhodobých časových horizontoch a obsahuje výsledky hodnotenia projektov Pan-Európskeho významu multi-kriteriálnou cost-benefit analýzou (CBA) analýzou. TYNDP 2020 bol zverejnený na verejnú konzultáciu⁶. Medzi investičné projekty TYNDP 2020 s pan-európskym významom boli zahrnuté aj nasledovné projekty, ktorých spolurealizátorom je SEPS:

- projekt č. 48 Vedenie 2x400 kV Gabčíkovo (SK) – Gönyű (HU) – Veľký Ďur (SK) a vedenie 2x400 kV Rimavská Sobota (SK) – Sajóivánka (HU),
- projekt č. 330 Štvrté 400 kV cezhraničné prepojenie SK a CZ

V rámci procesu TYNDP 2020 bolo publikovaných šesť Regionálnych investičných plánov (RgIP), ktoré podrobným spôsobom popisujú a analyzujú zmeny v elektrizačných sústavách v rozvojových horizontoch v porovnaní so súčasnosťou a následne identifikované úzke miesta v regióne Continental Central East (CCE) pod SDC a kvantifikujú potreby dodatočných potenciálnych investičných opatrení na ich odstránenie tak, aby bola zaistená bezpečnosť prevádzky prepojených sústav. Projekty Pan-Európskeho významu (hlavne cezhraničné vedenia) sú ďalej v procese TYNDP hodnotené multi-kriteriálnou CBA analýzou a projekty v jednotlivých RgIP identifikované ako projekty regionálneho a národného významu (vnútroštátne projekty) zohrávajú takisto ako projekty Pan-Európskeho významu veľmi dôležitú úlohu pri plánovaní rozvoja infraštruktúry PS v danom regióne s cieľom zaistenia bezpečnej prevádzky prepojených PS s tým rozdielom, že nie sú hodnotené v procese TYNDP multi-kriteriálnou CBA analýzou.

Ostatný publikovaný RgIP regiónu CCE, RgIP CCE 2020⁷, v ktorom v rámci SDC spoločnosť SEPS pôsobí, bol publikovaný v auguste 2020, ale na verejné pripomienkovania bol daný

⁵ BIDSF

⁶ TYNDP 2020

⁷ RgIP CCE 2020

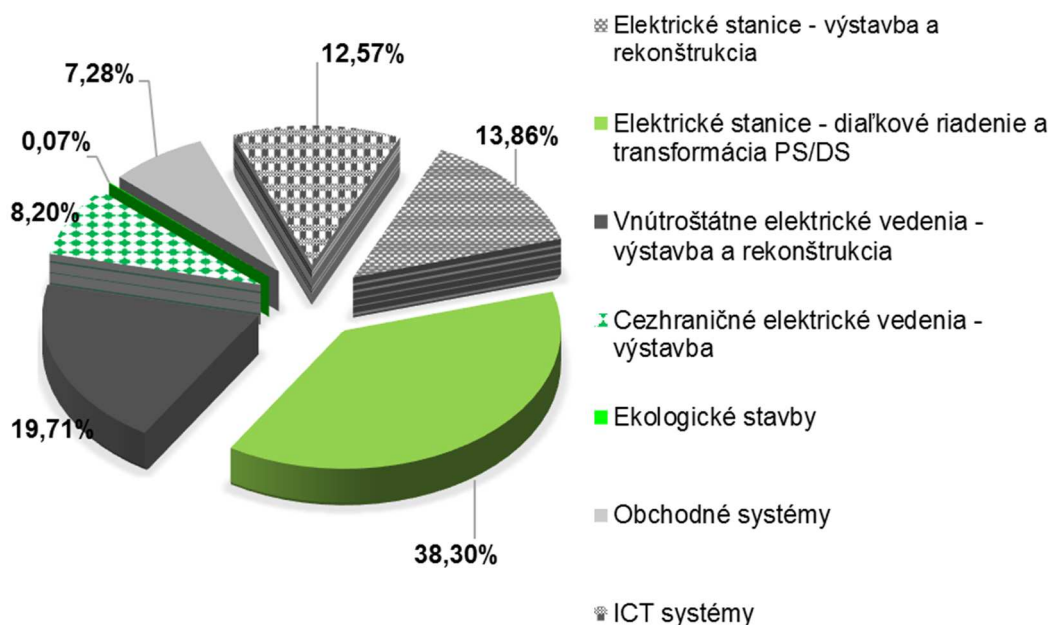
spolu s dokumentom TYNDP 2020 v novembri 2020. Verejné pripomienkové konanie následne skončilo 04.01.2021.

V RgIP CCE 2020 má SEPS zahrnuté nasledovné investičné projekty:

- súbor stavieb Senica,
- súbor stavieb Bystričany,
- vedenie 2x400 kV Križovany – Horná Žďaňa (so zaslučkovaním jedného poťahu do novej R400 kV Bystričany),
- nová ESt 400/110 kV Ladce.

6.6 Investičný plán SEPS na roky 2022 až 2031

SEPS plánuje prostredníctvom investičných projektov uvedených v desaťročnom investičnom pláne, preinvestovať v rokoch 2022 až 2031 sumu približne 589,58 mil. EUR, čo predstavuje ročnú priemernú investičnú náročnosť vo výške cca 59,0 mil. EUR na zabezpečenie nevyhnutného zvyšovania existujúcich kapacít a nevyhnutnej modernizácie hlavných častí prenosovej sústavy. Rozloženie investícií SEPS v desaťročnom investičnom pláne do jednotlivých kategórií je znázornené v nasledujúcom grafe.



Konkrétne investičné projekty na obdobie 2022 až 2031 sú zdokumentované v nasledujúcej tabuľke. Začiatok a koniec investičného projektu predstavuje začiatok a koniec čerpania investičných nákladov, nie začiatok a koniec realizácie.

P. č.	Investičné projekty	Identifikačné číslo	Začiatok a koniec investičných projektov	Predpokladané náklady [mil. EUR]	Vynaložené náklady do 31.12.2020 [mil. EUR]
Elektrické stanice - výstavba a rekonštrukcia					
1	Rozvodňa 400 kV Križovany – rozšírenie [kód RGI: 845]	2013-7	2015 2021	5,169	3,618
2	ESt Lemešany - inovácia RIS 220 + 400 kV (centrála RIS) a výmena ochrán	2013-16	2017 2023	2,902	0,207
3	Inovácia zariadení RIS pre riadenie R110 kV v ESt Horná Žďaňa	2013-18	2017 2022	2,53	1,152
4	Rozvodňa 400 kV Rimavská Sobota – rozšírenie [kód RGI: 695] [kód TYNDP: 48.695] [kód PCI: 3.17]	2013-9	2017 2021	4,886	4,824
5	Úpravy v súvisiacich zariadeniach v SSt Gabčíkovo a ESt Veľký Ďur [kód RGI: 214] [kód TYNDP: 48.214] [kód PCI: 3.16]	2015-1	2018 2021	0,855	0,551
6	Obnova sekundárnej techniky R400 kV Bošáca - výmena ochrán a inovácia RIS	2014-1	2018 2023	5,277	0,212
7	Obnova Rz 220kV Sučany	2015-8	2018 2021	4,25	2,900
8	Inovácia RIS - centrála v ESt Veľké Kapušany a obnova sekundárnej techniky	2015-12	2018 2022	0,851	0,073

P. č.	Investičné projekty	Identifikačné číslo	Začiatok a koniec investičných projektov		Predpokladané náklady [mil. EUR]	Vynaložené náklady do 31.12.2020 [mil. EUR]
9	Kompenzácia jalového výkonu v elektrickej stanici Liptovská Mara	2017-1	2018	2021	3,664	0,259
10	Zmena pripojenia FORTISCHEM a.s. do PS v ESt Bystričany	2019-2	2018	2022	3,149	0,199
11	Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS - centrála v ESt Horná Ždaňa 400 kV	2015-13	2018	2022	1,284	0,088
12	Inovácia RIS - centrála v ESt Veľký Ďur	2015-15	2018	2021	0,436	0,017
13	Obnova sekundárnej techniky ESt Križovany - inovácia ochrán a RIS	2015-26	2019	2023	5,240	0,127
14	Inovácia RIS - centrála v ESt Levice	2015-16	2019	2021	0,419	0,027
15	Obnova TIS v ESt SEPS	2015-29	2020	2021	0,194	0,192
16	Obnova sekundárnej techniky a inovácia centrály RIS ESt Stupava	2015-32	2020	2023	0,929	0,004
17	Inovácia RIS - centrála v ESt Medzibrod	2015-17	2020	2022	0,488	0,003
18	Inovácia RIS - centrála v ESt Voľa	2015-18	2020	2022	0,522	0,007
19	Rozvodňa 400 kV Ladce	2016-1	2022	2027	19,285	
20	Inovácia RIS - centrála v ESt Rimavská Sobota	2016-5	2022	2023	0,570	
21	Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS 400kV Lemešany (vymena terminálov poli)	2015-20	2021	2024	2,912	
22	Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS ESt Veľké Kapušany	2015-19	2022	2024	2,600	
23	Obnova sekundárnej techniky ESt Horná Ždaňa a inovácia RIS 400 kV	2015-33	2023	2026	3,290	
24	Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS ESt Moldava	2015-37	2022	2025	2,085	
25	Rozšírenie ESt Stupava [kód PCI: 10.7]	2021-1	2023	2026	3,750	
26	Rozšírenie ESt Podunajské Biskupice + dozbrojenie prípojnice W2 [kód PCI: 10.7]	2021-2	2023	2026	3,850	
27	Obnova sekundárnej techniky ESt Rimavská Sobota - rozdielová ochrana prípojnic	2015-38	2024	2025	0,155	
28	Obnova sekundárnej techniky ESt Spišská Nová Ves - rozdielová ochrana prípojnic	2015-39	2024	2025	0,155	
29	Obnova sekundárnej techniky ESt Levice - rozdielová ochrana prípojnic	2015-40	2024	2025	0,165	
30	Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS SSt Košice	2016-6	2025	2026	1,810	
31	Obnova TIS v ESt SEPS	2016-8	2026	2026	0,303	
32	Obnova sekundárnej techniky ESt Bošáca	2017-3	2026	2027	0,300	
33	Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS ESt Levice	2019-7	2027	2028	2,470	
34	Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS ESt Medzibrod	2019-8	2028	2029	1,960	
35	Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS ESt Veľký Ďur	2019-9	2028	2031	3,410	
36	Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS ESt Stupava	2019-10	2029	2031	2,280	
37	Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS ESt Rimavská Sobota	2019-11	2029	2030	1,530	
38	Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS ESt Voľa	2019-12	2029	2030	2,550	
39	Rozvodňa 400 kV Veľké Kapušany - rozšírenie	2019-13	2029	2031	5,375	
40	Rozvodňa 400 kV Levice - rozšírenie	2021-3	2031	2034	4,648	
41	Rozvodňa 400 kV Veľký Ďur - rozšírenie	2021-4	2031	2034	4,248	
Elektrické stanice - diaľkové riadenie a transformácia PS/DS						
42	Prechod ESt Sučany do diaľkového riadenia	2013-25	2006	2027	43,507	0,262
43	Výmena transformátora T401 a kompenzačné tlmivky v ESt Varín	2013-27	2012	2024	9,721	0,066
44	Transformácia 400/110 kV Bystričany T 401, T 402	2013-31	2016	2021	18,096	10,366
45	Súbor stavieb: Transformácia 400/110 kV Senica - 1. stavba: Transformovňa 400/110 kV Senica	2014-3	2018	2024	25,484	0,962
46	Výmena transformátora T402 a inštalácia kompenzačných tlmiviek v ESt Podunajské Biskupice [kód PCI: 10.7]	2013-29	2020	2024	8,649	0,009
47	Výmena T401 v ESt Stupava [kód PCI: 10.7]	2013-32	2021	2025	6,310	
48	Výmena T401 a T403 v ESt Horná Ždaňa vrátane transformátora vlastnej spotreby ⁸	2013-30	2022	2026	12,080	
49	TR 400/110 kV Ladce	2016-13	2021	2027	12,255	
50	Nový transformátor 400/110 kV a nová R110 kV v ESt Križovany	2021-5	2022	2025	15,910	
51	Rozvodňa 400 kV Vajnory, T401, 2x45MVar tlmivky [kód PCI: 10.7]	2019-15	2021	2026	21,990	
52	Prechod ESt Varín do diaľkového riadenia	2019-14	2023	2028	32,262	0,137
53	Výmena transformátora T403 v TR Rimavská Sobota	2016-10	2024	2029	6,230	
54	Rozvodňa 400 kV Nové Zámky, T401 a T402	2019-16	2028	2033	21,000	
55	Diaľkové riadenie a výmena T401 a T402 v ESt Liptovská Mara	2013-26	2026	2032	36,500	
Vnútroštátne elektrické vedenia - výstavba a rekonštrukcia						
56	Vedenie 2x400 kV Bystričany – Križovany [kód RGI: 845]	2013-35	2012	2023	55,926	48,488
57	Vedenie 2x400 kV Horná Ždaňa – Oslany [kód RGI: 845]	2013-36	2012	2025	49,655	2,147
58	Pripojenie vedenia V484 (poťah 220 kV) do R400 kV Križovany a Bystričany [kód RGI: 845]	2016-11	2021	2021	0,293	
59	Súbor stavieb: Transformácia 400/110 kV Senica - 2. stavba: Zasluckovanie 400 kV vedenia V424 do ESt Senica	2014-7	2018	2023	7,862	0,574


⁸ Potreba realizácie investičného projektu „Výmena T401 a T403 v ESt Horná Ždaňa vrátane transformátora vlastnej spotreby“, resp. opodstatnenosť zachovania výšky TDP spoločnosti SSD do PS v mieste pripojenia v ESt Horná Ždaňa, bude prehodnotená prevádzkovateľom PS v spolupráci s prevádzkovateľom DS, v súlade s bodom (4) §5 vyhlášky ÚRSO č. 24/2013 Z. z., ktorou sa ustanovujú pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s elektrinou a pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s plynom.

P. č.	Investičné projekty	Identifikačné číslo	Začiatok a koniec investičných projektov		Predpokladané náklady [mil. EUR]	Vynaložené náklady do 31.12.2020 [mil. EUR]
60	Preizolácia 220 kV vedenia V071 Lemešany - Vojany (len v prípade ak ak bloky č.5 a 6 EVO budú v prevádzke po roku 2021)	2017-2	2016	2023	1,161	0,068
61	Výmena vodičov, preizolácia V428	2015-49	2020	2023	10,598	0,175
62	Preizolácia V044 Križovany - EBO V2	2013-48	2020	2023	1,388	0,019
63	Preizolácia V043 EBO V2 – Bošáca	2013-49	2020	2023	2,558	0,019
64	Preizolácia V496 Križovany – Bošáca	2013-50	2020	2024	3,571	0,020
65	Výmena vodičov, preizolácia V429	2013-46	2020	2023	4,998	0,125
66	Zmena zaústenia 220kV vedení do ESt Sučany	2021-6	2020	2021	0,194	0,126
67	Zaslučkovanie 400 kV vedenia V499 do ESt Vajnory	2021-7	2023	2026	0,718	
68	Inovácia vedenia V406 v úseku Ružomberok – Liptovská Mara	2017-7	2023	2030	12,646	
69	Zaslučkovanie V495 do ESt Ladce	2016-17	2024	2027	1,623	
70	Inovácia vedenia V408	2013-52	2026	2033	36,000	
71	Inovácia vedenia V045	2016-12	2026	2032	10,000	
72	Inovácia vedenia V407	2013-51	2028	2035	32,000	
73	Vedenie 1x400 kV Veľký Ďur - Levice	2019-18	2028	2034	9,945	
74	Zaslučkovanie 400 kV vedenia V480 do ESt Nové Zámky	2019-19	2029	2033	7,730	
Cezhraničné elektrické vedenia – výstavba						
75	Vedenie 2x400 kV Gabčíkovo - Gönyű (HU) - Veľký Ďur (časť Veľký Meder – štátna hranica s HU) [kód RGI: 214] [kód TYNDP: 48.214] [kód PCI: 3.16]	2013-53	2015	2021	21,429	16,959
76	Vedenie 2x400 kV Rimavská Sobota – Sajóvánka (HU) (časť po hranicu s HU) [kód RGI: 495] [kód TYNDP: 48.495] [kód PCI: 3.17]	2013-54	2012	2022	25,786	18,619
77	Inovácia vedenia V404	2016-14	2018	2026	30,515	0,141
78	Výmena vodičov, preizolácia 400 kV vedenia V424 Križovany - št. hranica SR/ČR	2013-44	2019	2022	13,674	0,224
79	Výmena vodičov, preizolácia V448 SS Gabčíkovo - št. hranica SK/HU	2013-47	2020	2023	1,815	0,022
80	Inovácia vedenia V440	2019-21	2027	2031	8,063	
81	Vedenie 1x400 kV ESt Ladce - št. hr. s ČR	2019-20	2031	2038	15,200	
Elektrické vedenia - kombinované zemné laná						
82	Optické prepojenie AB Bratislava - ESt Podunajské Biskupice	2016-16	2016	2021	0,552	0,112
Ekologické stavby						
83	Prípojka pitnej vody pre ESt Horná Ždaňa	2019-23	2020	2021	0,246	0,014
84	ESt Liptovská Mara - čistička odpadových vôd	2015-58	2021	2021	0,425	
85	ESt Križovany - čistička odpadových vôd	2015-59	2021	2021	0,424	
86	ESt Moldava - čistička odpadových vôd	2015-60	2022	2022	0,427	
Obchodné systémy						
87	Inovácia meracích súprav	2013-64	2017	2023	2,100	0,075
88	Využitie WAMS v prostredí SEPS	2017-9	2019	2021	0,353	0,214
89	Legislatívny upgrade obchodného systému Damas Energy	2021-8	2019	2022	3,775	0,321
90	Modifikácia modulu mTMF	2021-9	2019	2021	0,437	0,392
91	Inovácia systému merania kvality	2013-60	2021	2023	2,617	
92	Inovácia informačného systému obchodného merania	2013-66	2020	2023	2,514	0,004
93	Nový obchodný systém SEPS, customizácia obchodného systému SEPS	2015-61	2022	2024	13,017	
94	Spoluúčasť SEPS na vývoji aFRR a mFRR platforiem	2021-10	2021	2025	0,368	
95	Inovácia sieťových komunikačných zariadení	2019-24	2021	2023	1,917	
96	Inovácia systému ASZD	2015-63	2021	2024	6,025	
97	Úpravy ASZD podľa požiadaviek legislatívy a užívateľov	2013-58	2021	2023	2,860	
98	Inovácia informačného systému obchodného merania	2015-64	2027	2028	1,500	
99	Úpravy ASZD podľa požiadaviek legislatívy a užívateľov	2013-65	2028	2029	2,850	
100	Inovácia systému ASZD	2017-10	2028	2030	6,000	
101	Inovácia meracích súprav	2019-25	2030	2032	2,000	
102	Inovácia systému merania kvality	2019-26	2031	2033	2,600	
103	Inovácia sieťových komunikačných zariadení	2021-12	2031	2033	1,900	
ICT systémy						
104	Záložné dátové centrum Podunajské Biskupice	2016-15	2016	2021	3,120	2,042
105	Optimalizácia, zvýšenie bezpečnosti a dostupnosti TIS ochrán	2017-12	2017	2022	1,777	0,431
106	Zvýšenie zabezpečenia RIS EST SEPS	2019-28	2018	2023	2,979	0,257
107	Implementácia nástrojov kybernetickej bezpečnosti do TIS ochrán 2. a 3.etapa	2021-13	2022	2023	5,026	
108	Implementácia bezpečnostných systémov. Fyzická bezpečnosť DO a technologické miestnosti v ESt.	2019-29	2019	2021	1,318	1,158
109	Optimalizácia autentifikácie doménových užívateľov	2017-21	2019	2021	0,447	0,001
110	Vytvorenie centrálneho monitoringu sietí	2019-31	2019	2021	1,011	0,023
111	Komplexné zabezpečenie logického perimetra sieťovej infraštruktúry	2017-23	2019	2022	0,923	0,034
112	Aplikácia pre údržbu a diagnostiku elektrických staníc a elektrických vedení v prostredí SAP FIORI	2019-27	2019	2021	0,368	0,069
113	Rekonštrukcia mechanických zábranných prostriedkov na prvkoch KI – 2.etapa	2021-14	2020	2021	1,404	0,009
114	APM Dátový koncentrátor	2021-15	2020	2021	0,325	0,006
115	Implementácia SW nástroja na riadenie procesov plánovania kontinuity činností (BCM)	2021-16	2020	2021	0,288	0,156

P. č.	Investičné projekty	Identifikačné číslo	Začiatok a koniec investičných projektov		Predpokladané náklady [mil. EUR]	Vynaložené náklady do 31.12.2020 [mil. EUR]
116	Optimalizácia detekcie narušenia prvkov KI - 3.etapa	2021-17	2021	2021	1,502	
117	Rozvoj podporných systémov	2017-28	2021	2022	2,013	
118	Upgrade bezpečnostných systémov II. Etapa - funkčné rozšírenie analytického bezpečnostného nástroja Qradar	2021-18	2021	2021	1,103	
119	Implementácia programového riešenia na import objemových dát z leteckej diagnostiky do prostredia GIS	2021-19	2021	2021	0,163	
120	Aplikácia pre správu a riadenie uchovávaní technickej dokumentácie v prostredí SEPS	2021-20	2021	2022	0,733	
121	Implementácia systému na realizáciu bezpečnostných auditov	2021-21	2021	2021	0,324	
122	Simulátor zariadení vlastnej spotreby ESt Medibrod	2021-22	2021	2021	0,092	
123	Simulátor zariadení vlastnej spotreby ESt Voľa	2021-23	2021	2021	0,118	
124	Upgrade pre systém pre koordinované bezpečnostné analýzy - AMICA	2017-30	2021	2021	0,304	
125	Komplexný výpočtový systém - CGMES	2019-33	2021	2022	0,869	
126	Optimalizácia detekcie narušenia prvkov KI - 4.etapa	2021-24	2022	2022	1,273	
127	Technológie pre nové dátové centrum Podunajské Biskupice	2017-29	2021	2022	1,009	
128	Implementácia bezpečnostných systémov III.etapa	2021-25	2022	2022	1,220	
129	Implementácia bezpečnostných systémov II.etapa	2021-26	2022	2023	2,010	
130	Upgrade bezpečnostných systémov III.etapa	2021-27	2022	2022	0,803	
131	Inovácia serverov SAP	2021-28	2021	2023	2,511	
132	Inovácia CORE prepínačov	2017-31	2021	2022	1,506	
133	Výmena LAN infraštruktúry	2017-32	2021	2022	1,406	
134	Inovácia aplikácií IIS	2017-33	2021	2026	0,509	
135	Inovácia zariadení na prenos signálov ochrán	2017-34	2021	2022	0,305	
136	Implementácia bezpečnostných systémov	2017-26	2023	2033	21,215	
137	Upgrade bezpečnostných systémov	2017-27	2023	2033	9,215	
138	Inovácia RIS SED	2015-65	2022	2025	20,025	
139	Inovácia serverov IIS	2017-35	2023	2024	0,403	
140	Inovácia zariadení na prenos signálov ochrán	2017-36	2023	2024	0,303	
141	Obnova nosnej telekomunikačnej siete DWDM	2017-37	2026	2026	4,000	
142	Obnova prístupovej telekomunikačnej siete	2017-38	2027	2027	2,000	
143	Obnova Firewall-ov TIS v ESt SEPS	2021-11	2029	2029	0,700	
SPOLU investičné projekty					899,615⁹	119,306

Investície:
 investície, ktoré sa budú musieť realizovať v nasledujúcich troch rokoch

 investície, o ktorých prevádzkovateľ prenosovej sústavy už rozhodol

 ostatné investície do modernizácie prenosovej sústavy

 [kód PCI: x.xx]

PCI projekty

 [kód RGI: xxx]

RGI projekty

 [kód TYNDP: xx.xxx]

TYNDP projekty

Poznámky:

1. Uvedené investičné náklady sú stanovené kvalifikovaným odhadom pracovníkov SEPS pri uvažovaní cenovej úrovne v čase zaradenia investícií do investičného plánu, bez uvažovania vplyvu inflácie a prípadnej zmeny technického riešenia v čase realizácie investícií. Pri ďalšom spracovaní DPRPS budú investičné náklady aktualizované.
2. Zoznam investícií do prenosovej sústavy na roky 2021 až 2031 nezohľadňuje všetky investičné potreby SEPS v najbližšom desaťročnom horizonte, ale iba tie investičné projekty, ktoré súvisia so zabezpečením nevyhnutného zvyšovania existujúcich kapacít a nevyhnutnú modernizáciu hlavných častí prenosovej sústavy.

7 Záver

SEPS pri tvorbe tohto DPRPS 2031 vychádzala zo súčasného a predpokladaného budúceho stavu výroby, spotreby a cezhraničných výmen elektriny v európskej prepojenej sústave, pričom zohľadňovala desaťročný plán rozvoja európskych prevádzkovateľov prenosových sústav a regionálne investičné plány, ktoré spracoval Výbor pre rozvoj sústav v asociácii

⁹ Táto suma predstavuje súčet celkových nákladov na projekty, uvedené v tabuľke, teda aj nákladov, vynaložených pred rokom 2022 a po roku 2031.

ENTSO-E (konkrétne dokument TYNDP 2020 spolu s regionálnym investičným plánom regiónu CCE). Tento DPRPS však reflektuje aj aktuálny Plán rozvoja SEPS, príslušné schválené investičné plány SEPS a posledný platný a ÚRSO-m schválený DPRPS 2029. Dokument prešiel pripomienkovaním zo strany všetkých užívateľov PS SR a k jeho obsahu sa vyjadrili aj ÚRSO a MH SR. Všetky vstupné predpoklady a východiská sú v DPRPS 2031 popísané v kapitolách 3 a 4 a sú zohľadnené primerane poznaniu a informáciám dostupným SEPS, ako prevádzkovateľovi PS SR, k času odovzdania tohto DPRPS na ÚRSO na jeho vyjadrenie.

Rozhodujúcimi faktormi, ktoré budú v nasledujúcom období výrazne ovplyvňovať bilanciu ES SR sú uvedenie EMO 3,4 do prevádzky, odstavenie fosílnych elektrární (ENO, EVO) a rozvoj OZE v súlade s INECP SR a predpokladaný vývoj spotreby elektriny SR (priemerný medziročný rastom na úrovni 1,21 %). Nárastom OZE v zdrojovom mixe SR, predovšetkým FVE a VTE, dôjde k navýšeniu požiadaviek na PpS, predovšetkým aFRR a mFRR-. Súčasný spôsob pokrývania PpS nebude postačujúci, existuje však viacero možností ako zabezpečiť ich pokrytie.

Ďalším dôležitým faktorom je uvedenie do prevádzky nových SK-HU vedení (2. kvartál 2021), ktoré výrazným spôsobom navýšia cezhraničnú kapacitu na SK-HU profile. Medzi zásadné a dlhodobé rozhodnutia SEPS v oblasti ďalšieho rozvoja a využitia PS SR je budovanie nových zariadení už iba na napäťovej úrovni 400 kV. Stále totiž platí, že PS SR na napäťovej úrovni 220 kV v dôsledku postupného odstavenia zariadení na výrobu elektriny do nej pripojených a s ohľadom na jej vek, zhoršujúci sa technický stav a nižšiu prenosovú schopnosť postupne stráca svoj význam. Postupným odstavením a likvidáciou častí PS 220 kV sa už preto tieto časti nebudú ďalej nahrádzať obdobnými zariadeniami na rovnakej napäťovej hladine, ale SEPS bude budovať už len zariadenia 400 kV, no aj to iba v prípade, ak to bude po dôkladnom uvážení nevyhnutné z hľadiska bezpečnosti a spoľahlivosti prevádzky ES SR, ako aj z hľadiska bezpečnosti a spoľahlivosti dodávok elektriny. Pri prechode z 220 kV na 400 kV dochádza súčasne k výraznej modernizácii ESt vo vlastníctve SEPS so zohľadnením aktuálnych kritérií a požiadaviek na bezpečnosť a efektívnosť prenosu elektriny. Všetky takéto rekonštruované ESt sú budované ako moderné, bezobslužné, diaľkovo riadené zariadenia s využitím osvedčených najmodernejších technických riešení a technológií. Dosiahnutie tohto prevádzkového a riadiaceho režimu vo všetkých ESt je dlhodobým rozvojovým cieľom SEPS.

Medzi priority SEPS v najbližších desiatich rokoch budú, na základe vyššie uvedeného, aj naďalej patriť investičné projekty, prostredníctvom ktorých bude zabezpečené:

- náhrada nevyhnutných častí 220 kV prenosovej sústavy, postupne odstavovaných z prevádzky
- prechod zvyšných ESt z miestneho a diaľkového ovládania na diaľkové riadenie vrátane komplexnej modernizácie (napr. projekty v ESt Senica, Bystričany, Ladce),
- posilňovanie infraštruktúry PS za účelom plnenia povinností a záväzkov SR v zmysle novej národnej a medzinárodnej legislatívy (napr. ciele v rámci INECP),
- primeraná kapacita pre užívateľov sústavy, predovšetkým pre prevádzkovateľov DS (napr. výmena transformátorov 400 kV/DS za stroje s vyšším inštalovaným výkonom alebo projekty výstavby nových transformácií 400 kV/DS),
- dostatočná kapacita SK cezhraničných profilov pre medzinárodný prenos elektriny (ako je napr. výstavba slovensko-maďarských vedení 400 kV alebo obnova existujúcich vedení na profile s ČR).

Významnou prioritou SEPS v strednodobom horizonte je aj vyriešenie problémov s prekračovaním horných dovolených hraníc napätia v PS, a to kompenzáciou jalového výkonu v ES SR. Na riešení tohto problému SEPS aktívne spolupracuje s prevádzkovateľmi RDS, nakoľko ide o systémový problém ES SR, nielen samotnej PS. SEPS má preto v realizácii viacero projektov zvýšenia inštalovaného výkonu kompenzačných tlmiviek v terciárnych vinutiach transformátorov PS/RDS (napr. Varín, Sučany, Liptovská Mara,

Podunajské Biskupice), no hľadanie spoločného technického, ekonomického a legislatívneho riešenia prevádzkovateľov PS a RDS má za cieľ vyriešiť problém s nadbytkom jalového výkonu v ES SR komplexným systémovým spôsobom.

V neposlednom rade patrí medzi priority v rozvoji infraštruktúry PS aj zvyšovanie fyzickej a kybernetickej bezpečnosti kritickej infraštruktúry PS, ako aj obnova zariadení sekundárnej techniky a podporných systémov (riadiaci a informačný systém, obchodný systém, systém obchodného merania, informačno-komunikačné technológie a pod.).

Hlavné investičné projekty SEPS podľa tohto DPRPS 2031 sú navrhnuté na základe vyššie uvedených predpokladov a priorít, ale korešpondujú aj s dokumentom TYNDP 2020, ktorý je posledným platným plánom rozvoja európskych prevádzkovateľov prenosových sústav. Potreba realizácie hlavných investičných projektov a rozhodnutí SEPS bola overená a potvrdená prostredníctvom market a sieťových výpočtov, kde boli využité všetky horeuvedené vstupné predpoklady ako aj podklady od všetkých dotknutých subjektov a užívateľov PS v rámci SR.

SEPS takisto buď priamo riadi alebo sa aktívne podieľa aj na realizácii viacerých PCI projektov, ktoré získali spolufinancovanie z nástroja CEF, či už na prípravné práce (slovensko-maďarské prepojenia 400 kV Gabčíkovo – Gönyű (HU) – Veľký Ďur (na slovenskej strane od mesta Veľký Meder po štátnu hranicu s Maďarskom) a Rimavská Sobota – Sajóivánka (HU)) alebo na samotnú realizáciu (projekty ACON a Danube InGrid).

Predpokladaná investičná náročnosť SEPS na obdobie rokov 2022 až 2031 sa ukazuje na úrovni 589,58 mil. EUR, čo predstavuje približne 59 mil. EUR ročne. V porovnaní s ostatným DPRPS 2029 ide o pokles celkovo o zhruba 25 mil. EUR (ročný teda priemer poklesol o 2,5 mil. EUR). Najväčšie investície sa predpokladajú do výstavby a obnovy elektrických staníc vrátane výmeny transformátorov (cez 52%), do výstavby a obnovy prenosových vedení PS (necelých 28%) a zvyšok investícií sa predpokladá do ICT systémov (12%), do obchodných systémov (cca 7%) a ekologických stavieb (1%).

8 Zoznam použitých skratiek

aFRR - Automatic frequency restoration reserve	PCI - Projects of common interest (projekty spoločného záujmu)
ACON - Again Connected Network	PČ - Projektové činnosti
ASZD - Automatizovaný systém zberu dát	PICASSO - Platform for the International Coordination of Automated frequency restoration and Stable System Operation
AT - Rakúsko (ISO kód)	PL - Poľsko (ISO kód)
BA - Bratislava	PMI - Projekty vzájomného zaujmu
BIDSF - Bohunice International Decommissioning Support Fund (Medzinárodný fond Európskej banky pre obnovu a rozvoj pre podporu vyradovania JE V1)	PNI - Požiadavka na investovanie
CBA - Cost - Benefit Analysis	PPC - Paroplynový cyklus
CCE - Continental Central East (kontinentálna stredo – východná oblasť)	PPS - Prevádzkovateľ prenosovej sústavy
CEF - Connecting Europe Facility	PpS - Podporná služba
CZ - Česká republika (ISO kód)	PQM - Power Quality Meter (merač kvality elektrickej energie)
ČEPS - prevádzkovateľ PS ČR	PR - Plán rozvoja
ČŠ - Členský štát	PRDS - Prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy

DaE	- Damas Energy (komplexný informačný systém pre obchodné riadenie prenosovej sústavy)	PRV	- Primárna regulácia výkonu
DE	- Nemecko (ISO kód)	PS SR	- Prenosová sústava SR
DPRPS	- Desaťročný plán rozvoja prenosovej sústavy	PTN	- Prístrojový transformátor napätia
EBGL	- Electricity Balancing Guideline (Nariadenie Komisie (EÚ) č. 2017/2195)	PTP	- Prístrojový transformátor prúdu
EBO	- Jadrová elektrárňa Jaslovské Bohunice	PVE	- Prečerpávací vodná elektrárňa
EBOR	- Európska banka pre obnovu a rozvoj	R	- Rozvodňa
EED	- E.ON Észak-dunántúli Áramhálózat Zrt	RDS	- Regionálna distribučná sústava
EENS	- Expected Energy Not Served (nedodaná energia)	RE	- Regulácia energie
EMO	- Jadrová elektrárňa Mochovce	RgIP	- Regional Investment Plan (regionálny investičný plán)
ENO	- Elektrárňa Nováky	RIS	- Riadiaci a informačný systém
ENTSO-E	- European Network of Transmission System Operators for Electricity (Európska sieť prevádzkovateľov prenosových sústav)	RO	- Rumunsko (ISO kód)
ES SR	- Elektrizačná sústava SR	RS	- Reliability standard
ESt	- Elektrická stanica	SDC	- System Development Committee ENTSO-E (výbor pre rozvoj sústavy)
EÚ	- Európska únia	SE	- Slovenské elektrárne, a.s.
EVO	- Elektrárňa Vojany	SED	- Slovenský elektroenergetický dispečing
FCR	- Frequency control reserve	SEPS	- Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.
FVE	- Fotovoltická elektrárňa	SK	- Slovenská republika (ISO kód)
HDP	- Hrubý domáci produkt	SR	- Slovenská republika
HU	- Maďarsko (ISO kód)	SRV	- Sekundárna regulácia výkonu
ICT	- Information and Communication Technologies	SSD	- Stredoslovenská distribučná, a.s.
IČ	- Inžinierske činnosti	SSt	- Spínacia stanica
INEA	- Innovation and Networks Executive Agency	T	- Transformátor
INECP	- Integrovaný národný energetický a klimatický plán na roky 2021 – 2030	TDP	- Technické dimenzovanie pripojenia
IPR	- Investičný projekt	TE	- Tepelná elektrárňa
JE	- Jadrová elektrárňa	TL	- Tlmivka
KGJ	- Kogeneračná jednotka	TR	- Transformovňa
KP	- Kapacita pripojenia	TRM	- Transmission Reference Margin (bezpečnostná rezerva na prenosovom profile)
KSP	- Kombinovaný spínač prípojnic	TRV	- Terciálna regulácia výkonu
KZL	- Kombinované zemné lano	TTC	- Total Transfer Capacity; celková prenosová kapacita profilu, ktorá pozostáva z NTC a bezpečnostnej marže (TTC = NTC + bezpečnostná marža)

LOLE	- Loss Of Load Expectation (trvanie nedodávky)	TYNDP	- Ten - year network development plan (desaťročný plán rozvoja sústavy)
MARI	- Manually Activated Reserves Initiative	UA	- Ukrajina (ISO kód)
MAVIR	- Prevádzkovateľ maďarskej prenosovej sústavy	UO	- Uzlová oblasťKP
mFRR	- Manually Activated Reserves Initiative	ÚRSO	- Úrad pre reguláciu sieťových odvetví
MH SR	- Ministerstvo hospodárstva SR	V	- Vedenie
MP	- Miesto pripojenia	VE	- Vodná elektrárň
N	- Počet prvkov sústavy v základnom zaťažení	VSD	- Východoslovenská distribučná, a.s.
NTC	- Net Transfer Capacity (čistá prenosová kapacita profilu)	VTE	- Veterná elektrárň
OZE	- Obnoviteľné zdroje energie	ZSD	- Západoslovenská distribučná, a.s.
OZE-E	- Obnoviteľný zdroj energie na výrobu elektriny		