



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

APLIKACE INOVOVANÉ METODIKY PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE PŘENOSOVÉ SOUSTAVY

THE APPLICATION OF AN INNOVATIVE METHODOLOGY FOR TRANSMISSION SYSTEM DEVELOPMENT
PLANNING

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Radek Vrábel

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.

BRNO 2018

Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Radek Vrábel

ID: 154906

Ročník: 2

Akademický rok: 2017/18

NÁZEV TÉMATU:

Aplikace inovované metodiky plánování rozvoje přenosové soustavy

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Současné způsoby plánování rozvoje PS
2. Analýza předpokládaných scénářů vývoje elektroenergetiky
3. Úloha modelování trhu v plánování rozvoje PS
4. Výpočty chodu sítě v ČR
5. Analýza výsledků, navržených opatření a jejich zhodnocení

DOPORUČENÁ LITERATURA:

Literatura je stanovena dle pokynů vedoucího práce.

Termín zadání: 5.2.2018

Termín odevzdání: 21.5.2018

Vedoucí práce: doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.

Konzultant:

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.

předseda oborové rady

UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.

Bibliografická citace práce:

VRÁBEL, R. *Aplikace inovované metodiky plánování rozvoje přenosové soustavy*. Diplomová práce. Brno: Ústav elektroenergetiky FEKT VUT v Brně, 2018, 71 stran.

Chtěl bych poděkovat svému vedoucímu práce doc. Ing. Petru Tomanovi, Ph.D. za cenné rady, připomínky a ochotný přístup při vypracování mé diplomové práce. Děkuji také mému konzultantovi Ing. Zdeňku Hruškovi za ochotu, pomoc a cenné rady a také akciové společnosti ČEPS za poskytnutí licenčních práv a dat pro potřebné výpočty. Na závěr chci poděkovat své rodině za jejich podporu během celého mého studia.

„Prohlašuji, že svou diplomovou práci na téma Aplikace inovované metodiky plánování rozvoje přenosové soustavy jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího diplomové práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené diplomové práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této diplomové práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.“

V Brně dne: 18. 5. 2018

.....

ABSTRAKT

Tato diplomová práce se věnuje novému přístupu k plánování rozvoje přenosové soustavy. Pro uvedení do problematiky jsou na začátku teoretické části práce představeny současné způsoby plánování rozvoje přenosové soustavy. V následující části jsou analyzovány předpokládané scénáře vývoje elektroenergetiky ze tří různých zdrojů. Na teoretickou část navazuje modelování trhu s elektřinou s vysvětlením jeho využití pro plánování rozvoje přenosové soustavy. Následující kapitola je věnována využití výsledků obchodních výpočtů v síťových výpočtech ustáleného chodu sítě ve stavech N a N-1. Poslední část diplomové práce analyzuje výsledky provedených simulací a navrhuje vhodná opatření a nové projekty.

KLÍČOVÁ SLOVA: přenosová soustava, rozvoj, scénáře vývoje elektroenergetiky, ENTSO-E, modelování trhu, síťové výpočty

ABSTRACT

This master thesis deals with new approach to development planning in transmission system. As an introduction to the topic the current ways of planning the development of the transmission system are presented in the beginning of the theoretical part of the thesis. The following section analyze the projected scenarios of the development of energy sector from three different sources. The theoretical part is followed by modelling of the electricity market with an explanation of its use for planning the development of the transmission system. The next chapter deals with the use of market modelling results in the network calculation of steady state with and without contingency. The last part of the master thesis analyzes the results of the simulations and proposes appropriate steps and new projects.

KEY WORDS: transmission system, development, scenarios of the development of energy sector, ENTSO-E, market modelling, network calculations

OBSAH

SEZNAM OBRÁZKŮ.....	8
SEZNAM TABULEK	10
SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK.....	11
1 ÚVOD.....	12
2 SOUČASNÉ ZPŮSOBY PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE PŘENOSOVÉ SOUSTAVY	13
2.1 POPIS PŘENOSOVÉ SOUSTAVY	13
2.2 PŘEDPOKLADY PRO PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE PS ČR	15
2.2.1 VLIV ENERGETICKÉ POLITIKY EVROPSKÉ UNIE	15
2.2.2 VLIV ENERGETICKÉ POLITIKY ČESKÉ REPUBLIKY	16
2.3 ANALÝZA SOUČASNÉHO, KLASICKÉHO STAVU PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE PS	17
2.3.1 VLIV ROZVOJE ZDROJOVÉ ZÁKLADNY V PS	18
2.3.2 VLIV ROZVOJE SPOTŘEBY A TRANSFORMAČNÍCH VAZEB PS/DS.....	19
2.3.3 VLIV ZAHRANIČNÍ SPOLUPRÁCE	19
2.3.4 VLIV OBNOVY VEDENÍ A STANIC PS	20
2.3.5 VLIV NÁHRADY SÍTĚ 220 kV SOUSTAVOU 400 kV	21
2.3.6 VLIV KOMPENZACE JALOVÉHO VÝKONU	21
3 ANALÝZA PŘEDPOKLÁDANÝCH SCÉNÁŘŮ VÝVOJE ELEKTROENERGETIKY	22
3.1 SCÉNÁŘE OTE.....	22
3.1.1 NULOVÁ VARIANTA	22
3.1.2 KONCEPČNÍ VARIANTA	23
3.1.3 CENTRÁLNÍ VARIANTA	24
3.1.4 DECENTRÁLNÍ VARIANTA	25
3.2 SCÉNÁŘE SEK.....	26
3.2.1 OPTIMALIZOVANÝ SCÉNÁŘ.....	26
3.3 SCÉNÁŘE ENTSO-E.....	28
3.3.1 SUSTAINABLE TRANSITION.....	28
3.3.2 DISTRIBUTED GENERATION	29
3.3.3 GLOBAL ACTION.....	29
3.4 POROVNÁNÍ SCÉNÁŘŮ.....	31
4 MODELOVÁNÍ TRHU V PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE PS	34
4.1 POPIS PROGRAMU PO MODELOVÁNÍ TRŽNÍHO PROSTŘEDÍ	34
4.2 SIMULACE OBCHODNÍCH VÝMĚN PRO VYBRANÉ SCÉNÁŘE	37
4.2.1 ST 2030.....	38
4.2.2 SEK 2030.....	39
4.2.3 DECENTRÁLNÍ 2030.....	41
4.2.4 ST 2040.....	43

4.2.5 SEK 2040.....	44
4.2.6 DECENTRÁLNÍ 2040.....	46
4.3 SHRUTÍ ROČNÍCH VÝSLEDKŮ A JEJICH ROZDÍLŮ MEZI POUŽITÝMI SCÉNÁŘI	47
5 VÝPOČTY CHODU SÍTĚ V ČR.....	50
5.1 SÍŤOVÝ MODEL.....	50
5.2 POPIS PŘEVODU DAT MEZI VÝSTUPY Z PROGRAMU PRO MODELOVÁNÍ TRŽNÍHO PROSTŘEDÍ A VÝPOČTOVÝM PROGRAMEM PRO CHOD SÍTĚ.....	51
5.3 POPIS PROGRAMU PRO VÝPOČET CHODU SÍTĚ A POUŽITÝCH FUNKCÍ V PROGRAMU.....	52
5.3.1 VÝPOČET DCLF.....	52
5.3.2 VÝPOČET DCCC.....	53
5.4 VÝPOČET USTÁLENÉHO CHODU SÍTĚ VE STAVU N A N-1.....	53
5.4.1 ST 2030.....	54
5.4.2 SEK 2030.....	55
5.4.3 DECENTRÁLNÍ 2030.....	56
5.4.4 ST 2040.....	57
5.4.5 SEK 2040.....	58
5.4.6 DECENTRÁLNÍ 2040.....	59
6 ANALÝZA VÝSLEDKŮ, NAVRŽENÝCH OPATŘENÍ A JEJICH ZHODNOCENÍ.....	62
6.1 SROVNÁNÍ VÝSLEDKŮ JEDNOTLIVÝCH SCÉNÁŘŮ A IDENTIFIKACE OPTIMÁLNÍHO ŘEŠENÍ PRO VĚTŠINU SCÉNÁŘŮ.....	62
6.2 KRUHOVÉ TOKY V SÍTI A JEJICH KOMPENZACE	66
6.3 ZHODNOCENÍ VÝSLEDKŮ A POROVNÁNÍ SE SOUČASNÝM PLÁNEM ROZVOJE PS A NÁVRH DALŠÍCH POTENCIÁLNÍCH PROJEKTŮ.....	68
7 ZÁVĚR.....	69
POUŽITÁ LITERATURA	71

SEZNAM OBRÁZKŮ

<i>Obr. 2.1 Schéma přenosové soustavy České republiky k 31. 12. 2017 [3]</i>	14
<i>Obr. 2.2 Rozložení instalovaného výkonu v ČR 21 528 MW (brutto k 31. 12. 2016) [4]</i>	15
<i>Obr. 2.3 Vliv rozvoje zdrojů na PS [1]</i>	18
<i>Obr. 2.4 Vliv rozvoje spotřeby a transformačních vazeb PS/DS na PS [1]</i>	19
<i>Obr. 2.5 Vliv zahraniční spolupráce na PS [1]</i>	20
<i>Obr. 3.1 Bilance pohotového výkonu pro Nulovou variantu (+ je přebytek výkonu) [6]</i>	23
<i>Obr. 3.2 Vývoj instalovaného výkonu při Koncepční variantě [6]</i>	24
<i>Obr. 3.3 Vývoj instalovaného výkonu při Centrální variantě [6]</i>	25
<i>Obr. 3.4 Vývoj instalovaného výkonu při Decentrální variantě [6]</i>	26
<i>Obr. 3.5 Vývoj instalovaného výkonu při Optimalizovaném scénáři [5]</i>	27
<i>Obr. 3.6 Srovnání instalovaného výkonu zdrojů v jednotlivých scénářích k roku 2030</i>	31
<i>Obr. 3.7 Srovnání instalovaného výkonu zdrojů v jednotlivých scénářích k roku 2040</i>	33
<i>Obr. 4.1 Hlavní struktura programu PowrSym [9]</i>	36
<i>Obr. 4.2 Výstup z obchodního modelu (1. týden v lednu ST 2030)</i>	37
<i>Obr. 4.3 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro scénář ST 2030</i>	38
<i>Obr. 4.4 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář ST 2030</i>	39
<i>Obr. 4.5 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro scénář SEK 2030</i>	40
<i>Obr. 4.6 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář SEK 2030</i>	41
<i>Obr. 4.7 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro Decentrální variantu k roku 2030</i>	42
<i>Obr. 4.8 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro Decentrální variantu k roku 2030</i>	42
<i>Obr. 4.9 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro scénář ST 2040</i>	43
<i>Obr. 4.10 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář ST 2040</i>	44
<i>Obr. 4.11 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro scénář SEK 2040</i>	45
<i>Obr. 4.12 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář SEK 2040</i>	45
<i>Obr. 4.13 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro Decentrální variantu k roku 2040</i>	46
<i>Obr. 4.14 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro Decentrální variantu k roku 2040</i>	47

<i>Obr. 4.15 Srovnání roční výroby zdrojů v ČR pro modelované scénáře</i>	<i>48</i>
<i>Obr. 4.16 Srovnání ročních obchodních toků a bilance ČR pro modelované scénáře</i>	<i>49</i>
<i>Obr. 5.1 Zjednodušená mapa PS ČR ke konci roku 2027 dle seznamu rozvoje viz [10]</i>	<i>50</i>
<i>Obr. 6.1 Týdenní fyzikální toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář ST 2030.</i>	<i>66</i>
<i>Obr. 6.2 Týdenní kruhové toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář ST 2030..</i>	<i>67</i>
<i>Obr. 6.3 Srovnání ročních fyzikálních a obchodních toků mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář ST 2030.....</i>	<i>67</i>

SEZNAM TABULEK

<i>Tab. 2.1 Zařízení PS ČR k 31. 12. 2016 [4]</i>	14
<i>Tab. 3. 1 Shrnutí scénářů ENTSO-E [8]</i>	30
<i>Tab. 3.2 Srovnání netto spotřeby v jednotlivých scénářích k roku 2030</i>	32
<i>Tab. 3.3 Srovnání netto spotřeby v jednotlivých scénářích k roku 2040</i>	33
<i>Tab. 5.1 Zatížení jednotlivých linek v ČR při scénáři ST 2030</i>	54
<i>Tab. 5.2 Zatížení jednotlivých linek v ČR při scénáři SEK 2030</i>	55
<i>Tab. 5.3 Zatížení jednotlivých linek v ČR při Decentrální variantě pro rok 2030</i>	57
<i>Tab. 5.4 Zatížení jednotlivých linek v ČR při scénáři ST 2040</i>	58
<i>Tab. 5.5 Zatížení jednotlivých linek v ČR při scénáři SEK 2040</i>	59
<i>Tab. 5.6 Zatížení jednotlivých linek v ČR pro Decentrální variantu 2040</i>	60
<i>Tab. 6.1 Srovnání zatížení linek ve stavu N-1 pro scénáře 2030</i>	63
<i>Tab. 6.2 Srovnání zatížení linek ve stavu N-1 pro scénáře 2040</i>	65

SEZNAM SYMBOLŮ A ZKRATEK

DS	distribuční soustava
PS	přenosová soustava
EU	Evropská unie
ENTSO-E	Asociace evropských provozovatelů přenosových soustav pro elektrickou energii (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
PCIs	projekty společného zájmu (Projects of Common Interests)
TYNDP	desetiletý evropský rozvojový plán elektroenergetických soustav (Ten Year Network Development Plan)
SEK	Státní energetická koncepce
SIP	strategický investiční plán
OTE	Operátor trhu s elektřinou
ES	Elektrizační soustava
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
NTC	Čistá přenosová kapacita (Net Transfer Capacity)
PTDF	Činitel rozdělení přenášeného výkonu (Power Transfer Distribution Factor)
FB	Metoda založená na toku výkonu (Flow Based)

1 ÚVOD

Elektroenergetika v České republice dnes došla na rozcestí. Ve svém okolí můžeme pozorovat několik extrémních přístupů od německé Energiewende, přes polskou zatvrzelost setrvávat na uhlí až po protijaderné Rakousko. Diskuze o výstavbě nových klasických zdrojů naráží na složitou otázku financování a odpor ekologických organizací.

V současné době je největší část elektrické energie v ČR vyrobena v hnědouhelných elektrárnách spalující domácí hnědé uhlí, které dodávají bezmála 50 %. Dalším zdrojem jsou jaderné elektrárny dodávající okolo 35 % a zbývající část tvoří plynové a obnovitelné zdroje. Česká republika je nyní čistým vývozcem elektrické energie s výkonovou rezervou. Díky své robustní síti, také pomáhá zajišťovat transport elektřiny v Evropě a udržovat stabilitu v regionu.

Provozovatel přenosové soustavy čelí v současné době odporujícím si požadavkům, kde na jedné straně jsou energeticko-klimatická rozhodnutí EU vyžadující posilování soustavy a na druhé straně dlouhý a komplikovaný povolovací proces v podmínkách ČR. Pozvolný přechod z klasické centralizované energetiky na decentralizovanou musí být správně ošetřen i v rámci plánování, aby nedošlo k nedostatečnosti přenosové soustavy. Z toho důvodu byly vytvořeny různé směry vývoje energetiky jako celku respektující konzervativní i liberální styly plánování.

Každý předpokládaný scénář vývoje energetiky vyžaduje různé požadavky na přenosovou soustavu. Díky předpokládaným síťovým modelům, lze již dnes zjistit optimální rozložení zdrojové základny v ČR z pohledu rovnoměrného rozložení zatížení. Je možné zjistit i vliv připojení nových zdrojů do sítě, a to jak klasických, tak decentrálních obnovitelných.

V této práci se věnuji vývoji a aplikaci inovované metodiky plánování rozvoje přenosové soustavy, kde se pro plánování nových vedení využívá dostupných scénářů vývoje energetiky. Seznamuji se současnými způsoby plánování rozvoje přenosové soustavy a analyzuji scénáře vývoje energetiky od OTE, a.s., ze Státní energetické koncepce a také celoevropské scénáře z ENTSO-E. Ze scénářů poté vytvářím obchodní modely a hledám optimální rozložení generovaného výkonu v jednotlivých státech Evropy pro pokrytí celkové poptávky po energii s nejnižšími možnými celkovými náklady. Z výsledků obchodních simulací pak provádím síťové výpočty, které slouží k odhalení úzkých míst v soustavě. V závislosti na dosažených výsledcích síťových výpočtů pro simulované obchodní modely navrhuji další potenciální projekty.

2 SOUČASNÉ ZPŮSOBY PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE PŘENOSOVÉ SOUSTAVY

Za tvorbu plánu rozvoje přenosové soustavy (PS) zodpovídá v České republice její provozovatel, kterým je akciová společnost ČEPS. Aktuální plán rozvoje PS pro desetileté období 2017 – 2026 byl zpracován podle dat dostupných ke dni 30. 9. 2016. [1]

Tento plán rozvoje je součástí i regionálních investičních plánů pro region kontinentální střední a východní Evropa, a také je zahrnut do desetiletého plánu rozvoje přenosové sítě Evropské unie (EU), které jsou každé dva roky přijímány Asociací evropských provozovatelů přenosových soustav pro elektrickou energii (ENTSO-E). Na konci roku 2016 byl zveřejněn třetí oficiální desetiletý plán rozvoje přenosové sítě EU, jehož součástí je i regionální investiční plán pro střední a východní Evropu. Pouze projekty obsažené v tomto desetiletém evropském plánu jsou zdrojem pro výběr projektů společného zájmu (PCIs) vydávaných jako nařízení Evropské komise. [1]

Plán rozvoje PS cílí k zajištění přiměřené kapacity přenosové soustavy, aby odpovídala požadavkům pro zajištění bezpečné dodávky elektřiny. Plán rozvoje obsahuje: [1]

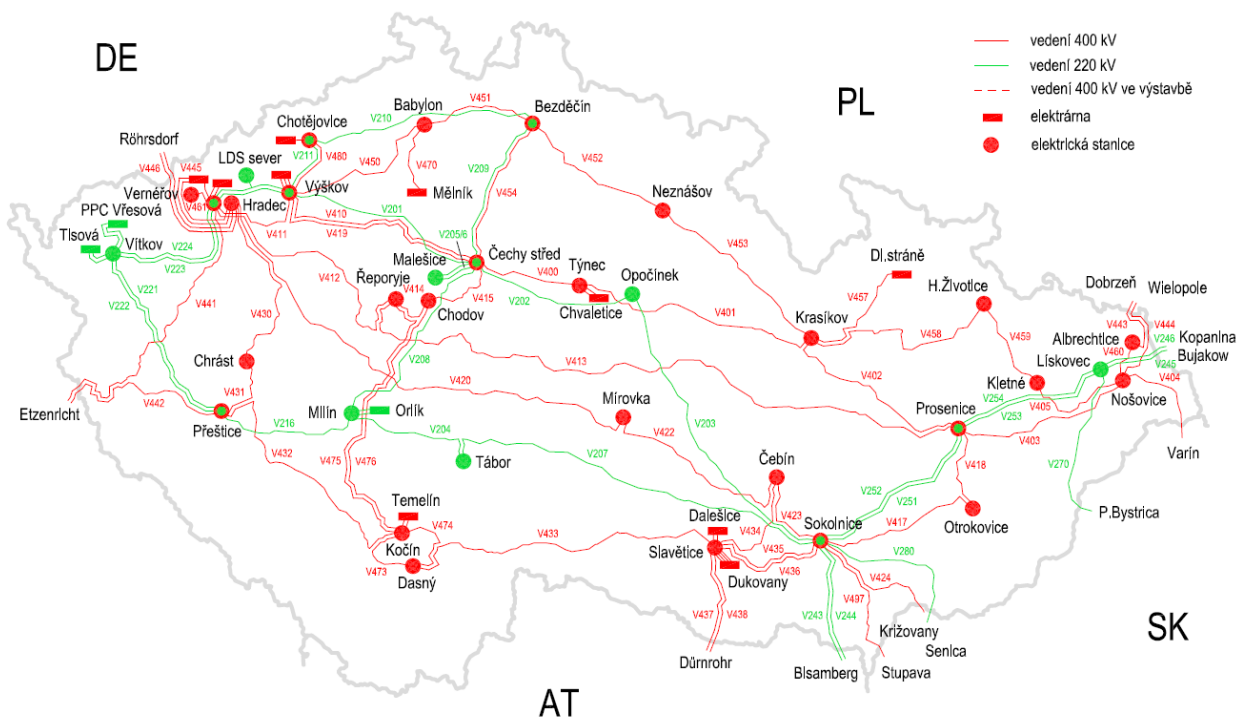
- Části přenosové soustavy, které je nutno v následujících 10 letech rozšířit nebo vybudovat.
- Všechny investice do přenosové soustavy, jejichž realizace byla schválena včetně termínů jejich provedení.
- Nové investice, které je nezbytné realizovat v následujících 3 letech včetně termínů jejich provedení.

2.1 Popis přenosové soustavy

Přenosová soustava tvoří páteř elektrizační soustavy (ES). V České republice je provozována na napěťových hladinách 400 a 220 kV. Slouží k přenosu výkonu po celé České republice a zároveň je součástí mezinárodního propojení Evropy. PS napájí elektřinou distribuční soustavy (DS), které ji rozvádějí ke koncovým spotřebitelům. Pomocí přeshraničních vedení je PS ČR spojena se soustavami všech sousedních států, a tím spolupracuje s celou synchronní elektroenergetickou soustavou kontinentální Evropy. [1]

Výhradním provozovatelem PS ČR, na základě licence udělené Energetickým regulačním úřadem podle Energetického zákona, je společnost ČEPS. Jejím jediným akcionářem je stát Česká republika vlastníci 100 % akcií. Výkon akcionářských práv uskutečňuje z pověření státu Ministerstvo průmyslu a obchodu (MPO). Schéma PS ČR je zobrazeno na Obr. 2.1. [1]

PS ČR se začala budovat v 50. letech minulého století nejprve na napěťové hladině 220 kV a od 60. let i na napětí 400 kV. Výstavba soustavy 220 kV byla ukončena v roce 1981 a dále se již nerozvíjí. V budoucnu se plánuje s nahrazením sítě 220 kV sítí 400 kV. [2]



Obr. 2.1 Schéma přenosové soustavy České republiky k 31. 12. 2017 [3]

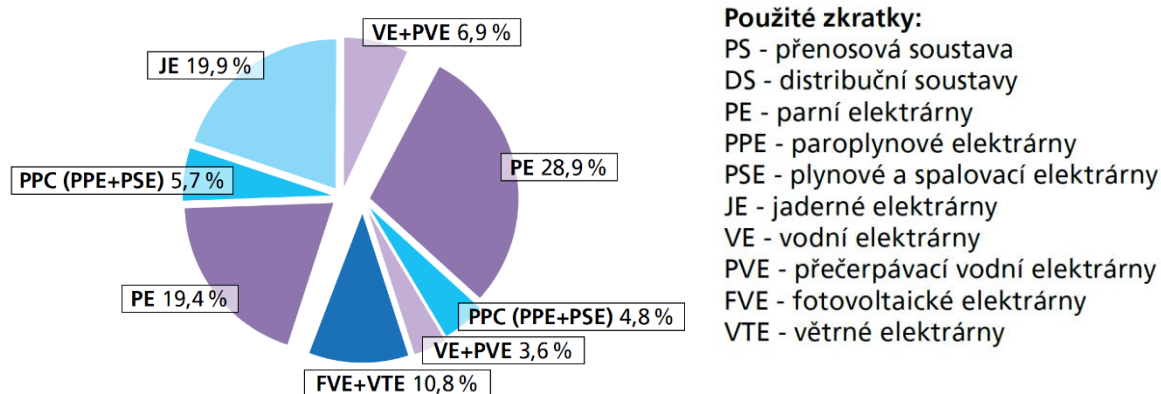
V Tab. 2.1 jsou přehledně zobrazeny celkové délky vedení a počty rozvodů přenosové sítě na jednotlivých napěťových hladinách společně s počtem transformátorů.

Tab. 2.1 Zařízení PS ČR k 31. 12. 2016 [4]

Popis zařízení	ČR celkem	Jednotka
Vedení 400 kV	3 724	[km]
z toho dvojité a vícenásobné	1 363	[km]
Vedení 220 kV	1 909	[km]
z toho dvojité a vícenásobné	1 038	[km]
Vedení 110 kV	84	[km]
z toho dvojité a vícenásobné	78	[km]
Zahraniční vedení 400 kV	11	[ks]
Zahraniční vedení 220 kV	6	[ks]
Rozvodny 400 kV	26	[ks]
Rozvodny 220 kV	14	[ks]
Rozvodny 110 kV	1	[ks]
Transformátory 400/220 kV	4	[ks]
Transformátory 400/110 kV	48	[ks]
Transformátory 220/110 kV	21	[ks]
Celkový transformační výkon	21 980	[MVA]
Transformátory s posunem fáze 400kV (PST)	2	[ks]

Více než 50 % instalovaného výkonu elektráren v ČR je připojeno přímo do PS. Na Obr. 2.2 lze vidět detailní rozdělení instalovaného výkonu mezi přenosovou a distribuční soustavu s dělením na jednotlivé druhy elektráren. [4]

Připojeno do PS 11 188 MW Připojeno do DS 10 340 MW



Obr. 2.2 Rozložení instalovaného výkonu v ČR 21 528 MW (brutto k 31. 12. 2016) [4]

2.2 Předpoklady pro plánování rozvoje PS ČR

Z důvodu dlouhé doby potřebné k realizaci investice (dané především legislativou), a také vzhledem k dlouhé životnosti zařízení PS, je důležitým předpokladem pro správné plánování rozvoje PS ČR stabilní energetické a legislativní prostředí. Aktuálním vývoj elektroenergetiky je podstatně ovlivněn novými trendy, které nebylo možné z ekonomického pohledu předpovídat. Do plánování rozvoje v dnešní době vstupují nejen technické a ekonomické aspekty, ale i politické směry a cíle v energetickém odvětví. Tyto cíle jsou nejen na národní úrovni, ale i na celoevropské a měly by navzájem doplňovat systém cílů energetického sektoru. [1]

2.2.1 Vliv energetické politiky Evropské unie

V současnosti se strategie Evropské unie v oblasti energetiky zaměřuje na snížení produkce skleníkových plynů, zvýšení produkce elektrické energie z obnovitelných zdrojů a navýšení přenosových kapacit mezi jednotlivými energetickými oblastmi. Cílem Evropské unie pro rok 2020 je zvýšení podílu obnovitelných zdrojů v energetickém mixu na minimálně 20 %, snížení produkce CO₂ o 20 % ve srovnání k roku 2020 a 20 % zvýšení energetické účinnosti. [1]

Z těchto společných celoevropských cílů vplynuly pro jednotlivé členské státy cíle národní s ohledem jejich možnosti. Pro Českou republiku byl stanoven minimálně 13 % podíl energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě energie. K této problematice vznikl také český strategický dokument Národní akční plán pro energii z obnovitelných zdrojů, který zpracovává evropské cíle na naší národní úrovni a pravidelně aktualizuje konkrétní cíle. V prvním vydání v roce 2010 byl nastaven 13,5 % podíl energie z obnovitelných zdrojů vůči hrubé konečné spotřebě energie. V roce 2012 byla tato hodnota aktualizována na 14 % a v roce 2015 pak na 15,3 %. Vzhledem k aktuálním výsledkům (13,2 % pro rok 2014, 13,27 % pro rok 2015) je pravděpodobné, že Česká republika splní své závazky vůči Evropské unii. [1]

Dnešní vývoj v oblasti rozvoje elektroenergetiky podporuje cíle k roku 2020, které byly členskými státy plně implementovány a staly se tak závaznými. Díky tomu se cíle mohly plně transformovat do konkrétních předpokladů pro plánování rozvoje přenosových soustav. [1]

V současnosti byly vytvořeny nové klimatické cíle k roku 2030, které jsou reprezentovány dalším snižováním emisí CO₂, zvyšováním podílu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů a propojování energetických trhů v Evropě. Tyto cíle můžeme shrnout do několika bodů: [1]

- 40 % snížení produkce skleníkových plynů ve srovnání s rokem 1990.
- Zvýšení podílu obnovitelných zdrojů na spotřebě na minimálně 27%.
- Zvýšení úspory spotřeby energií minimálně o 27 % ve srovnání s dnešními předpověďmi.
- Zvýšení přenosové kapacity mezi obchodními zónami na alespoň 15 % z instalovaného výkonu výroby.

Z důvodu evropských klimatických cílů a jejich návaznosti na širší celoevropskou spolupráci jsou vytvářeny desetileté evropské rozvojové plány elektroenergetických soustav (TYNDP). Poslední aktuální plán byl zveřejněn v červnu 2016 pro veřejnou konzultaci a byl vydán ke konci roku 2016. Tento plán cílí nejen na naplnění klimatických cílů pro rok 2020, ale definuje i nutný rozvoj pro splnění cílů pro rok 2030. V TYNDP 2016 byly rozpracovány 4 základní vize vývoje spotřeby a zdrojové základny pro rok 2030. Na základě těchto vizí bylo v roce 2015 vydáno šest regionálních investičních plánů obsahujících seznam projektů s významným vlivem na evropskou případně na regionální přenosovou soustavu. [1]

Několik z připravovaných rozvojových investičních akcí společnosti ČEPS je součástí regionálního investičního plánu kontinentální střední a východní Evropa 2015, ty jsou zařazeny do TYNDP 2016, který tyto projekty posoudí dle stanovených kritérií. Výsledkem posouzení všech projektů v TYNDP je vytvoření seznamu projektů společného zájmu, které by měly mít prioritní postavení. Na projekty PCI se vztahují specifická ustanovení k urychlení povolovacích procesů a po splnění určitých podmínek je možné na ně obdržet i finanční podporu EU. Mimoto jsou na ně také kladena přísná kritéria respektující zejména klimatické a energetické cíle EU. Projekty společnosti ČEPS, které jsou také uvedeny na seznamu PCI tak přispívají nejen k zajištění bezpečnosti a spolehlivosti provozu PS ČR, ale také k naplnění evropských cílů s ohledem na bezpečnost provozu celé synchronně propojené soustavy. [1]

2.2.2 Vliv energetické politiky České republiky

V současné době je energetická politika České republiky definována Státní energetickou koncepcí (SEK), která byla zpracována Ministerstvem průmyslu a obchodu a schválena Vládou ČR v květnu roku 2015. V SEK jsou definovány priority a strategické záměry ČR v rámci energetiky, z níž vyplývá trojice vrcholových strategických cílů energetiky ČR, kterými jsou bezpečnost, konkurenceschopnost a udržitelnost. K jejímu naplnění jsou stanoveny strategické cíle energetiky ČR a definovány strategické priority v horizontu stanoveném zákonem o hospodaření energií, a také na období, ve kterém je pravděpodobně zajištěna ekonomická návratnost investic do všech typů zdrojů a sítí. [5]

Pro přípravu SEK bylo bráno v úvahu velké množství alternativních scénářů budoucího směřování energetického sektoru uvažující s mnoha proměnnými vstupy. Výsledkem bylo vytvoření optimalizovaného scénáře, který nejlépe odpovídá vyváženému naplňování všech již zmíněných vrcholových strategických cílů i strategických záměrů státu. Pro tento scénář byl definován také postup a vymezeny nástroje pro realizaci Státní energetické koncepce. [5]

Ze strategických priorit energetiky ČR je pro plánování rozvoje PS nejdůležitější Priorita III: Rozvoj síťové infrastruktury ČR v kontextu zemí střední Evropy, posílení mezinárodní spolupráce a integrace trhů s elektřinou a plynem v regionu včetně podpory vytváření účinné a akceschopné společné energetické politiky EU. Z této strategické priority mají hlavní dopad na plánování PS tyto priority: [5]

- PIII.1. Udržení importních/exportních kapacit přenosové soustavy v poměru k maximálnímu zatížení na úrovni alespoň 30 %, respektive 35 %, odstranění úzkých míst pro tranzit elektrické energie ve směru sever – jih a plnění spolehlivostních kritérií při jejím provozu.
- PIII.2. Zajištění připravenosti přenosové soustavy k připojení nových výrobních kapacit v termínech sjednaných mezi investory a provozovatelem PS. Posílení transformačního výkonu 400/110 kV, který pokryje jak nárůst spotřeby, tak i změnu struktury zdrojů připojených do distribuční soustavy.
- PIII.11. Zajištění systematického řešení kruhových toků elektřiny a tranzitu z pohledu bezpečnosti i kompenzace nákladů.

Pro splnění těchto priorit vyplývají ze SEK nástroje, které by měly podpořit jejich realizaci. Z pohledu provozovatele PS mezi nejdůležitější patří: zajištění územní ochrany ploch a koridorů pro rozvoj PS, minimalizace doby povolovacího procesu pro liniové stavby a úkol pro Ministerstvo místního rozvoje a Ministerstvo životního prostředí, která by měla analyzovat možnost vydání územního rozhodnutí nebo rozhodnutí, které by toto územní rozhodnutí nahrazovalo, na základě Politiky územního rozvoje ČR. [5]

2.3 Analýza současného, klasického stavu plánování rozvoje PS

Souhrn jednotlivých investičních akcí vycházející ze současných znalostí existujících a očekávaných žádostí o připojení, nezbytné renovace rozveden a vedení a vlastních rozvojových akcí provozovatele PS je shrnut ve strategickém investičním plánu (SIP). SIP se aktualizuje 3krát do roka, kde při těchto aktualizacích jsou zařazovány nové investice a také jsou posuzovány již zařazené investice, zda stále splňují aktuální požadavky. V SIP také nalezneme časové harmonogramy jednotlivých akcí společně s investičními náklady a rentabilitou projektu vycházející z posouzení rizik spojených s provozem PS. [1]

Potřeba a přiměřenost rozvojových akcí je také pravidelně kontrolována na výpočetních modelech, které jsou založeny na konzervativním scénáři budoucí skladby zdrojové základny a spotřeby v celé kontinentální Evropě. [1]

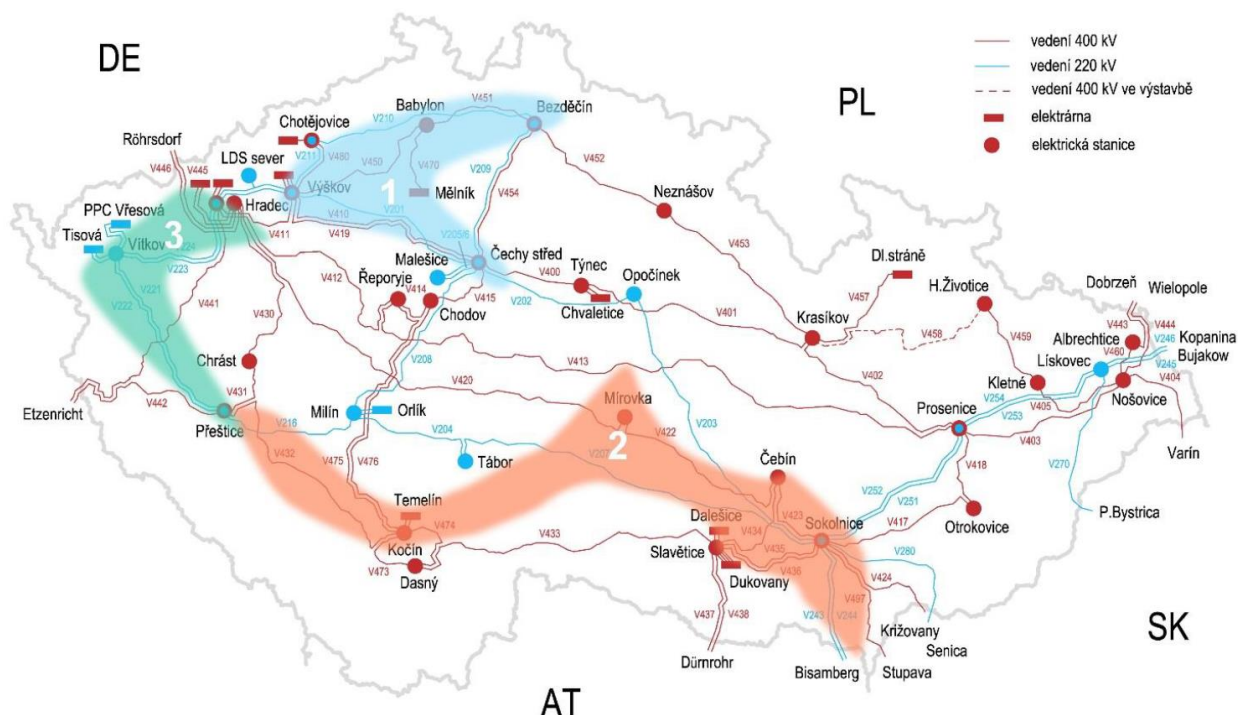
Hlavními vlivy určující SIP a tím i plán rozvoje PS jsou:

- Vliv rozvoje zdrojové základny v PS.
- Vliv rozvoje spotřeby a transformačních vazeb PS/DS.
- Vliv zahraniční spolupráce a propojení s ostatními přenosovými soustavami EU.
- Vliv obnovy vedení a stanic PS.
- Vliv náhrady sítě 220 kV soustavou 400 kV.
- Vliv kompenzace jalového výkonu.

2.3.1 Vliv rozvoje zdrojové základny v PS

Pro výstavbu nových zdrojů elektrické energie je nutné postavit nová vedení zajišťující spolehlivé vyvedení výkonu do PS. Dle standardů spolehlivosti a bezpečnosti PS se kontroluje vyvedení výkonu z klasických elektráren kritériem N-1 to znamená, vypadne-li jakýkoli prvek v PS, nesmí dojít k přetížení zbylých prvků v PS. Pro vyvedení výkonu z jaderných elektráren se kontroluje dokonce kritérium N-2, tj. k přetížení ostatních prvků PS nedojde ani při současném výpadu dvou prvků PS. [1]

Pro dnes očekávaný rozvoj byly provedeny síťové analýzy, jejichž výsledkem je stanovení konkrétních požadavků na posílení PS. Na Obr. 2.3 lze vidět, ve které části ČR bude nutné dle dnešních informací posilovat PS. První oblast je dána výstavbou nových zdrojů v severozápadních Čechách, kde je zapotřebí vyvést výkon z nového bloku v Ledvicích a Počeradech. Ve druhé oblasti dojde k výstavbě nového jaderného zdroje v Temelíně a v Dukovanech. Třetí oblast reaguje na výstavbu větrného parku v Chomutově. [1]



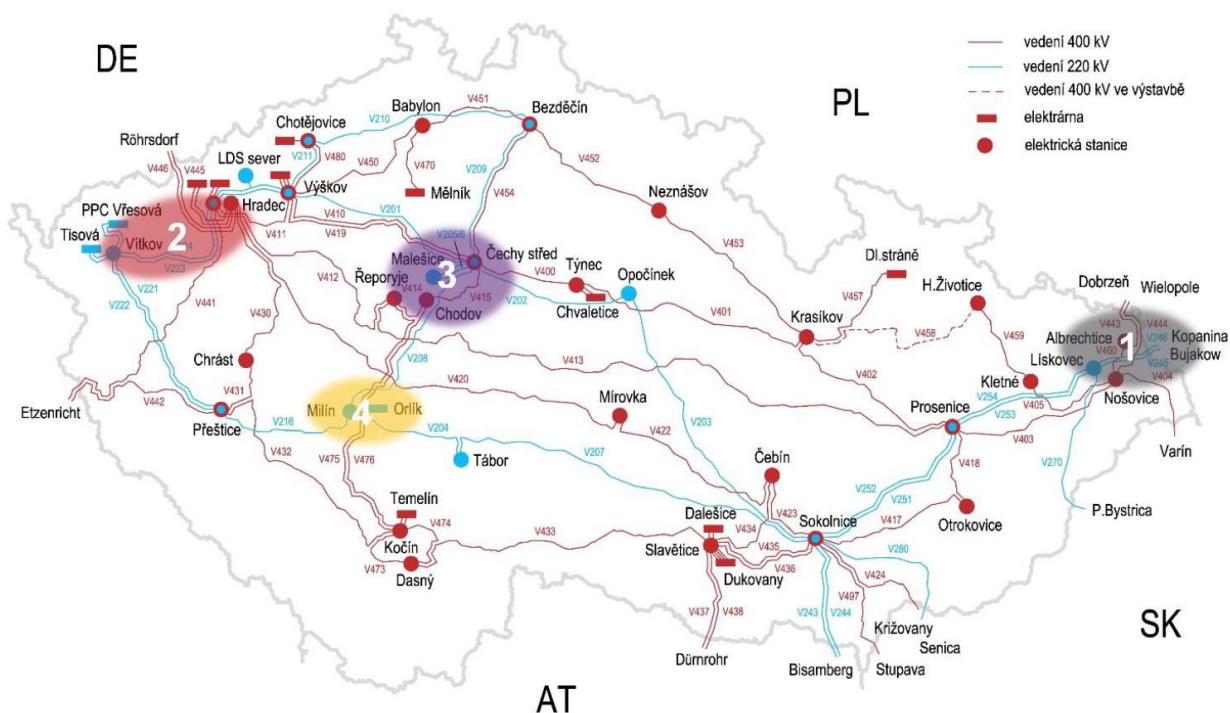
Obr. 2.3 Vliv rozvoje zdrojů na PS [1]

2.3.2 Vliv rozvoje spotřeby a transformačních vazeb PS/DS

Dle historických dat je i v budoucnu očekáván růst spotřeby elektrické energie. Velikost spotřeby sice v posledních letech stagnovala, ale díky hospodářskému růstu ČR jsou očekávané zvyšující se nároky na dodávku elektrické energie. Plynulý nárůst spotřeby je očekáván po celé ČR, ale lze vytýkat oblasti s vyšší koncentrací poptávky. [1]

Dalším jevem zvyšující nárok na velikost výkonu transformačních vazeb mezi přenosovou a distribuční soustavou je rozvoj decentralizovaných zdrojů elektrické energie (většinou se jedná o obnovitelné zdroje energie) a odstavení již zastaralých klasických zdrojů zavedených do DS. V dnešní době probíhá výměna stávajících transformátorů o výkonu 250 MVA za stroje o výkonu 350 MVA. [1]

Oblasti se specifickými požadavky jsou zobrazeny na Obr. 2.4. Z důvodu požadavků distribuční soustavy na navýšení rezervovaného příkonu na Ostravsku, bude nutné pro zachování spolehlivé dodávky příkonu vybudovat novou rozvodnu Dětmarovice (oblast 1). Z důvodu odstavení elektrárny Prunéřov dodávající výkon do DS spolu s požadavkem na navýšení rezervovaného příkonu byla v západních Čechách postavena nová rozvodna 420 kV Vernéřov (oblast 2). Pro region Praha se z rozboru bilance také ukázala potřeba nového napájecího bodu (oblast 3). Ve Středočeském kraji je pro potřeby vyvedení výkonu z DS do PS plánováno doplnění rozvodny Milín o transformaci 400/110 kV (oblast 4). [1]



Obr. 2.4 Vliv rozvoje spotřeby a transformačních vazeb PS/DS na PS [1]

2.3.3 Vliv zahraniční spolupráce

Díky své geografické poloze se PS ČR významně podílí na přenosech toků výkonů v rámci evropského kontinentu. Z důvodu vysokého instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů na severu Německa společně s jeho nedostatečnou vnitřní přenosovou kapacitou a díky vysokému importu

provozovat, ale za cenu zvýšení rizika poruchovosti, hlučnosti, elektrických ztrát a s vyššími nároky na provoz a údržbu. [1]

Technická životnost vedení je odlišná od ostatních zařízení rozveden. Po vybudování vedení je mírně zvýšen počet závad, který je řešen úpravami po uvedení do provozu. Po odstranění všech problémů funguje dlouhou dobu vedení s malou frekvencí závad, ty jsou obvykle způsobeny neočekávanými povětrnostními vlivy. [1]

Životnost jednotlivých prvků vedení je obvykle 40 let a mění se v závislosti na podmínkách, prostředí, kde jsou instalovány, a způsobu údržby. Elektrické části vedení společně s izolátory jsou obvykle měněny mezi 40 a 50 lety stáří. Hlavní příčinou nárůstu poruchovosti jsou pak ocelové konstrukce stožárů a jejich základy. Při dobré údržbě se pak stožárové konstrukce mohou dožít až 80 let bez významného nárůstu poruchovosti. [1]

2.3.5 Vliv náhrady sítě 220 kV soustavou 400 kV

Postupný útlum sítě 220 kV a její náhrada soustavou 400 kV je významným faktorem v plánování rozvoje PS. Soustava 220 kV byla budována už od 50. let 20. století a v současné době plní více méně záložní funkci a je provozována paralelně s robustnější soustavou 400 kV. Nadále gje však síť 220 kV nutná pro zajištění vyvedení výkonu již do ní připojených zdrojů, napájení velkého počtu uzlových oblastí a propojení sousedních PS. [1]

Strategií provozovatele PS je postupný útlum soustavy 220 kV a její náhrada sítěmi 400 kV. Jelikož je kladen důraz na maximální využití technické životnosti rekonstruovaných prvků soustavy 220 kV, je očekávaný finální stav PS bez napěťové hladiny 220 kV až za horizontem roku 2040. [1]

2.3.6 Vliv kompenzace jalového výkonu

Dalším významným aspektem v PS ČR se stávají napěťové poměry a z toho vyplývající kompenzace jalového výkonu. V současnosti se společně objevuje několik jevů, které mají základní vliv na napětí v PS. Jedná se především o změnu charakteru zátěže v DS, kde vnořená výroba na nižších napětích a vyšší míra kabelizace při nižším zatížení způsobují tok jalového výkonu z DS do PS, a tím zvyšují napětí v předávacích místech. Díky plánovanému rozvoji a zdvojování vedení bude také nutno vyřešit problém se zvýšením jalového výkonu na nezatížených vedeních. [1]

Z výsledků síťových analýz byly definovány nové kompenzační prostředky včetně jejich vhodného umístění a výkonového rozsahu tak, aby bylo schopné bezpečně a spolehlivě provozovat soustavu ve stavu N i N-1. [1]

3 ANALÝZA PŘEDPOKLÁDANÝCH SCÉNÁŘŮ VÝVOJE ELEKTROENERGETIKY

Pro dlouhodobé plánování rozvoje elektroenergetiky je vzhledem k nejistotám v budoucím vývoji nutné uvažovat několik rozdílných směrů. Z toho důvodu bylo vytvořeno mnoho variant budoucího rozvoje, které počítají s různým využíváním primárních zdrojů energie. Pro Českou republiku slouží jako základní zdroj data poskytnutá od Operátora trhu s elektřinou a ze Státní energetické koncepce. Vývoji celoevropské energetiky se věnují scénáře ENTSO-E.

3.1 Scénáře OTE

Operátor trhu (OTE) je povinen zpracovávat minimálně jednou ročně zprávu o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení energetické bilance. Cílem studie je prověření možného vývoje elektroenergetiky a plynárenství, nalezení problémových nebo nebezpečných směrů vývoje a stanovení rizik a limitů pro budoucí rozvoj až do roku 2050. [6]

Výchozím stavem pro návrh rozvojových variant je **Nulová** varianta, která obsahuje předpoklady a charakteristické rysy společné pro všechny budoucí směry rozvoje, které mohou být za určitých okolností splněny. Hlavním rozdílem mezi plánovanými variantami je míra centralizace, respektive decentralizace budoucího vývoje elektroenergetiky. Tyto dva limitní směry jsou reprezentovány variantami **Centrální** a **Decentrální**. Mezi nimi se pak nachází varianta **Koncepční**, která vychází ze SEK. Všechny varianty zajišťují soběstačnost v pokrytí poptávky po elektrické energii – nepočítají tedy s importem elektřiny ze zahraničí. [6]

Při návrhu směrů energetiky ČR se vychází se současného stavu a dosavadního vývoje. Dochází k analýze reálných možností změn elektroenergetiky v budoucnu, a to po celé délce řetězce: výroba – přenos – distribuce – spotřeba elektřiny. Hlavním kritériem pro hodnocení je rozvoj decentrální energetiky, ale hodnocena jsou i všechna adekvátní kritéria technická, ekologická i ekonomická. [6]

3.1.1 Nulová varianta

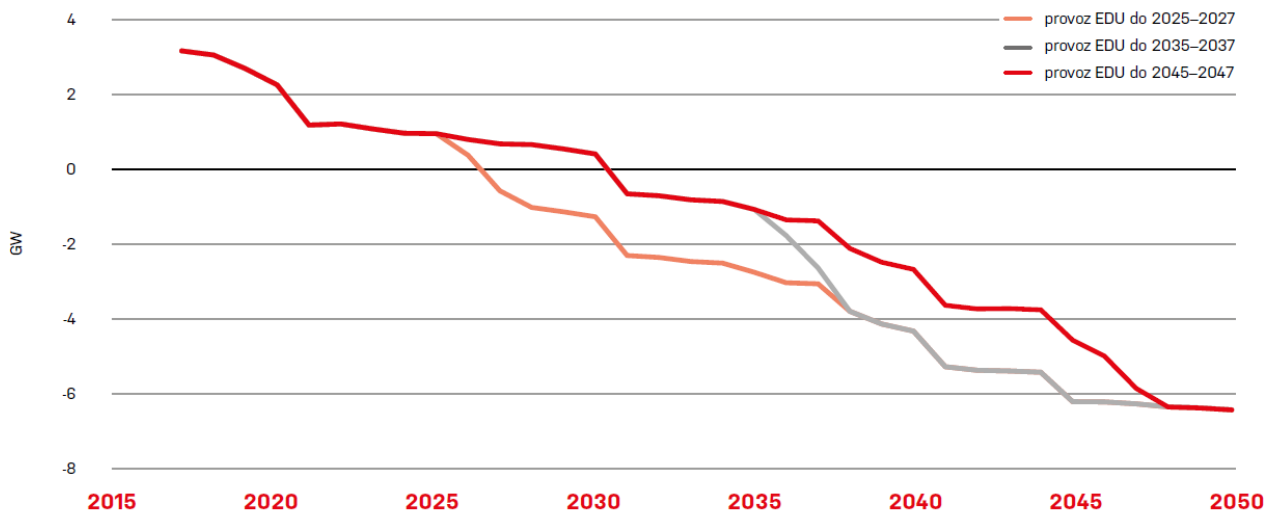
Tato varianta vychází z průzkumu výchozího stavu řešení, kde je pro pokrytí očekávané spotřeby zaznamenána potřeba nového výkonu pro elektrizační soustavu ČR. Předpokládá se budoucí postupný útlum současných klasických zdrojů, nepředpokládají se žádné nové zdroje a je identifikován časový profil s trvalým výkonovým deficitem. [6]

Nulová varianta je považována především za referenční, protože z důvodu nulové instalace nových zdrojů, není dlouhodobě provozuschopná a s ostatními variantami ji lze srovnávat pouze v parametrech, kde je srovnání relevantní. [6]

Na trhu s elektřinou se ve střednědobém výhledu neočekává úspěšná náprava současné nepříznivé situace. Předpokládá se pokračování nynějšího stavu, kde nízká cena silové elektřiny na burze nemotivuje investory k výstavbě nových zdrojů velkých výkonů. Zároveň přetrvává i současná nepřehledná situace v podpoře a připojování zdrojů malých výkonů, a tak nedojde k rozvoji decentrální energetiky. [6]

Zvýšení poptávky po elektřině není pro tuto variantu uvažováno. Mimo jiné nedochází k připojování nových zdrojů, kromě zdrojů, které jsou v době zpracování studie těsně před dokončením nebo se nachází ve zkušebním provozu. [6]

Důležitým vlivem na analýzu Nulové varianty je budoucí provoz jaderné elektrárny Dukovany. Tento vliv lze vidět na Obr. 3.1, kde červená čára symbolizuje provoz elektrárny až do 2045-2047, šedá čára ukazuje případ s ukončením provozu v období 2035-2037 a oranžová čára počítá s ukončením provozu elektrárny již v období 2025-2027. Lze vidět, že v závislosti na odstavení elektrárny, lze při této variantě počítat s výkonovou soběstačností pouze do roku 2027, respektive do roku 2032. [6]



Obr. 3.1 Bilance pohotového výkonu pro Nulovou variantu (+ je přebytek výkonu) [6]

3.1.2 Koncepční varianta

Z podmínek vytyčených v SEK vychází varianta Koncepční. Konkretizuje rozvoj ES ČR dle Optimalizovaného scénáře (viz SEK) a dle názorů z řad MPO. Varianta je charakteristická výstavbou nových jaderných bloků v obou stávajících jaderných elektrárnách v ČR a relativně ambiciózním rozvojem obnovitelných zdrojů s doplněním plynových elektráren. [6]

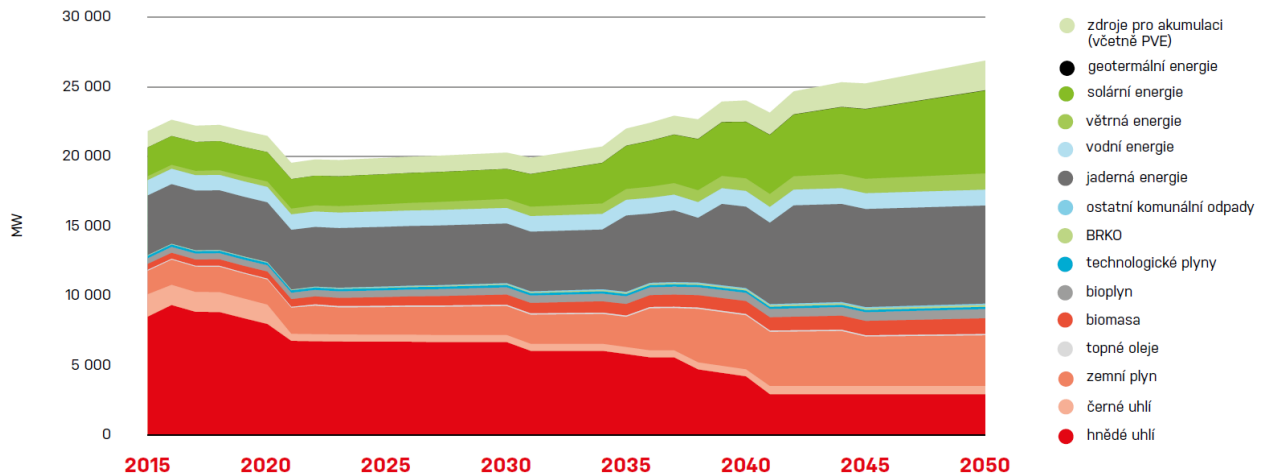
Z pohledu trhu s elektřinou předpokládá tento směr nápravu současného stavu a postupný návrat k tržním principům ve střednědobém horizontu s nastavením podmínky pro pozvolnou integraci decentralizovaných zdrojů. Předpokládá se ekonomicky rentabilní provoz a výstavba nových jaderných bloků, také díky funkčnímu trhu s emisními povolenkami. [6]

Vývoj poptávky po elektřině bude ovlivněna ekonomickým růstem ČR, využitím spotřebičů a také výraznými úsporami energie jak ve výrobní sféře, tak v domácnosti. Důležitou roli bude hrát i využívání a rozvoj elektromobility. Spotřeba bude růst také z důvodu přechodu od centrálního vytápění k přímé výrobě tepla teplenými čerpadly. V roce 2050 se očekává zvýšení netto spotřeby elektřiny o 25 % ve srovnání k roku 2015. Při započítání elektromobility se pak spotřeba navýší až o 34 %. [6]

Z hlediska zdrojové základny počítá Koncepční varianta s předpokládaným provozem stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany do období 2035 až 2037, spuštěním nových dvou

bloků v letech 2035 a 2037 a s vybudováním dvou nových bloků v Temelíně se spuštěním v letech 2039 a 2042. Varianta také počítá se zachováním limitů těžby hnědého uhlí a výstavbou nového zdroje v lokalitě Počerady jako náhradu za stávající zdroje. Uvažuje se také s využitím zemního plynu pro paroplynové bloky, které budou sloužit mimo jiné pro regulaci bilance v ES. Z pohledu akumulace energie se počítá s rozvojem bateriových úložišť a také využití elektrokotlů pro zápornou regulaci na straně spotřeby. [6]

Na Obr. 3.2 je zobrazen vývoj instalovaného výkonu ve zdrojích elektrické energie od roku 2015 až po rok 2050.



Obr. 3.2 Vývoj instalovaného výkonu při Koncepční variantě [6]

3.1.3 Centrální varianta

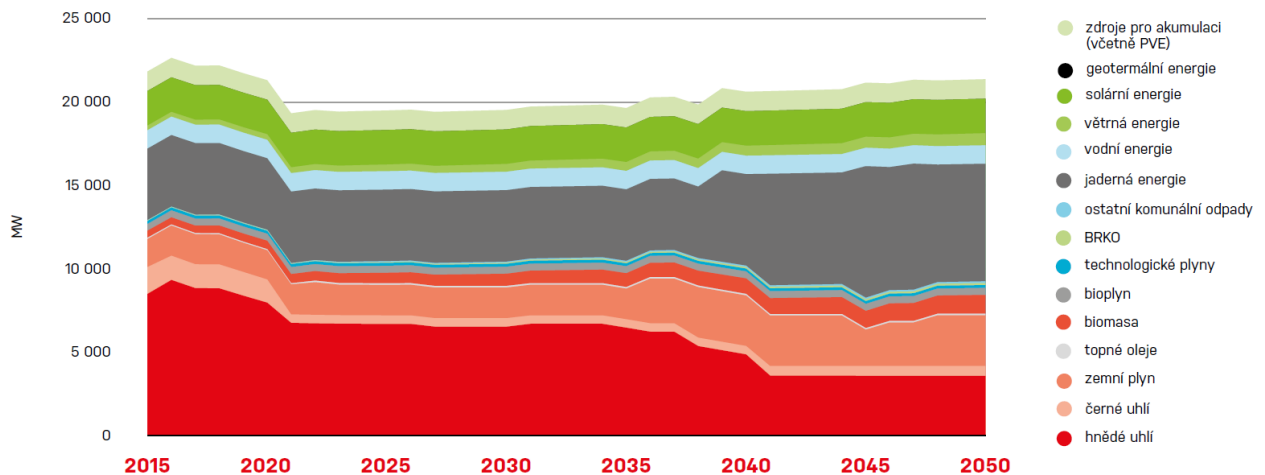
Zachování energetiky a jejího řízení tak jak je známé ze současnosti, je specifické pro variantu Centrální. Charakteristickým prvkem je prodloužení provozu stávajících bloků v jaderné elektrárně Dukovany na nejdelší možnou dobu (2045 - 2047) a výstavbou nových jaderných bloků v obou stávajících lokalitách. Uvažuje také s prolomením limitů těžby a výstavbou nových uhelných bloků. Rozvoj obnovitelných zdrojů je velmi střídmý a je uskutečněn hlavně formou centrálních parků než instalací v odběrných místech. Plynové zdroje nemají v této variantě takovou důležitost jako ve variantě Koncepční z důvodu vyšší dostupnosti tuzemského hnědého uhlí. [6]

Náprava stávajícího stavu na trhu s elektřinou je také jeden z předpokladů pro tento rozvojový směr. Očekává se postupný návrat k tržním principům ve střednědobém horizontu a pouze velmi pozvolná podpora decentralizace energetiky. Fungování trhu by mělo zajistit rentabilitu provozu a výstavby bloků jaderných elektráren. [6]

Předpověď poptávky po elektřině zahrnuje referenční vývoj ekonomiky demografie a rozvoj využívání spotřebičů. Obsahuje také výrazné energetické úspory jak v průmyslu, tak v domácnosti. Netto spotřeba elektřiny v ČR se v roce 2050 navýší o 25 % vzhledem k roku 2015 a při zahrnutí elektromobility se toto navýšení zvedne na 34 %. [6]

Z pohledu akumulace energie není předpokládána instalace zařízení na denní úrovni nad rámec současných přečerpávacích vodních elektráren. Sezónní akumulace se vůbec neuvažuje a předpokládá se pouze odkládání části spotřeby ve spotřebičích, jako jsou pračky a myčky. [6]

Na Obr. 3.3 je zobrazen vývoj instalovaného výkonu při Centrální variantě v období od roku 2015 po rok 2050.



Obr. 3.3 Vývoj instalovaného výkonu při Centrální variantě [6]

3.1.4 Decentrální varianta

Maximální možná decentralizace energetiky je hlavním cílem Decentrální varianty. Varianta byla navržena tak, že v prvním kroku bylo přidáno maximální množství decentralizovaných zdrojů a byl prověřen provoz takovéto soustavy. Bylo zjištěno, že všechnu poptávku nelze zásobit z těchto zdrojů a důsledkem bylo doplnění centrálních zdrojů v nezbytně nutném množství. [6]

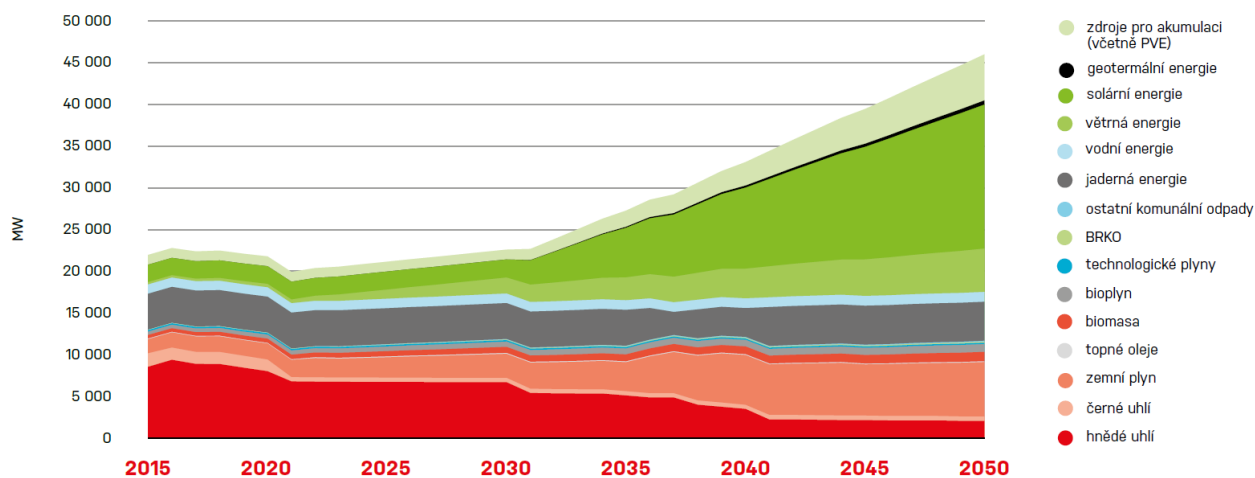
Varianta předpokládá nápravu současného stavu na trhu s elektřinou až ke konci střednědobého horizontu, a to s nastavením velmi příznivých podmínek pro decentralizované zdroje, zejména po roce 2025. [6]

Očekávané zvýšení spotřeby elektrické energie je ovlivněno hlavně vývojem ekonomiky, urbanizací a rozvojem využití spotřebičů. Uvažují se velmi výrazné úspory jak ve výrobní sféře, tak i v domácnostech. Spotřeba bude také navyšována přechodem od centralizovaného zásobování teplem k domácím tepelným čerpadlům. Dle odhadů se netto spotřeba v ČR v roce 2050 navýší o 30 % v porovnání k roku 2015 a při započítání elektromobilů pak o 38 %. [6]

Z pohledu zdrojů elektrické energie je očekávané uzavření stávajících bloků v jaderné elektrárně Dukovany do let 2035 až 2037 s částečnou náhradou jedním blokem, který by se měl připojit do sítě v roce 2038. V lokalitě Temelín se uvažuje také pouze s jedním novým blokem, který by měl být připojen v roce 2041. Neuvažuje se ani s prolomením těžebních limitů hnědého uhlí ani s novým blokem v Počeradech. Vzhledem k omezenému množství regulujících hnědouhelných zdrojů, počítá scénář se stavbou nových paroplynových bloků a s jejich vysokým využitím pro udržení výkonové bilance soustavy. [6]

Z důvodu vysokého počtu decentralizovaných obnovitelných zdrojů elektrické energie počítá varianta také s instalací zařízení pro akumulaci na denní úrovni (bez PVE), jejíž kapacita by se v roce 2050 měla blížit k 20 GWh. Počítá se s využitím elektrokotlů pro zápornou regulaci na straně spotřeby a také s odkládáním části spotřeby ve spotřebičích, jako jsou pračky a myčky. Pro sezónní akumulaci se uvažuje s využitím technologie P2G (power to gas). [6]

Vývoj instalovaného výkonu v ČR mezi lety 2015 až 2050 při Decentrální variantě je zobrazen na Obr. 3.4.



Obr. 3.4 Vývoj instalovaného výkonu při Decentrální variantě [6]

3.2 Scénáře SEK

Při přípravě Aktualizace státní energetické koncepce bylo zvažováno několik scénářů možného budoucího vývoje české energetiky v závislosti na odlišných vnitřních i vnějších podmínkách. Z důvodu dynamického vývoje a velkého množství nejistot byl přijatelný vývoj energetiky ČR z pohledu státu vyjádřen vymezením koridorů vyjadřujících budoucí směřování v oblasti energetického mixu. [5]

Z těchto alternativních scénářů je v SEK uveden pouze tzv. **Optimalizovaný** scénář, který se v závislosti na zvolených předpokladech nachází uvnitř koridorů, které jsou státem přijatelné. Z toho vyplývá, že uspokojivě naplňuje trojici vrcholových strategických cílů české energetické strategie – bezpečnost, konkurenceschopnost a udržitelnost. Jakýkoliv vývoj uvnitř scénářů, při němž nebude energetika směřovat mimo vyhrazené koridory, je přípustný s ohledem na tržní vývoj, a stát by neměl do energetiky a tržního prostředí zasahovat. [5]

3.2.1 Optimalizovaný scénář

Dlouhodobě udržitelná energetika založená na ekonomicky efektivním využívání zejména tuzemských energetických zdrojů, díky čemuž se posílí energetická bezpečnost země, je hlavní charakteristikou pro Optimalizovaný scénář. Mimo jiné tato varianta počítá, vlivem důrazu na tuzemské zdroje, s výstavbou zdrojů s vysokým podílem spolupráce domácích firem a s provozními náklady koncentrovanými v ČR. Díky rozvoji jaderné energetiky bude zajištěna výrobní soběstačnost a také udržení a rozvoj specifických technických znalostí v oblasti jaderného výzkumu a dodavatelských celků, které zajistí českému strojírenství přístup do mezinárodních dodavatelských řetězců. [5]

Klíčovými předpoklady pro scénář je respektování již přijatých národních i evropských závazků, kde patří například klimaticko-energetický balíček, směrnice Evropského parlamentu o energetické účinnosti nebo národní akční plán pro energii z obnovitelných zdrojů. Byly

připraveny 3 scénáře spotřeby elektřiny – nízký, referenční a vysoký – vycházející z makroekonomického modelu MPO. Vývoj spotřeby je navázán na vývoj HDP na základě prognóz MPO a Ministerstva financí, přičemž prognóza MPO je konzervativnější. [5]

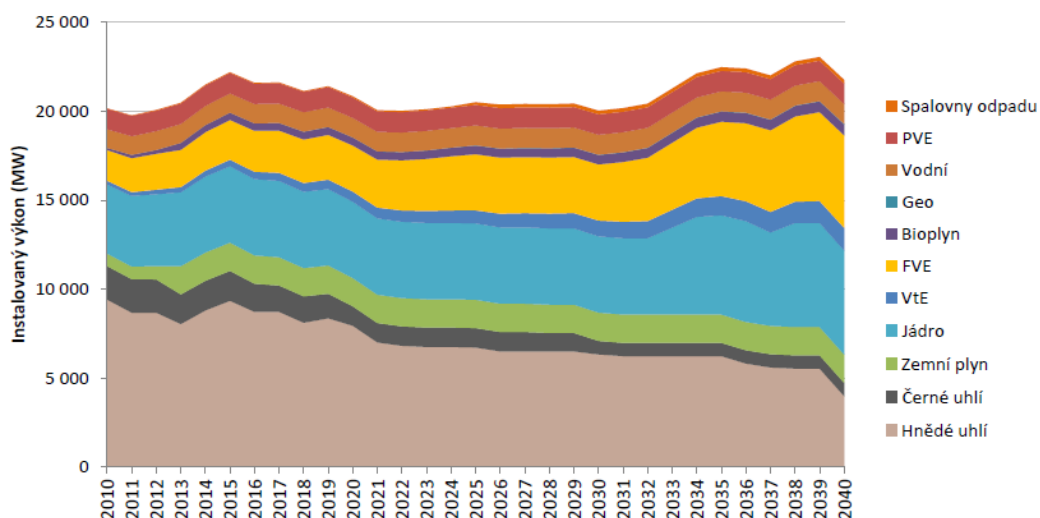
Provoz jaderné elektrárny Temelín by neměl být hraničním rokem scénáře (2040) omezen, zatímco v lokalitě Dukovany dojde mezi lety 2034 až 2036 k postupnému odstavení stávajících bloků, a proto je zde očekávána výstavba nových zdrojů, které by měly být připojeny do ES mezi lety 2033 až 2037. Z pohledu uhlí se respektují existující těžební limity a rozvoj obnovitelných zdrojů elektrické energie bude probíhat v souladu Národním akčním plánem pro OZE. [5]

Předpokládá se také zachování systému obchodování s emisními povolenkami, včetně provedení reformy modelu obchodování s emisemi CO₂. Očekává se postupný nárůst ceny emisních povolenek vlivem nutnosti splnění dekarbonizačních cílů do roku 2030. Po tomto roce se očekává již jen mírný růst nominální ceny emisní povolenky. [5]

Celková výroba elektrické energie bude mít ve sledovaném období vzestupný charakter. Výkyvy mohou být způsobeny odstavením zastaralých uhelných bloků a odstavením starých bloků a najížděním nových v jaderné elektrárně Dukovany. Hlavními změnami v bilanci výroby elektřiny je postupné snižování výroby z hnědouhelných elektráren, a naopak nárůst výroby z elektráren jaderných. Zdroje na zemní plyn budou využívány hlavně ve špičkovém pásmu a jejich výroba může lehce růst v závislosti na podmínkách trhu s elektřinou. [5]

Na základě předpokladů Optimalizovaného scénáře zůstává výkonová bilance ES ČR trvale přebytková, ale v letech 2020 až 2025 se dostává níže, než jsou cílové hodnoty. Pokud by se opozdila stavba nových bloků jaderných elektráren, dostala by se energetika ČR do deficitního výkonového stavu. [5]

Nárůst instalovaného výkonu v obnovitelných zdrojích je hlavní charakteristikou vývoje předpokládané výkonové bilance (Obr. 3.5). Významným podílem na regulaci ES se bude podílet samotná spotřeba, jejíž zapojení bude muset být vyšší a efektivnější. Jednou z nejdůležitějších podmínek provozuschopnosti ES je také široká mezinárodní spolupráce mezi provozovateli přenosových soustav a flexibilní mechanismus přeshraničního obchodování. [5]



Obr. 3.5 Vývoj instalovaného výkonu při Optimalizovaném scénáři [5]

3.3 Scénáře ENTSO-E

Asociace evropských provozovatelů přenosových soustav pro elektrickou energii sdružuje 43 operátorů přenosové soustavy z 36 zemí napříč Evropou. ENTSO-E byla založena Evropskou Unií v rámci třetího legislativního balíčku pro vnitřní energetický obchod v roce 2009, který míří k rozšíření liberalizace trhu s plynem a elektrickou energií v EU. [7]

Členové ENTSO-E sdílí úkol provozování vnitřního energetického trhu a zabezpečení jeho optimální funkce a také podporu ambiciózních plánů evropské energetiky a jejich klimatických cílů. Jednou z důležitých záležitostí na pořadu dne je integrace vysokého procenta obnovitelných zdrojů, rozvoj flexibility a více zákaznický orientovaného přístupu než v minulosti. ENTSO-E je zavána k vyvinutí nejvhodnější odezvy k výzvě měnícího se energetického systému, společně se zachováním bezpečnosti dodávky. [7]

Scénáře pro TYNDP 2018 jsou rozděleny na dva hlavní typy: konzervativní scénáře a liberální scénáře. Konzervativní scénáře jsou odvozeny z dat poskytnutých od jednotlivých operátorů přenosových soustav a spojeny do jednoho modelu. Konzervativním přístupem byl vytvořen například scénář **Sustainable Transition** (Udržitelný přechod) pro rok 2030. Liberální scénáře jsou odvozené z konzervativních scénářů pomocí kombinace pravidel a různých optimalizací. Mezi tyto patří například scénáře **Distributed Generation** (Decentralizovaná výroba) a **Global Climate Action** (Globální klimatická akce). [8]

3.3.1 Sustainable Transition

Klimatická opatření jsou v tomto scénáři dosažena zásluhou vnitrostátních předpisů, systémem obchodování s emisemi a dotacemi. Souhrnně je EU na cestě k přesnému splnění cílů dekarbonizace pro rok 2030 a z toho vyplývá, že lehce zaostává se cíli pro rok 2050, které jsou stále splnitelné, pokud nastane rychlý pokrok v dekarbonizaci ve 40. letech. [8]

Očekává se mírný ekonomický růst, regulace a dotace projektů pro výstavbu obnovitelných zdrojů jsou uskutečnitelné, protože vlády jednotlivých zemí mají k dispozici kapitál na jejich financování. Společnost se podílí na ochraně životního prostředí, dokud jsou ekologická opatření ekonomicky efektivní. Z tohoto důvodu nedochází k velkému rozšíření těžby břidlicových plynů. [8]

Díky relativně levným cenám plynu a velkému rozvoji bioplynu, roste množství stavěných plynových elektráren. Z důvodu regulací se snižuje používání uhelných elektráren. Plynové elektrárny poskytují důležitou flexibilitu pro vyrovnání výkonové bilance v síti s připojenými obnovitelnými zdroji. Emise CO₂ se sníží z důvodu odstavení uhelných elektráren, jejichž provoz je díky emisním povolenkám neekonomický. V závislosti na národní politice může být připojováno malé množství jaderných elektráren, ale jejich celkové množství v Evropě klesá. Efektivní trh s elektřinou a její cena zaručí financování nezbytných investic do špičkových zdrojů, kde jsou preferované plynové elektrárny. [8]

Z důvodu levné ceny je plyn preferovanou variantou pro osobní dopravu, kde nahrazuje benzín a naftu pro dosažení ekologických cílů. Celkově poptávka po elektřině stagnuje nebo mírně roste. Přehledný popis scénáře lze vidět v Tab. 3. 1. [8]

3.3.2 Distributed Generation

Klíčovým předpokladem pro tento scénář je významný pokrok v inovaci malých generátorů a v domovní, respektive komerční akumulaci. Společnost bohatá na výrobce a spotřebitele elektřiny v jedné osobě je zapojená a angažovaná v ochraně životního prostředí. Proto není očekáváno rozšíření těžby břidlicových plynů. [8]

Cena technologií pro malé elektrárny rychle klesá. Proto je instalace například střešní solární ekonomicky výhodná i bez dotací. Díky významnému pokroku v akumulaci je možnost optimalizovat spotřebu elektřiny během dne. Jaderné zdroje závisí převážně na národní politice států. Technologický pokrok v malých zdrojích elektřiny vytlačuje ze hry velké zdroje, díky snižování jejich rentability. Systémová přiměřenost je zajištěna centralizovaným mechanismem, slučující špičkové zdroje. [8]

Pružnost poptávky po elektrické energii se významně zvýšila jak v domácím, tak průmyslovém sektoru, což přispívá k výkonové přiměřenosti. Mimoto pokrytí poptávky po elektřině v zimním období stále zůstává výzvou, z důvodu vysoké spotřeby na topení, nízké výroby solárních elektráren a neschopnosti baterií ukládat energii sezónně. [8]

Elektřina a plyn jsou oba klíčovými prvky pro snížení emisí v dopravě. Snížení cen akumulace výrazně zvýší podíl elektromobilů v dopravě a tím zvýší i poptávku v dopravním sektoru. Zvýší se používání plynu pro dopravu těžkých nákladů a v lodní dopravě. [8]

Roční poptávka po elektrické energii se zvýšila v dopravě a vytápění, celkový růst je snižován díky domácí výrobě a zvýšení účinnosti elektrických spotřebičů. Poptávka dobře odpovídá cenám na trhu, denní diagram zatížení je vyrovnán a špičkové odběry jsou redukovány. Podrobný popis scénáře lze vidět v Tab. 3. 1. [8]

3.3.3 Global Action

Tento scénář je založen na globálním úsilí ve snižování CO₂, díky čemuž bude dosaženo cílů dekarbonizace pro rok 2030 i pro rok 2050. Efektivní obchodování s emisními povolenkami je významným krokem pro dosažení globálních ekologických cílů. Obnovitelné zdroje energie jsou rozesety po celé Evropě a hlavně tam, kde jsou pro ně nejlepší podmínky. Jako stabilní obnovitelný zdroj jsou vyvíjeny bioplynové elektrárny. [8]

Investice do stavby elektráren jsou řízeny tržní cenou CO₂, z čehož vyplývají investice do technologií s nízkými emisemi oxidu uhličitého. Transformace elektřiny na plyn se stává ekonomicky životaschopnou technologií pro akumulaci energie. Plynové elektrárny slouží jako regulační zdroje, díky nimž je umožněno připojení více obnovitelných zdrojů. Jaderné elektrárny závisí hlavně na národní politice a může docházet k připojování malého množství nových bloků. [8]

Elektřina a zemní plyn jsou klíčovými složkami pro dosažení ekologických cílů v dopravním sektoru. Vlivem elektrifikace se zvýší poptávka v osobní i komerční dopravě. V přepravě těžkých nákladů a v lodní dopravě se prosazuje jako palivo plyn. [8]

Zvýšení pružnosti poptávky po elektřině v průmyslovém sektoru i v domácnostech je dosaženo zvýšenou automatizací a internetem věcí, který dává spotřebitelům možnost přesunout spotřebu elektřiny do období s nižší cenou. [8]

Roční spotřeba elektřiny se v několika sektorech zvýšila. Celkově je růst snižován zvyšováním účinnosti elektrických spotřebičů. Příznivý vývoj ekonomiky znamená, že lidé investují do vysoce účinných elektrických spotřebičů, což celkově sníží odběr elektřiny v domácnostech. Popis scénáře je detailně zobrazen v Tab. 3. 1. [8]

Tab. 3. 1 Shrnutí scénářů ENTSO-E [8]

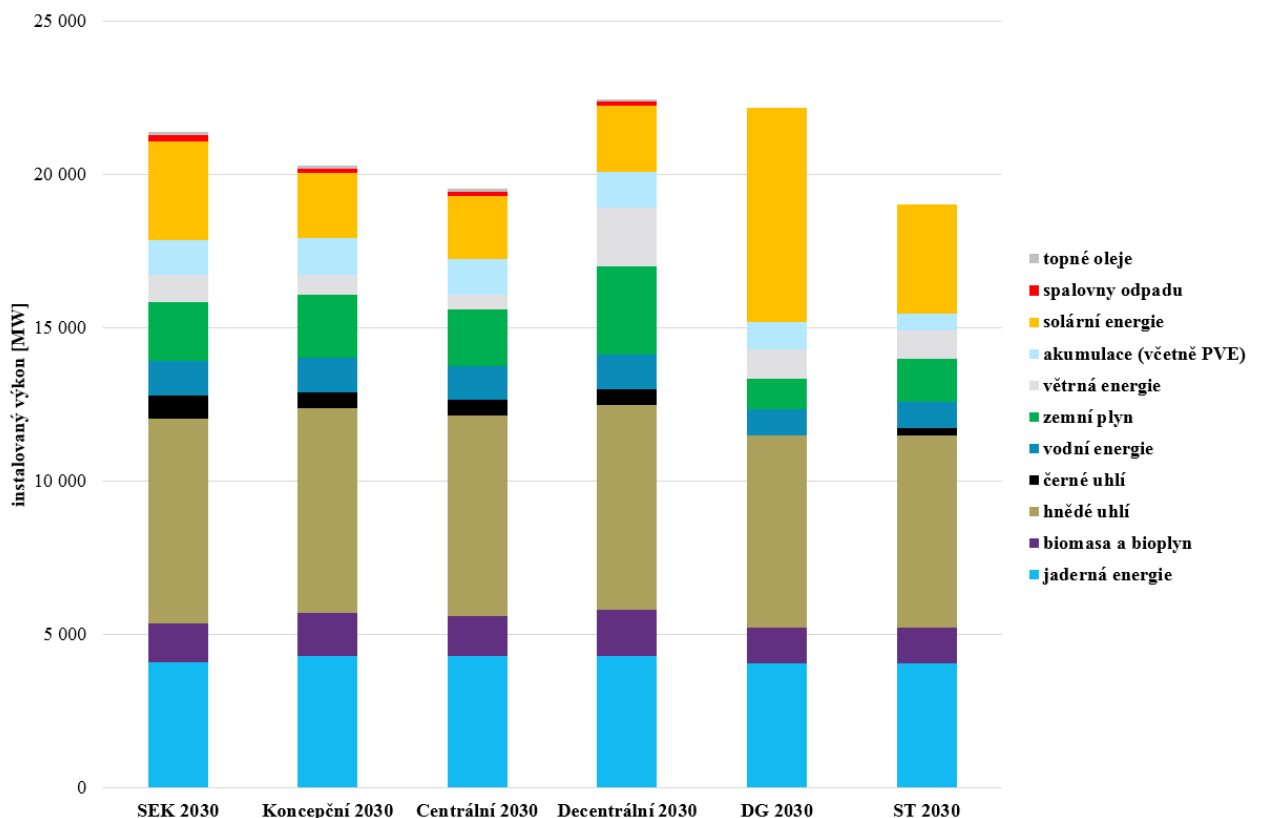
Scénář		Sustainable Transition	Distributed Generation	Global climate Action
Kategorie	Kritérium	Parametr		
Ekonomické trendy	EU na cestě k cílům pro rok 2030	Splňuje cíle	Lehce překonává cíle	Překonává cíle
	Ekonomické podmínky	Mírný růst	Vysoký růst	Vysoký růst
Doprava	Elektrická a hybridní vozidla	Mírný růst	Velmi vysoký růst	Vysoký růst
	Plynová vozidla	Velmi vysoký růst	Nízký růst	Vysoký růst
Domácnosti	Pružnost odběru	Mírný růst	Velmi vysoký růst	Vysoký růst
	Odběr elektřiny	Stabilní	Mírný růst	Mírný růst
	Elektrická tepelná čerpadla	Nízký růst	Mírný růst	Vysoký růst
	Energetická účinnost	Mírný růst	Vysoký růst	Vysoký růst
	Hybridní tepelná čerpadla	Mírný růst	Velmi vysoký růst	Vysoký růst
Průmysl	Odběr elektřiny	Stabilní	Mírný růst	Stabilní
	Zachycování a ukládání oxidu uhličitého	Nízký růst	Nevýznamné	Nízký růst
	Pružnost odběru	Nízký růst	Velmi vysoký růst	Mírný růst
Výroba elektřiny	Jaderná	Snížení	Snížení	Závisí na národní politice
	Akumulace	Nízký růst	Velmi vysoký růst	Mírný růst
	Větrná	Mírný růst	Vysoký růst	Vysoký růst
	Solární	Mírný růst	Velmi vysoký růst	Vysoký růst
	Ostatní obnovitelné	Mírný růst	Vysoký růst	Mírný růst
	Přiměřenost zdrojů	Mírný nadbytek	Velký nadbytek	Mírný nadbytek

3.4 Porovnání scénářů

Pro porovnání scénářů budou uvažovány vstupní parametry instalovaný výkon jednotlivých typů elektráren a předpokládané zatížení. Pro objektivní porovnání budou srovnány scénáře mířící ke stejnému roku.

Na Obr. 3.6 je srovnání instalovaného výkonu zdrojů ve scénářích k roku 2030. Lze vidět, že všechny scénáře počítají s velmi podobným instalovaným výkonem v jaderných elektrárnách, což znamená provoz elektrárny Dukovany i po roce 2025. Instalovaný výkon v hnědém uhlí je také přibližně stejný a pro všechny scénáře se drží nad hranicí 6 GW. Jiná situace je pro černouhelné bloky, kde scénáře SEK a OTE počítají s provozem bloků o výkonu přes 500 MW, ale evropské scénáře od těchto zdrojů ustupují. Zajímavá je i situace ohledně zemního plynu, kde decentrální scénář 2030 od OTE počítá s instalovaným výkonem 2870 MW, kdežto evropský scénář DG 2030 počítá pouze s necelým 1 GW.

Z pohledu rozvoje obnovitelných zdrojů je největší nárůst instalovaného výkonu ve větrných zdrojích uvažovaný ve scénáři Decentrálním 2030, a to až na hodnotu cca 1,9 GW. Solární energie očekává největší rozmach ve scénáři DG 2030, kde by instalovaný výkon mohl vzrůst až na necelých 7 GW.



Obr. 3.6 Srovnání instalovaného výkonu zdrojů v jednotlivých scénářích k roku 2030

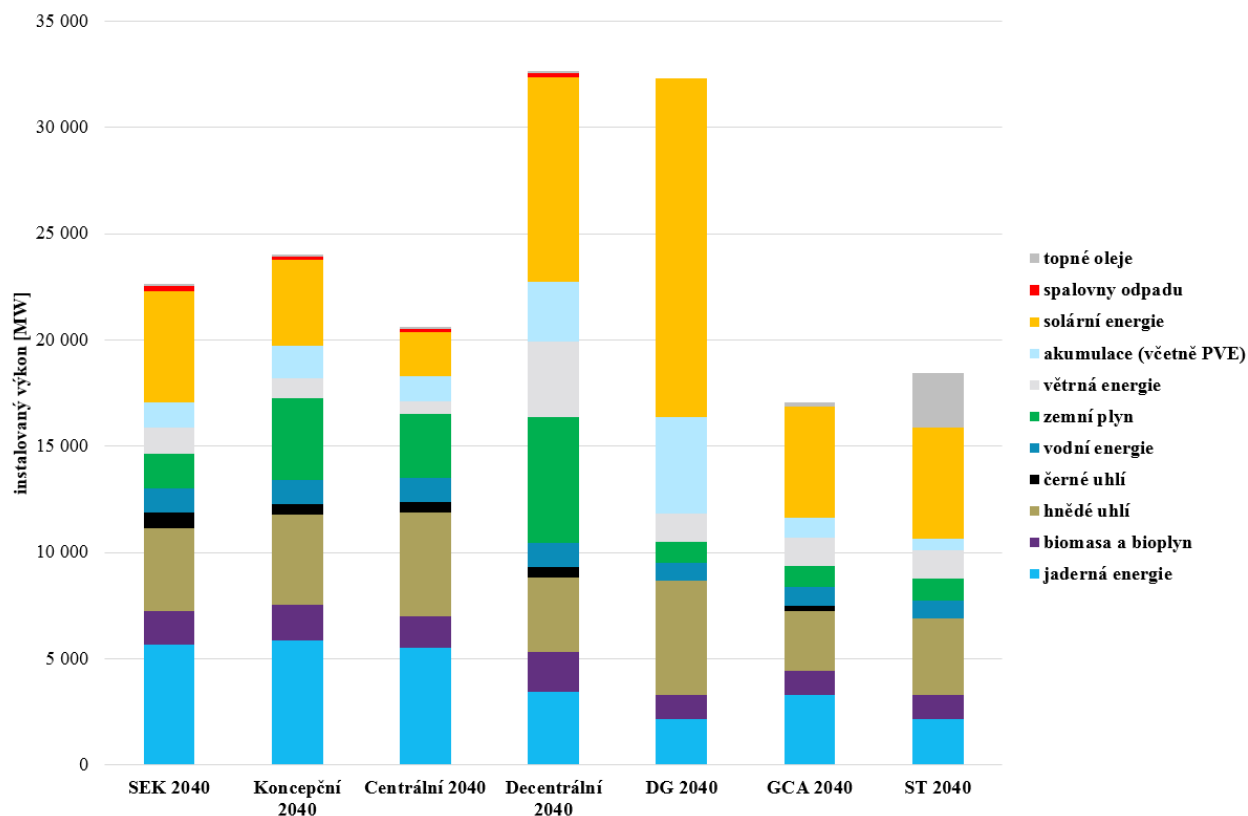
Předpoklady scénářů jsou různé, proto je nutné kromě instalovaného výkonu srovnávat i očekávanou spotřebu. Porovnání netto spotřeby pro scénáře k roku 2030 je zobrazeno v Tab. 3.2. Lze vidět, že centrální provozování elektráren počítá s nižší celkovou spotřebou energie oproti decentrálním scénářům.

Tab. 3.2 Srovnání netto spotřeby v jednotlivých scénářích k roku 2030

scénář	SEK 2030	Koncepční 2030	Centrální 2030	Decentrální 2030	DG 2030	ST 2030
spotřeba ČR netto [TWh]	69.69	70.41	70.52	71.42	74.77	69.81

Porovnání instalovaných výkonů zdrojů pro scénáře k roku 2040 je zobrazeno na Obr. 3.7. Zde již lze vidět mnohem větší rozdíly mezi scénáři. Z pohledu jaderné energetiky očekává SEK, Koncepční i Centrální scénáře pro rok 2040 rozvoj jaderných zdrojů po odstavení elektrárny Dukovany. Decentrální scénář a GCA 2040 očekávají po odstavení EDU výstavbu pouze jednoho bloku do roku 2040 a scénáře ST 2040 a DG 2040 nepočítají dokonce s žádným novým jaderným blokem do roku 2040. Dostupnost hnědouhelných bloků je také velmi rozdílná napříč scénáři. Rozpětí se pohybuje od 2800 MW pro scénář GCA 2040 až po více než 5 GW pro scénář DG 2040. Využití černého uhlí se očekává podobné jako pro horizont 2030. Dalším značným rozdílem mezi scénáři je očekávaný instalovaný výkon v plynových elektrárnách. Evropské scénáře počítají s velmi nízkým rozvojem plynových zdrojů a jejich instalovaný výkon očekávají kolem 1 GW. Naopak pro scénáře OTE je plyn mnohem výše a pohybuje se od 3 až do 6 GW. SEK 2040 je s instalovaným výkonem 1600 MW v plynu konzervativnější.

Instalovaný výkon ve větrných elektrárnách je ve většině scénářů podobný a pohybuje se kolem 1 GW, výjimku tvoří scénář Centrální, kde je dosaženo pouze necelých 600 MW a scénář Decentrální, kde je naopak instalováno více než 3500 MW. Rozvoj solární energie se očekává vysoký pro většinu scénářů s výjimkou pro scénář Centrální, kde je instalovaný výkon ve fotovoltaice obdobný dnešnímu. Za zmínku stojí také vývoj akumulace pro scénáře s velkým objemem obnovitelných zdrojů, a to hlavně pro scénáře Decentrální a DG 2040.



Obr. 3.7 Srovnání instalovaného výkonu zdrojů v jednotlivých scénářích k roku 2040

Pro objektivní porovnání je opět uvedeno srovnání spotřeby pro scénáře k roku 2040, které je zobrazeno v Tab. 3.3. Lze vidět zvýšení spotřeby v porovnání se scénáři pro rok 2030 a také velmi vysoká spotřeba pro scénář DG 2040, která je zapříčiněna velkým rozvojem elektromobility.

Tab. 3.3 Srovnání netto spotřeby v jednotlivých scénářích k roku 2040

scénář	SEK 2040	Konceptní 2040	Centrální 2040	Decentrální 2040	DG 2040	GCA 2040	ST 2040
spotřeba ČR netto [TWh]	74.07	75.99	75.99	77.89	85.36	75.35	72.91

4 MODELOVÁNÍ TRHU V PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE PS

Z důvodu narůstajících nejistot v energetickém sektoru je nutné vytvořit komplexní analýzy elektroenergetického trhu pro správná rozhodnutí v oblasti rozvoje PS. Programy pro modelování trhu simulují rozložení obchodních výměn elektrické energie a detailní najíždění zdrojů v daném systému. Do těchto výpočetních programů vstupují národní i celoevropská data, která jsou poskytnuta jednotlivými členskými státy ENTSO-E pro zpracování desetiletého evropského rozvojového plánu TYNDP. Tato data jsou pak dostupná pro všechny členy ENTSO-E k vytvoření národních plánů rozvoje.

4.1 Popis programu po modelování tržního prostředí

Pro tuto diplomovou práci byl použit výpočetní program PowrSym. Jedná se o probabilistický nástroj používající metodu Monte Carlo, který se používá k modelování propojených přenosových soustav. Nástroj umožňuje současné simulování výroby tepla a elektrické energie, kde zdroje elektrické energie mohou být rozděleny do několika typů např. větrné, solární a vodní elektrárny. Simulace používá metodu rovnoměrného přírůstku nákladů, pro optimální najíždění vodních, tepelných i jiných zdrojů. Obecně je možné simulovat v programu PowrSym neomezené množství síťových uzlů a výrobních zdrojů. V současné praxi se model používá pro síť do 1000 uzlů a 5000 elektráren s až 100 generátory na elektrárnu. Základní optimalizační období jsou týdny nebo měsíce s možností použití různých časových kroků, např. 1 hodina nebo 10 minut. [9]

Vstupní data do PowrSym se skládají ze dvou částí: data v časových řadách a popisu elektráren a sítě. V časových řadách jsou zahrnuty zatížení, koeficienty výroby pro solární a větrné zdroje a některé další údaje. Systémové charakteristiky jako je množství dostupných elektráren nebo síťová omezení nejsou časovou řadou, ale mohou se měnit týdně nebo sezónně. [9]

Plán odstávek může být v programu jako vstupní soubor nebo lze využít vnitřního algoritmu pro optimální naplánování plánovaných odstávek. Také je možnost využití kombinace obou dvou přístupů. Plán odstávek vytvořený programem je zapsán do výstupního souboru k použití v dalších obchodních modelech pro zachování konzistence. [9]

Pomocí metody Monte Carlo jsou v programu simulovány vlivy nejistot, jako jsou dostupnosti elektráren, kapacity obchodních přenosů, varianty v zatížení a najíždění vodních, solárních a větrných zdrojů. Tyto mohou být kombinovány s předem definovanými časovými řadami závislými na klimatických podmínkách. [9]

PowrSym obsahuje detailní model operačních rezerv s různými parametry a omezeními rezervních příspěvků jednotlivých generátorů. Provozní rezerva obsahuje rychle najížděcí generátory a točivou rezervu na již připojených generátorech. Požadavky na rezervy mohou být dány jako stálá část výkonu, procento zatížení, největší připojená jednotka nebo kombinace zmíněných. [9]

Pro plánování vodních elektráren dokáže software dodržovat omezení nádrží každé elektrárny. Tato omezení jsou určena maximální úrovní, minimální úrovní, hodinovým přítokem, a požadovanou výškou hladiny na začátku a konci simulované periody (týden, měsíc). Model

rozdělí generované výkony vodních zdrojů přes simulované období respektující systémové požadavky a úrovně nádrže. Rychlá optimalizace vodních elektráren rozloží generované výkony elektráren přes dané období k dosažení vyrovnané výkonové bilance v oblasti, kde jsou vodní elektrárny umístěny. Tato rychlá optimalizace může být dostačující pro studie přiměřenosti, pokud nedojde k nedodání energie. Pro zbylé studie se používá výpočetně náročnější úplná optimalizace, která naplňuje vodní zdroje ekonomicky optimálním způsobem. [9]

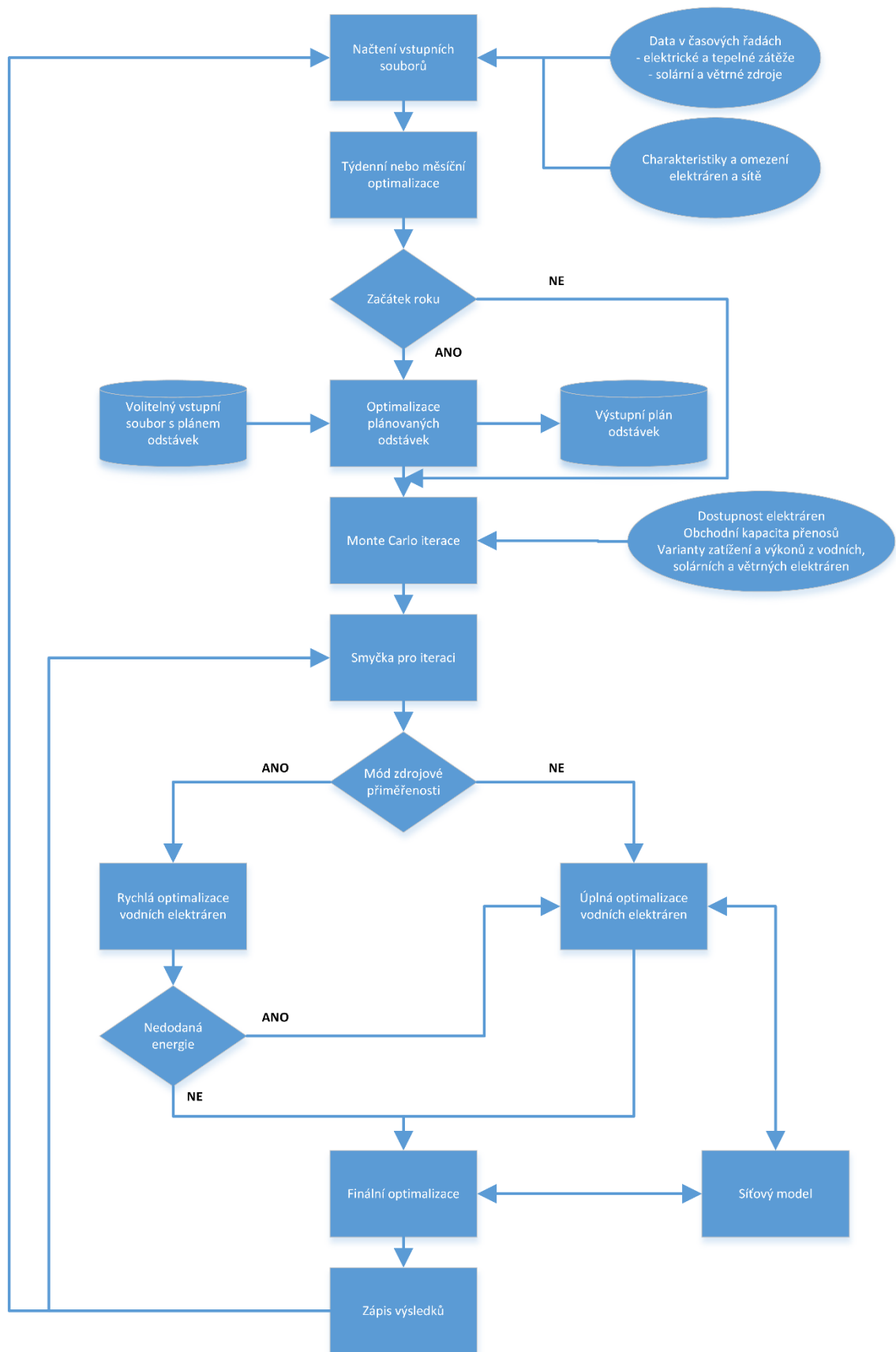
Úplná optimalizace pro vodní zdroje plánuje současně vodní i tepelné zdroje přes dané období pro minimalizaci výrobních nákladů a nedodané energie v systému. Při optimalizaci tepelných zdrojů je pro každou hodinu vytvořena křivka marginálních cen. Výroba z obou typů elektráren je dále rozvržena v závislosti na těchto křivkách pro minimalizaci celkových systémových nákladů pomocí metody hodnoty vodní energie. Ta obecně najde optimálnější řešení než rychlá optimalizace, která sleduje pouze křivku zatížení, ale je výpočtově náročnější. [9]

Kromě optimalizace konvenčních vodních zdrojů, dokáže software modelovat velké množství různých skladovacích technologií, jako jsou přečerpávací elektrárny, skladování stlačeného vzduchu a baterie. Pro každé uložení lze specifikovat detailní parametry závislé na jednotlivém typu uložení. Například lze definovat účinnost, výrobní a generační kapacity vodní elektrárny v závislosti na velikosti její nádrže. [9]

PowrSym optimalizuje nasazování a připojování tepelných elektráren pomocí metody rovných navýšení nákladů. Pro každou hodinu je definována marginální cena systému a pro elektrárny, jejichž marginální náklady jsou nižší než tato hodnota, lze očekávat, že budou připojeny s plným výkonem. Marginální náklady elektrárny v sobě obsahují cenu paliva, variabilní operační náklady, náklady na údržbu a startovní náklady elektrárny. Jednotky s vyššími marginálními náklady mohou být buď odpojeny, nebo jedou na část výkonu. Metoda rovných navýšení nákladů neplatí pouze pro najíždění jednotek, ale také pro komunikaci mezi jednotlivými oblastmi, které podléhají omezením sítě. Například dvě vzájemně propojené oblasti budou mít stejné marginální náklady, pokud propojení nebude plně využito. [9]

Model respektuje výkonovou křivku, rychlosti narůstání výkonu, minimální časy rozběhu a minimální časy výroby generátorů. Náklady na výrobu obsahují cenu paliva, náklady na provoz, údržbu a náklady spojené s emisemi. Větrné a solární elektrárny mohou být připojeny s nuceným chodem, nebo mohou být povoleny redukce vyráběného výkonu ke splnění minimálních zatížení. Tepelná optimalizace zahrnuje robustní model operačních a točivých rezerv na generátorech. [9]

Pro modelování sítě lze využít jednu ze tří metod nebo jejich kombinaci. Tyto tři používané metody jsou NTC, PTDF a FB. Velikost čisté přenosové kapacity (NTC) představuje teoreticky možnou obchodní výměnu výkonu s použitím fyzických (přímých i nepřímých) propojení, které existují mezi obchodními zónami. Při použití tohoto modelu sítě jsou přeshraniční toky omezeny pouze kapacitou propojení a ztrátami. Činitel rozdělení přenášeného výkonu (PTDF) ukazuje přírůstek činného výkonu na přenosové lince, v důsledku přenosu činného výkonu mezi dvěma oblastmi. Metody založené na toku výkonu (FB) začleňují fyzikální parametry sítě (kapacity a impedance) přímo do obchodního modelu. Hlavním důvodem je propojení obchodních výměn se síťovými omezeními pro přiblížení se k reálným tokům na vedení. [9]



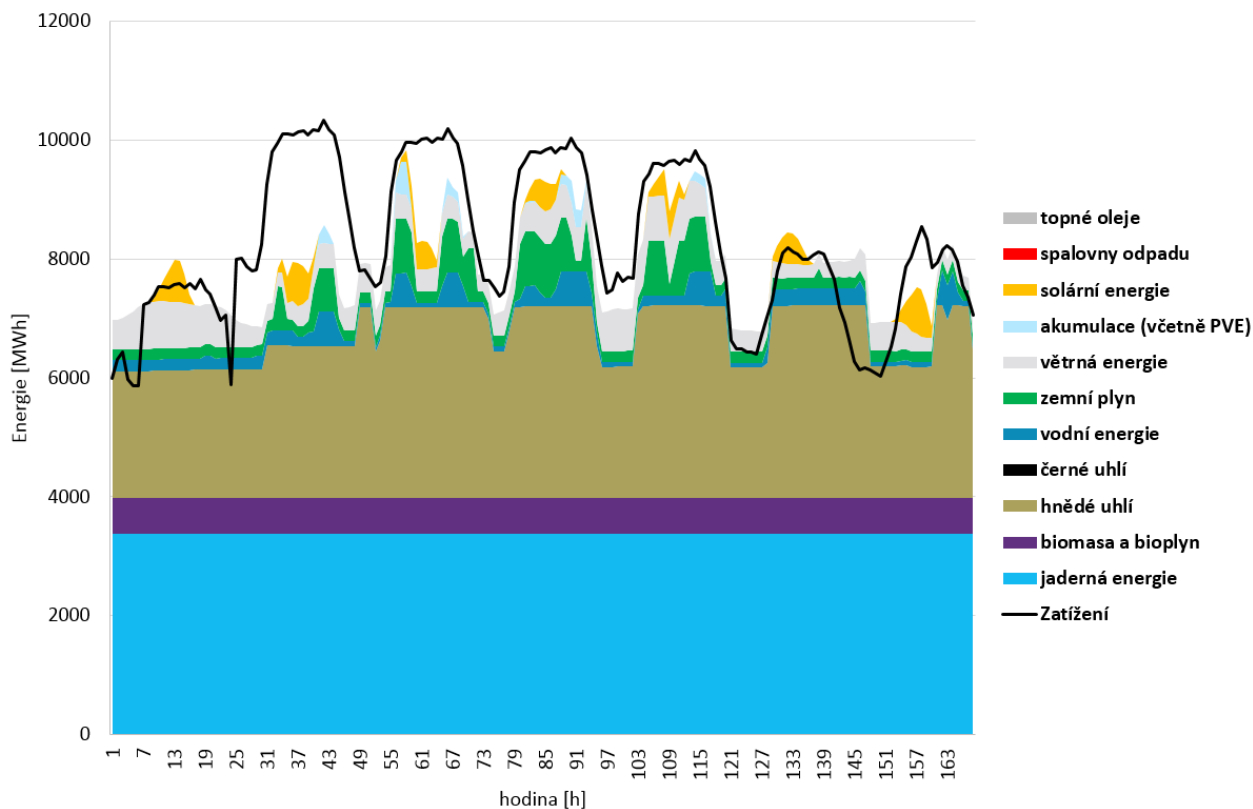
Obr. 4.1 Hlavní struktura programu PowrSym [9]

4.2 Simulace obchodních výměn pro vybrané scénáře

Pro modelování obchodních výměn a nasazování zdrojů v jednotlivých scénářích je nutné mít informace o zdrojích nejen v zemi, kterou sledujeme, ale také v celé propojené soustavě. Pro objektivní posouzení jednotlivých scénářů, bude uvažováno se stejnou zdrojovou základnou v ostatních obchodních zónách. Jako referenční budou použita pro výhledový rok 2030 data z evropského scénáře ST 2030 a pro rok 2040 bude použit evropský scénář ST 2040.

Pro rok 2030 bude z každého z použitých zdrojů vybrán jeden scénář k modelování. Pro vyhodnocení odpovídající adekvátnosti soustavy na všechny budoucí stavy energetiky budou použity scénáře s různými směry vývoje zdrojů elektrické energie. Ze scénářů ENTSO-E je použit scénář Sustainable Transition (ST 2030) z toho důvodu, že jako vstupy do tohoto scénáře jsou použita data od provozovatelů PS. Ze Státní energetické koncepce je modelován optimalizovaný scénář používaný pod zkratkou SEK 2030. Od Operátora trhu s elektřinou je vybrán Decentrální scénář 2030, který uvažuje kompletně odlišný rozvoj energetiky než dva předchozí.

Podobně k plánovanému stavu soustavy pro rok 2040 jsou modelovány tři scénáře, jeden z každého použitého zdroje opět s důrazem na co nejvyšší odlišnost danou nejistotou vývoje zdrojové základny. Pro objektivní porovnání se stavem soustavy v roce 2030 jsou použity typově stejné scénáře jako k roku 2030. To znamená, že ze scénářů ENTSO-E je použit scénář ST 2040, který opět slouží jako referenční, ze Státní energetické koncepce je modelován optimalizovaný scénář (SEK 2040) a od OTE je vybrán Decentrální scénář s vysokým rozvojem obnovitelných zdrojů.



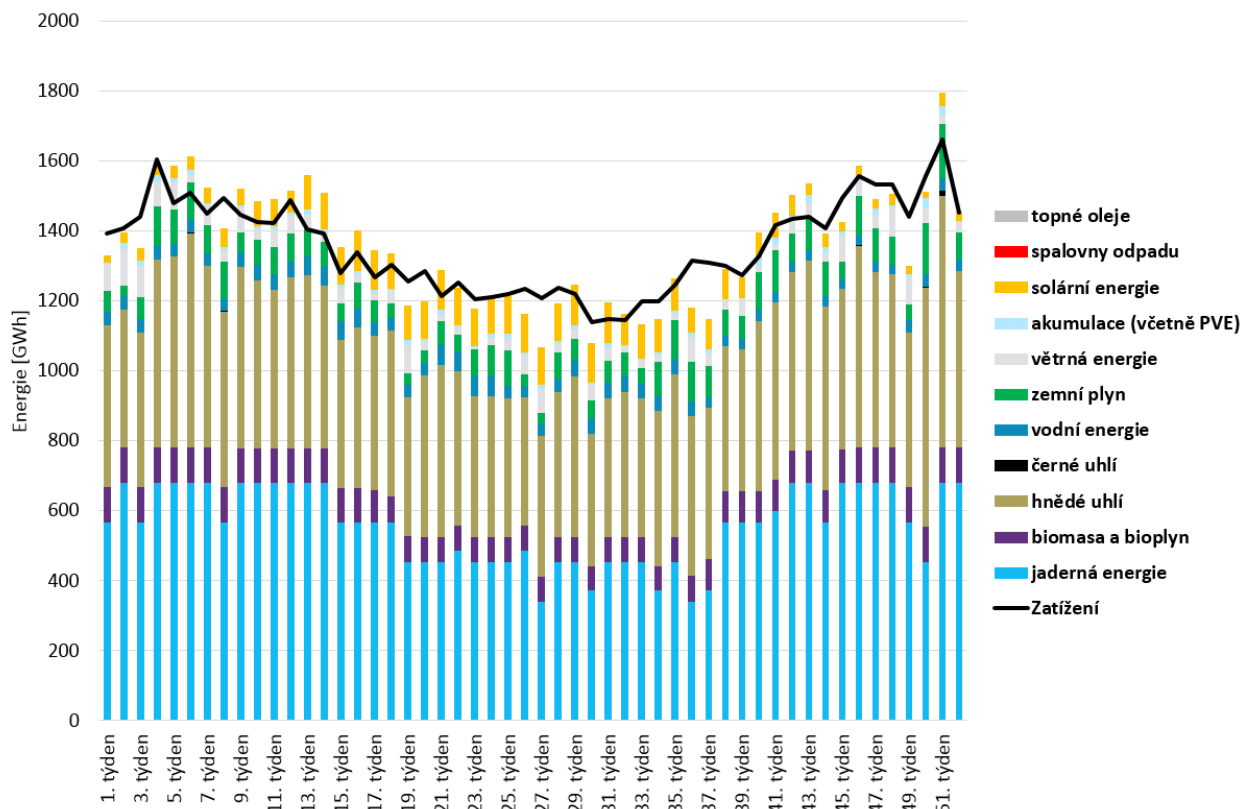
Obr. 4.2 Výstup z obchodního modelu (1. týden v lednu ST 2030)

Na Obr. 4.2 je ilustrativně zobrazeno nasazování zdrojů v ČR první týden v lednu. Lze vidět konstantní vyráběný výkon z jaderných elektráren a zdrojů spalujících bioplyn a biomasu. Obnovitelné zdroje jsou neřízené, takže jejich výkon závisí na hodině, kdy vyrábějí, která je závislá na klimatických podmínkách. Jako flexibilní zdroje jsou použity zdroje spalující hnědé uhlí a zemní plyn. Z grafu lze také vyčíst, že hnědouhelné zdroje slouží spíše jako zdroje pološpičkové, kdežto elektrárny na zemní plyn operují ve špičkovém režimu. Jako poslední významný zdroj na obrázku je zobrazena výroba vodních a akumulčních vodních zdrojů v ČR, které jsou shodně s plynovými elektrárnami užívány pro vykrývání špiček zatížení.

Použité scénáře byly modelovány v časovém kroku jedna hodina přes celý kalendářní rok, s výjimkou posledního dne pro zachování celých týdnů. Proto je modelováno 364 dní (8736 hodin) na místo celému kalendářnímu roku. Z důvodu špatné zobrazovací schopnosti hodinových dat je pro zobrazení výsledků jednotlivých simulací použita agregace hodinových dat na celé týdny.

4.2.1 ST 2030

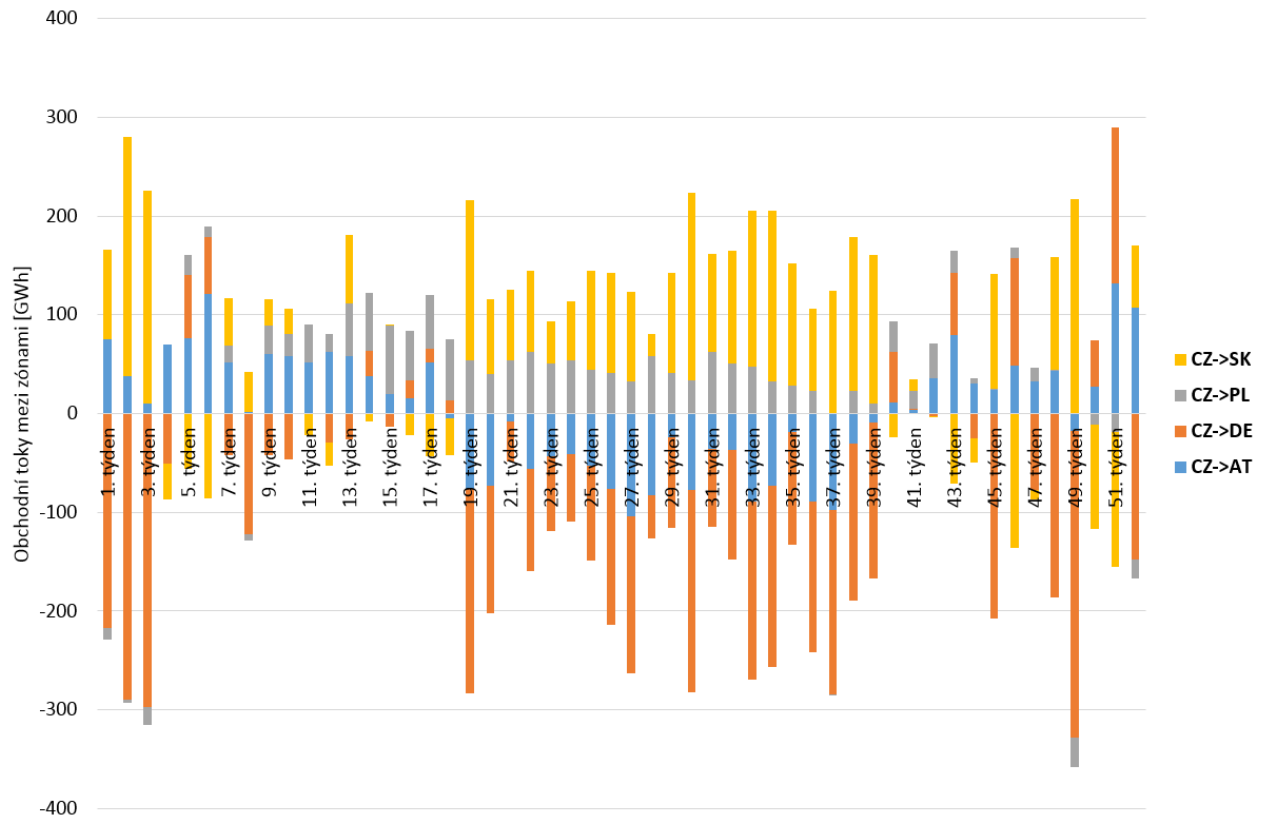
Scénář ST 2030 bude používán jako referenční scénář z toho důvodu, že vstupy do něj jsou předpoklady samotných provozovatelů přenosových soustav vycházející z jejich dostupných informací. Podrobný popis tohoto scénáře lze nalézt v kapitole 3.3.1.



Obr. 4.3 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro scénář ST 2030

Na Obr. 4.3 lze vidět výrobu jednotlivých typů zdrojů v České republice, jejichž hodinové hodnoty jsou agregovány na týdenní hodnoty. Z obrázku je patrná stabilní výroba jaderných elektráren, která je snižována pouze plánovanými odstávkami a náhodnými výpadky. Lze také dobře odečíst průběh generovaného výkonu solárními elektrárnami, kde je vidět, že výroba

v letních týdnech je vyšší než v zimě. Bilanci ČR lze získat odečtením křivky zatížení od týdenních sloupců výroby.



Obr. 4.4 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář ST 2030

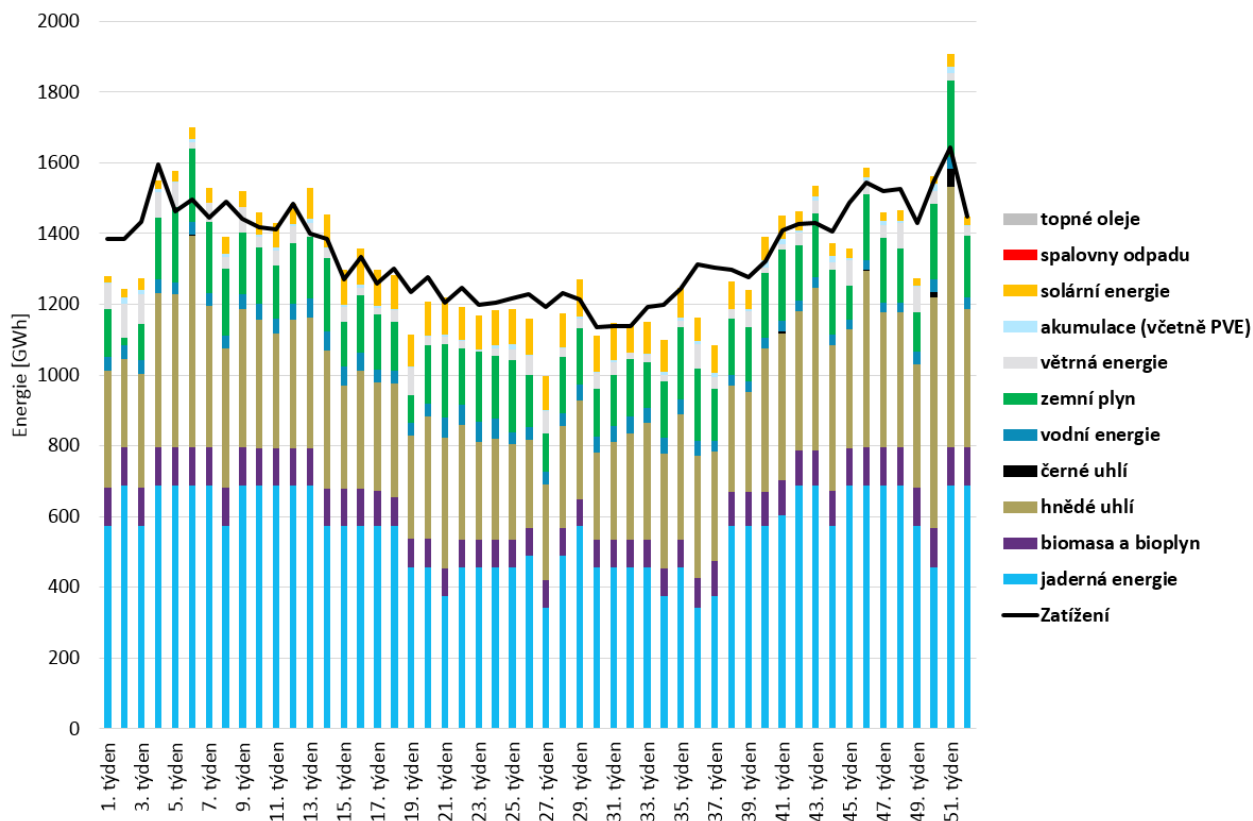
Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář ST 2030 jsou zobrazeny na Obr. 4.4. Očekává se vysoký import elektřiny z Německa spolu s významným exportem elektřiny do Slovenské republiky a do Polska. Bilance se v průběhu roku dost mění a celkově by měla být vyrovnaná.

4.2.2 SEK 2030

Optimalizovaný scénář vyplývající ze Státní energetické koncepce, udává představu, jak by se měla energetika v ČR optimálně vyvíjet. Tento scénář naplňuje vrcholné strategické cíle diskutované v kapitole 3.2.1, díky dlouhodobě udržitelné energetice, založené na ekonomicky efektivním využívání tuzemských zdrojů. To slouží k udržení a posílení energetické bezpečnosti země, která je hlavní charakteristikou Optimalizovaného scénáře.

Týdenní výroba zdrojů v ČR pro tento scénář je zobrazena na Obr. 4. 5. Již z prvního pohledu lze vidět, že pokud se v roce 2030 povede mít instalovány zdroje dle předpokladů SEK, bude výroba a spotřeba ČR poměrně vyrovnaná. K tomuto velmi napomáhá stálá výroba z jaderných elektráren, jejichž provozní náklady jsou nejnižší z provozovaných klasických zdrojů.

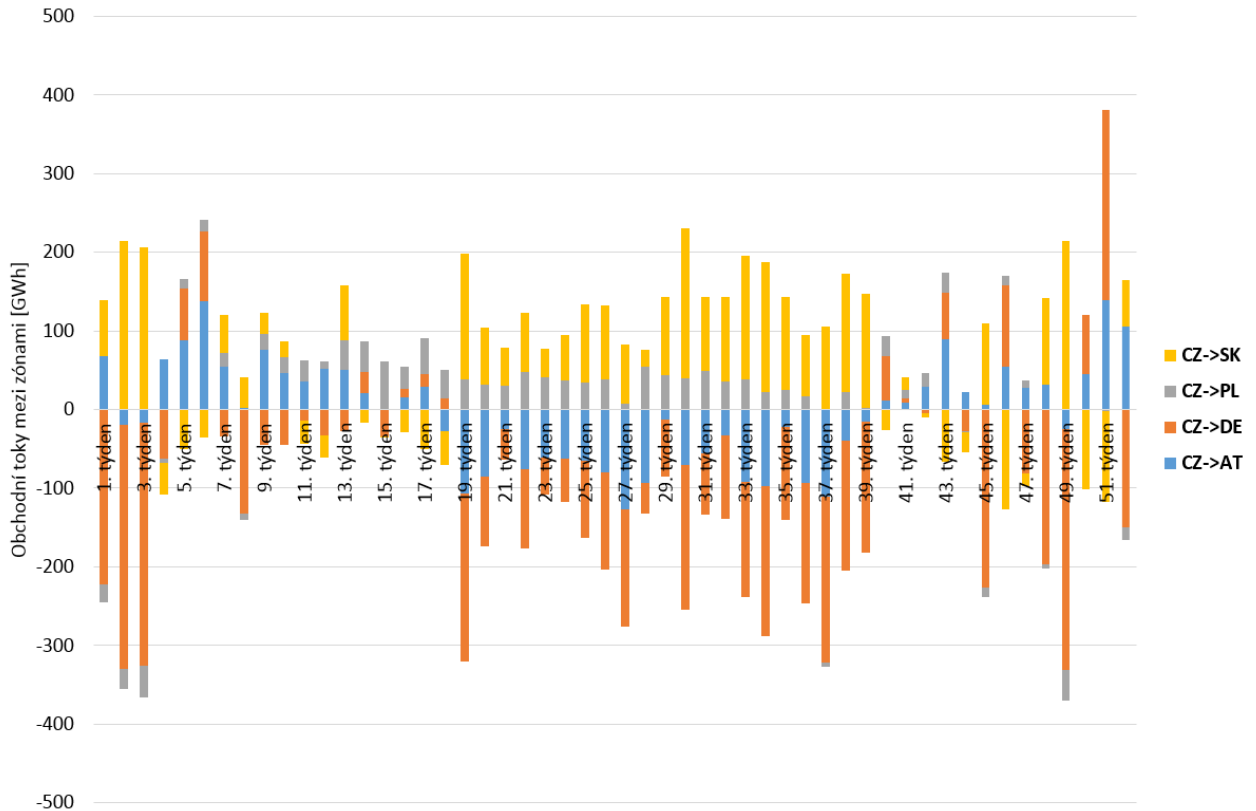
Výroba z plynových elektráren také výrazně roste společně s produkcí obnovitelných zdrojů, především fotovoltaiky. Uhlé elektrárny neustále plní důležitou roli i v roce 2030 a rozhodně je nelze považovat za nadbytečné.



Obr. 4. 5 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro scénář SEK 2030

Obchodní toky mezi ČR a sousedy jsou zobrazeny na Obr. 4.6. Můžeme pozorovat prakticky neustálý export elektřiny směrem do Slovenska a také významný import z Německa. Při bližším pohledu lze vidět korelaci mezi směrem toku elektřiny z Německa a Rakouska. Pouze výjimečně mají obrácené směry toku elektrické energie.

Zajímavé je také chování na československém profilu, kde je tok výkonu úměrný toku výkonu z Německa. V tomto případě tedy plníme významný úkol přenosu ze západu na východ, díky nulové ceně pro přenos energie mezi obchodními zónami.



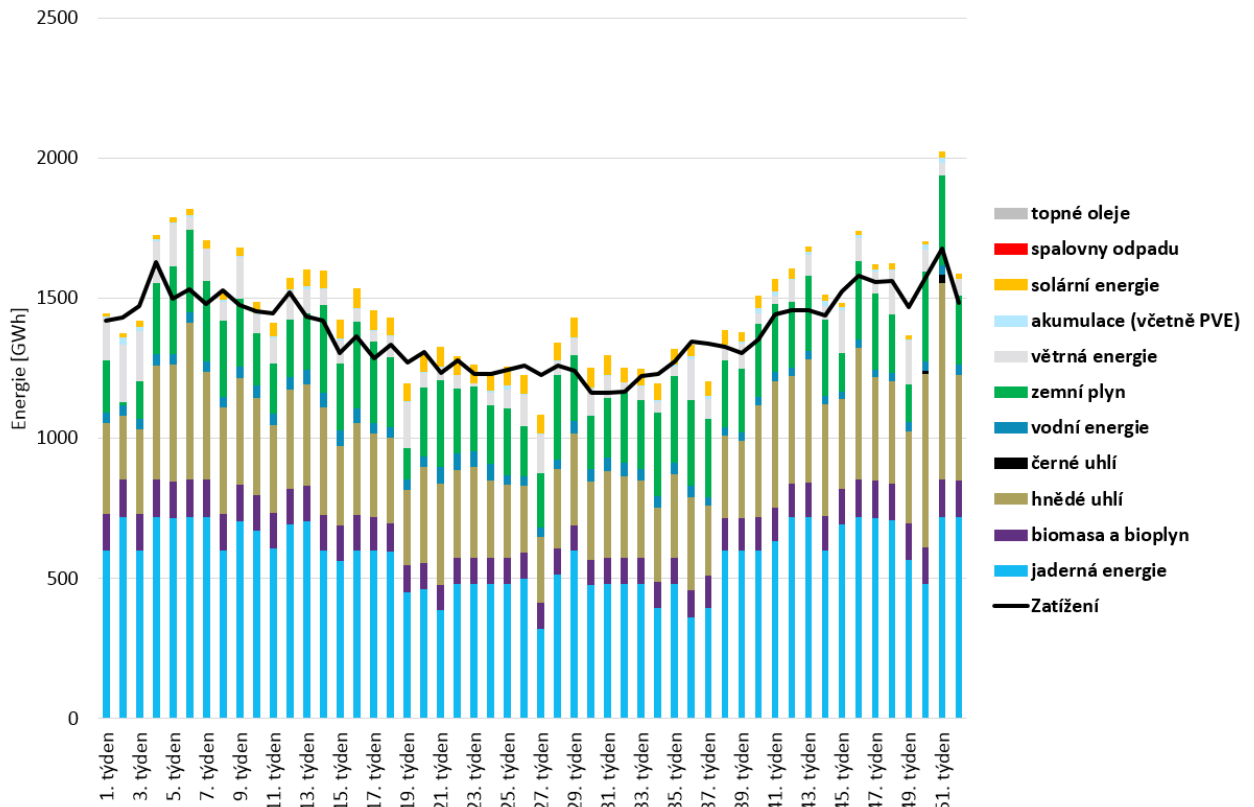
Obr. 4.6 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář SEK 2030

4.2.3 Decentrální 2030

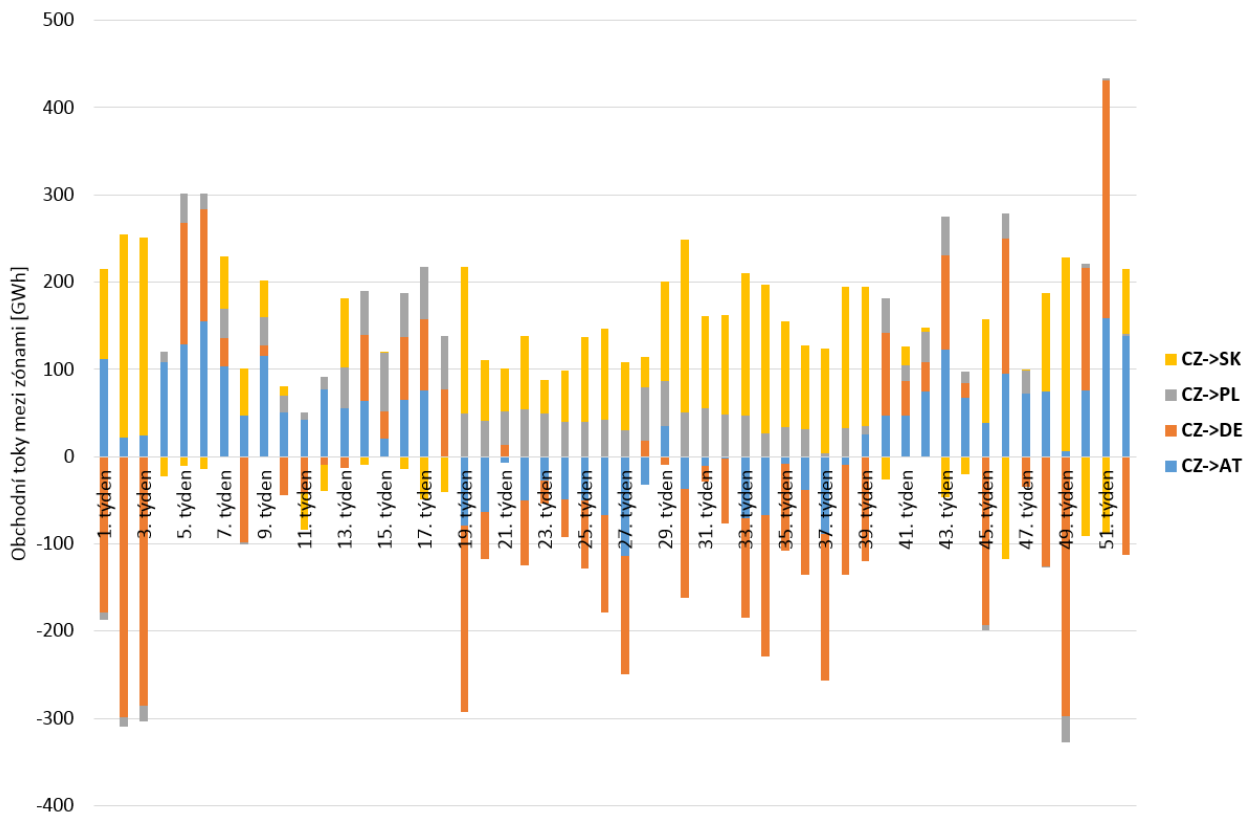
Z popsanych vizí od OTE, a.s. byla vybrána Decentrální varianta pro rozšíření celkového modelovaného spektra. Hlavním cílem tohoto scénáře je maximální možná decentralizace energetiky. Toho je dosaženo připojením lokálních obnovitelných zdrojů, které jsou rozmístěny po celé republice, a jejich výkon je dán v závislosti na očekávaný odběr v dané lokalitě. Detailnější popis scénáře je uveden v kapitole 3.1.4.

Hodinová výroba jednotlivých typů zdrojů je agregována do týdenních celků, které jsou zobrazeny na Obr. 4.7. Lze pozorovat zvýšení výroby z obnovitelných zdrojů jak z fotovoltaiky, tak z větrných elektráren. Pro vyrovnání bilance se začínají více prosazovat plynové elektrárny, ale hnědouhelné zdroje hrají stále důležitou roli v energetickém mixu. Jaderné elektrárny plní roli stabilního zdroje, jehož výkon je snižován pouze plánovanými odstávkami nebo neplánovanými poruchami.

Prakticky neustálý export energie z České republiky do Slovenské republiky je dobře rozpoznatelný na Obr. 4.8. Import energie z Německa je významný hlavně v letních týdnech, kdy je přebytek výroby obnovitelných zdrojů a cena energií v Německu, je významně nižší než u nás. Pro tyto týdny lze také pozorovat nárůst exportu do Polska a Slovenska.



Obr. 4.7 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro Decentrální variantu k roku 2030

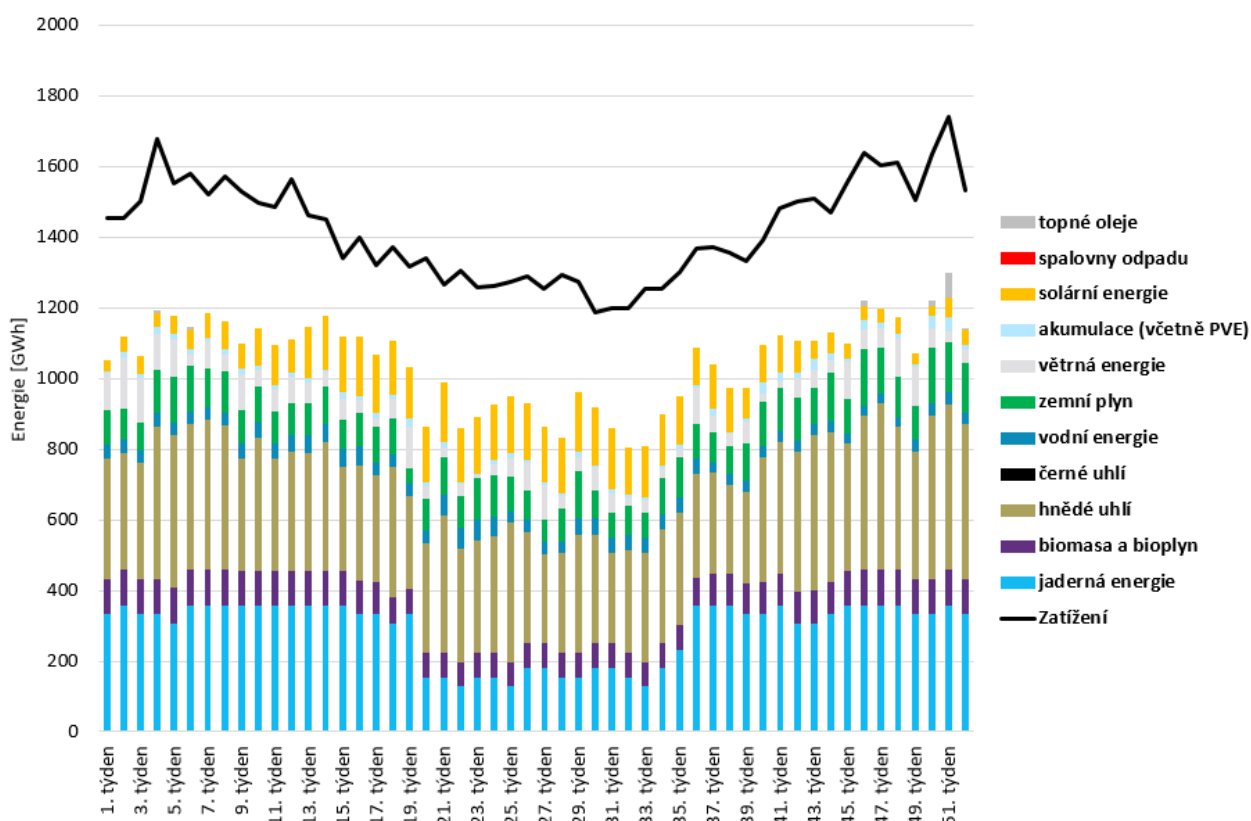


Obr. 4.8 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro Decentrální variantu k roku 2030

4.2.4 ST 2040

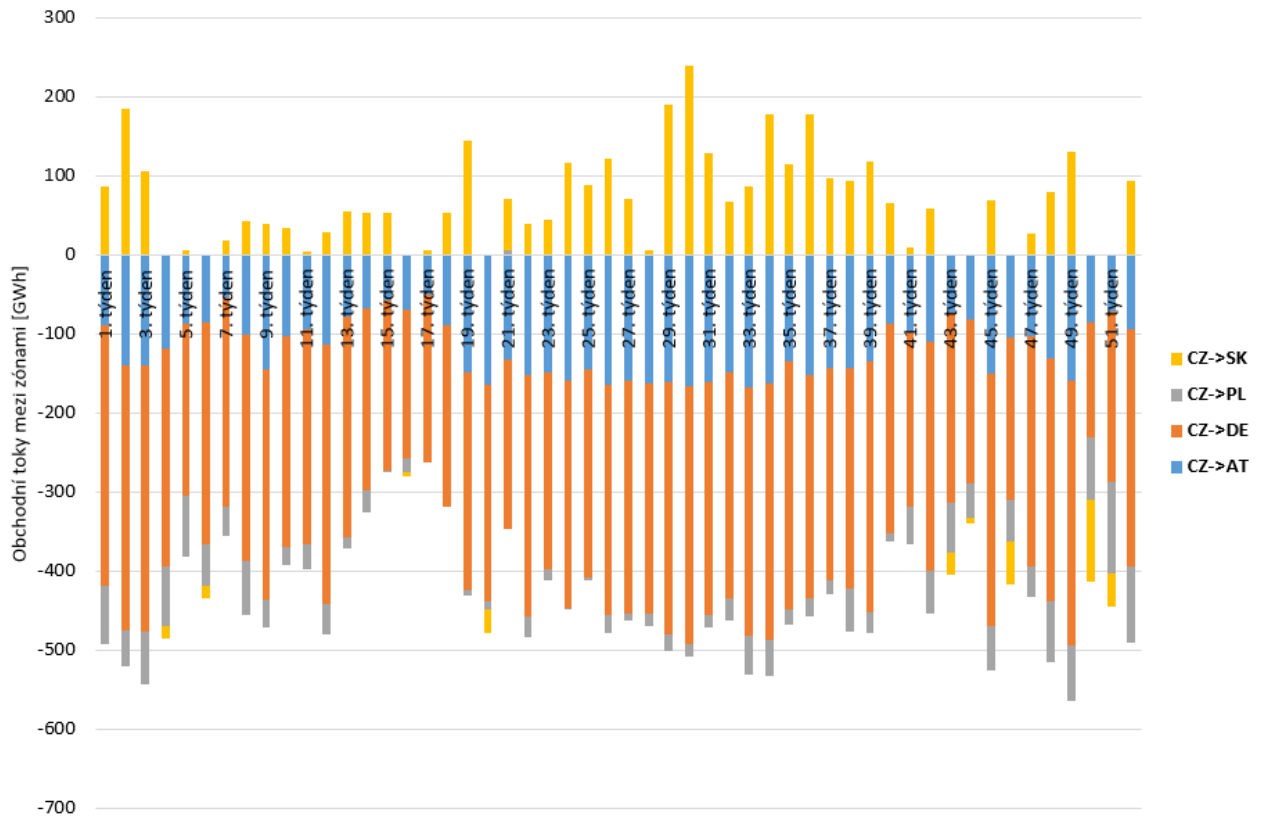
Scénář ST 2040 je použit jako referenční scénář pro modelový rok 2040 a jeho okolí bude použito i pro následující modelové scénáře k tomuto roku. Tento scénář vychází z předpokladů nízkého rozvoje obnovitelných zdrojů, odstavení černouhelných elektráren, postupné odstavování hnědouhelných elektráren a odstavení jaderné elektrárny Dukovany bez náhrady. Detailnější popis scénáře je v kapitole 3.3.1.

Na Obr. 4.9, kde je zobrazena výroba zdrojů v ČR pro tento scénář, si lze všimnout, jak nedostatek instalované kapacity snižuje soběstačnost české energetiky. Ani v jednom z týdnů v modelovém roce se nepodaří mít vyrovnanou bilanci, natož dnešní exportní stav. Díky nízké výrobě je potřeba dovážet elektřinu každý týden v roce, což se projeví i na změnách síťových toků, které jsou popsány níže.



Obr. 4.9 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro scénář ST 2040

Obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami jsou zobrazeny na Obr. 4.10. Neustálý import elektřiny z Německa, Polska i Rakouska je důsledek nedostatečného výkonu v ČR s nízkými provozními náklady. Export na Slovensko je důsledkem přenosu energie z obnovitelných zdrojů, jejichž provozní náklady jsou v obchodních výpočtech považovány za 0 Euro.



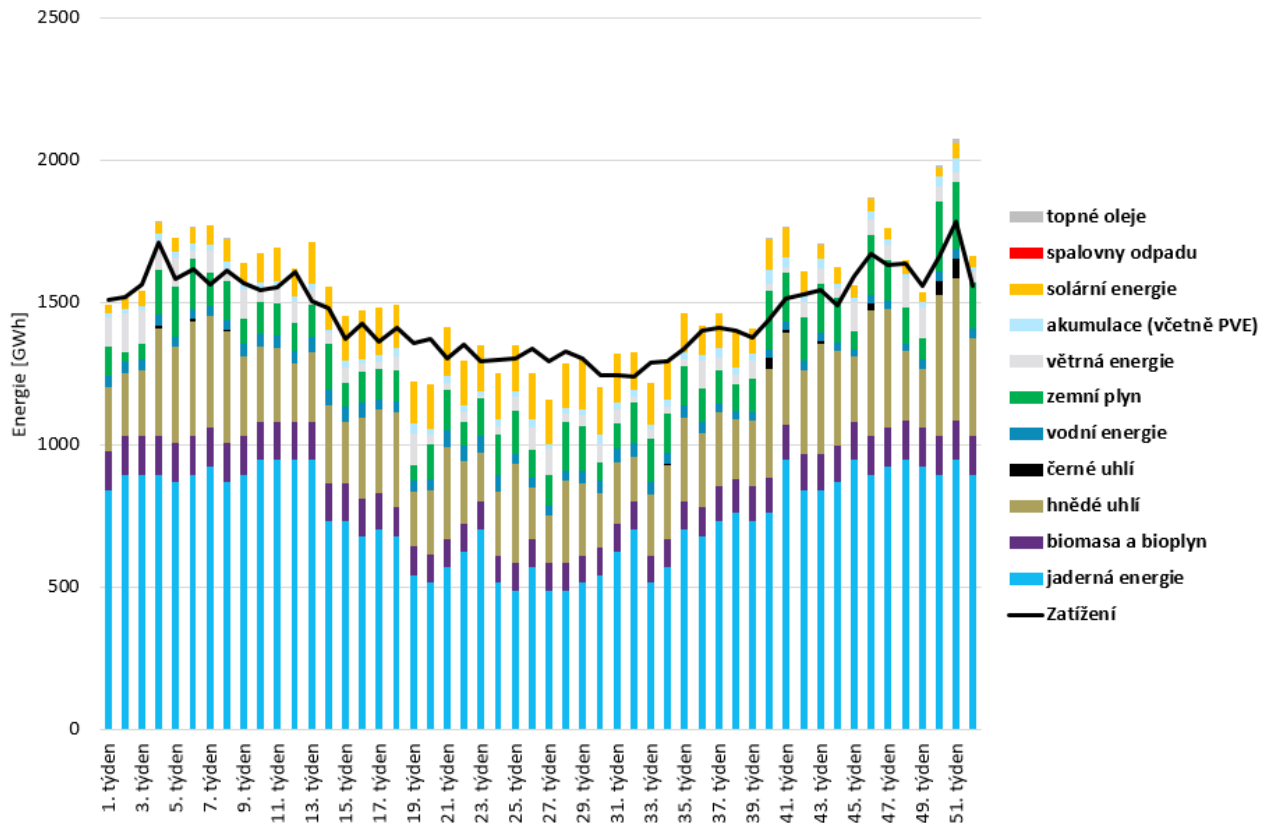
Obr. 4.10 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář ST 2040

4.2.5 SEK 2040

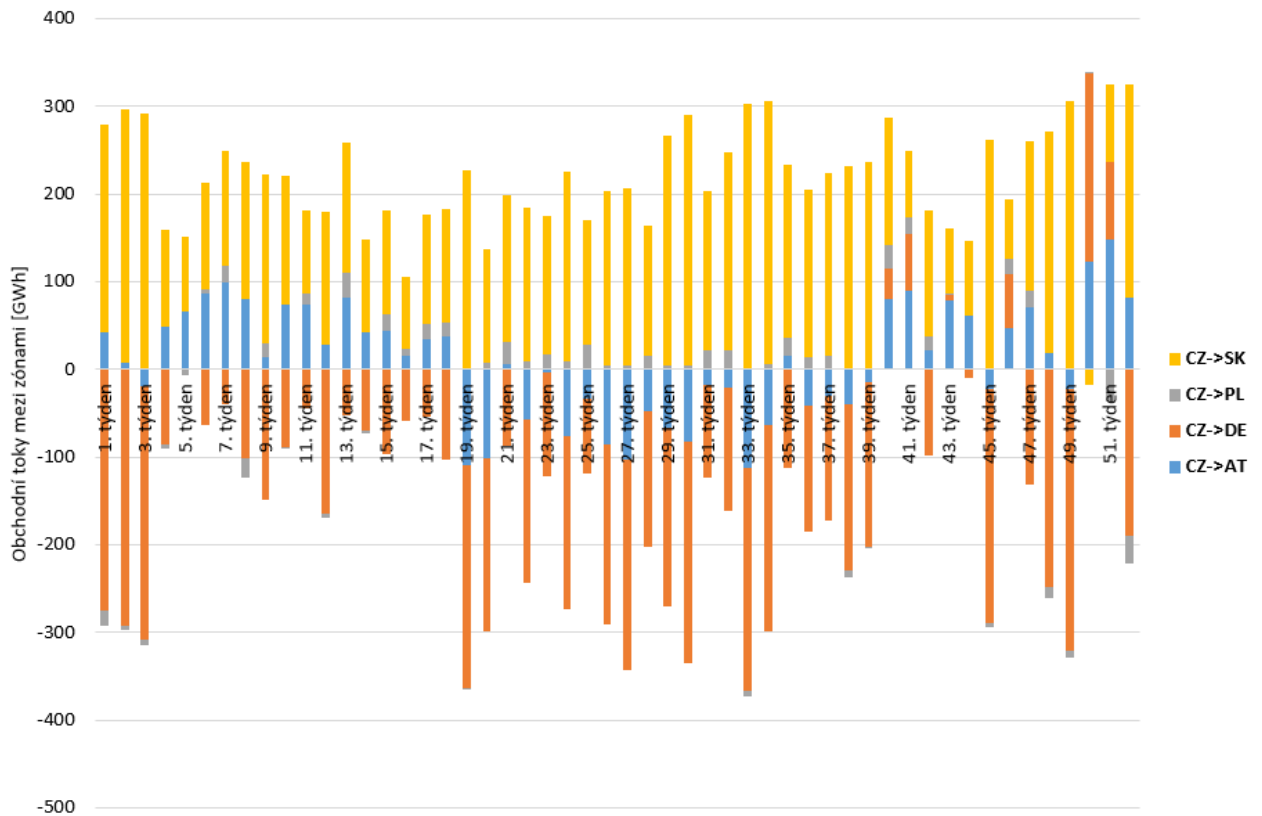
Obchodní scénář SEK 2040 ukazuje stav trhu, při splnění všech cílů vyplývajících z optimalizovaného scénáře obsaženého ve Státní energetické koncepci. Mezi ty hlavní cíle patří výstavba 2 nových jaderných bloků v kraji Vysočina po odstavení stávajících bloků, dostavba jednoho bloku v oblasti elektrárny Temelín, mírné navýšení spotřeby elektrické energie a rozvoj obnovitelných zdrojů s preferencí solární energie. Detailněji popis scénáře je možné najít v kapitole 3.2.1.

Výroba z jaderných zdrojů je v tomto scénáři dominantní, což lze potvrdit z výsledků nasazování zdrojů zobrazených na Obr. 4.11. Společně s jádrem tvoří důležitou roli ve výrobě elektřiny i hnědouhelné elektrárny a rozvíjející se obnovitelné zdroje, které jsou v denním diagramu vyrovnávány plynovými elektrárnami. Lze si povšimnout, že pro některé zimní a podzimní týdny (například 51. týden) dochází k najíždění i nejdražších zdrojů, a to černouhelných elektráren, které jsou v provozu jako výpomoc ČR zahraničí, když obnovitelné zdroje nejsou schopny dodávat dostatek elektřiny z důvodu klimatických podmínek.

Výhradní export energie z ČR na Slovensko je způsoben levně generovanou energií z jaderných elektráren a importem energie z obnovitelných zdrojů, hlavně z Německa. Rakouská zóna se z obchodního pohledu v zimním období chová jako importér, když v zemi není dostatek energie ve vodních zdrojích, zatímco v létě se situace otáčí a ČR může využívat jejich levnou energii z vodních zdrojů. Všechny týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami jsou zobrazeny na Obr. 4.12.



Obr. 4.11 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro scénář SEK 2040

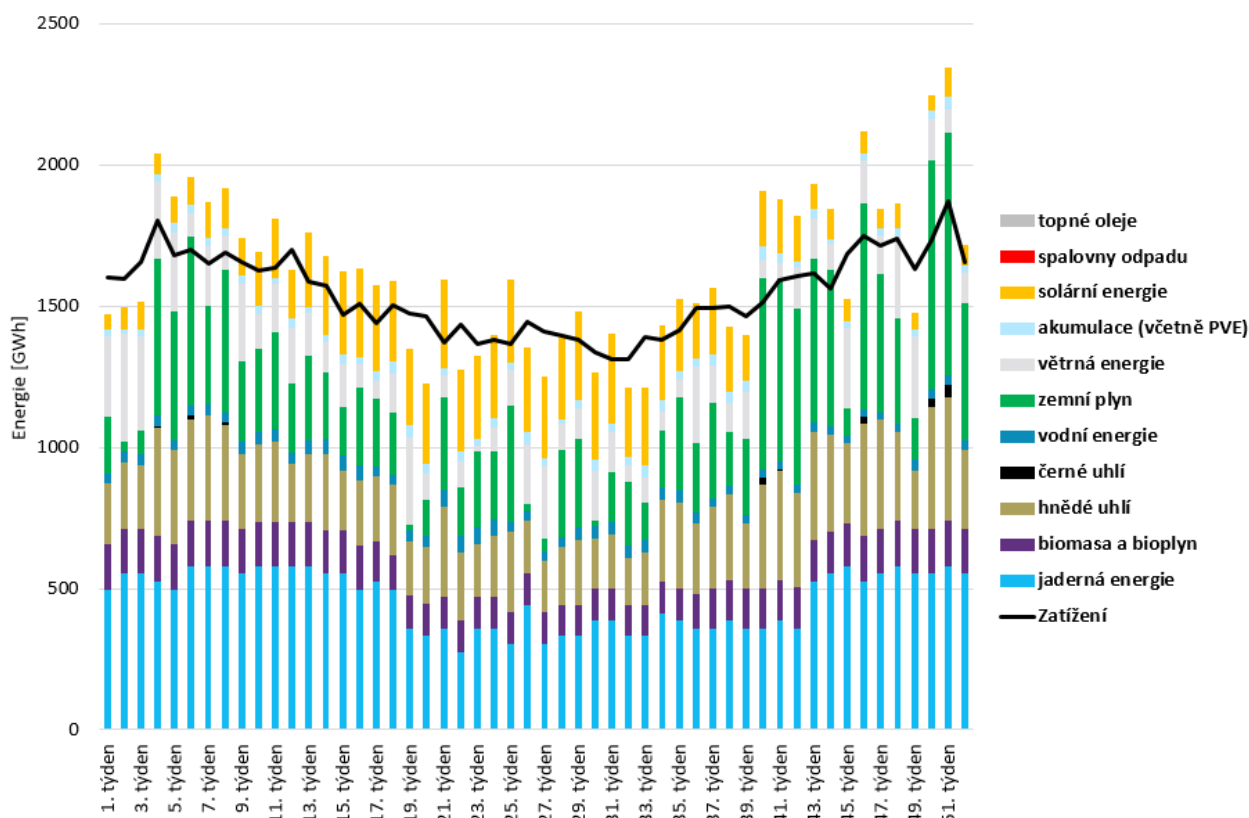


Obr. 4.12 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář SEK 2040

4.2.6 Decentrální 2040

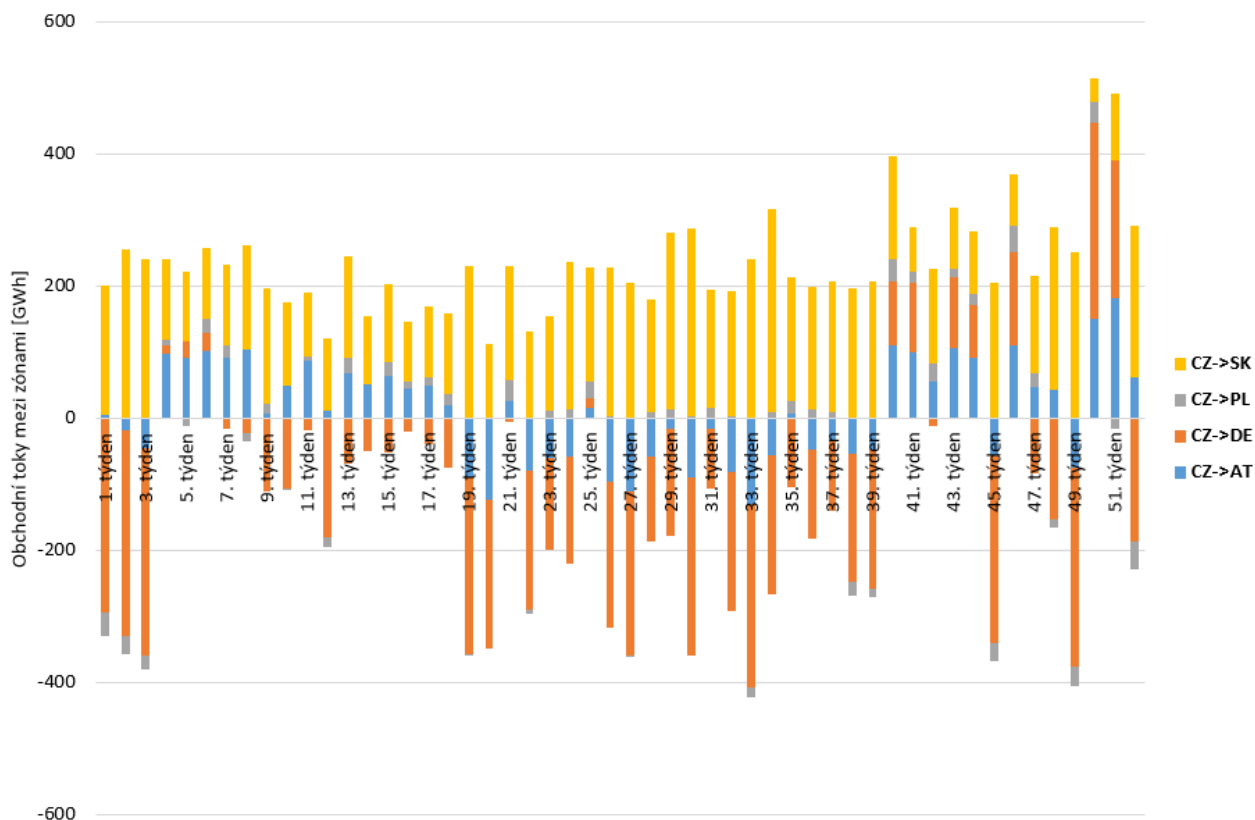
Decentrální vize České energetiky v roce 2040 cílí k útlumu instalovaného výkonu v klasických tepelných elektrárnách jak jaderných, tak hnědohelných. I přes toto snížení došlo po odstavení jaderné elektrárny Dukovany k částečnému nahrazení kapacity jedním novým blokem. Namísto těchto zdrojů vsází na vysoké využití obnovitelných zdrojů, které jsou v průběhu dne vyrovnávány plynovými elektrárnami, které jsou provozovány v polo špičkovém a špičkovém režimu. Detailněji je scénář popsán v kapitole 3.1.4.

Na Obr. 4.13 je zobrazena týdenní výroba zdrojů v ČR pro Decentrální vizi k roku 2040. Základní pásmo je tvořeno výrobou z jaderných elektráren a zdrojů spalujících bioplyn a biomasu. Výroba z obnovitelných zdrojů tvoří v některých týdnech až 50 % celkové vyráběné energie. Pro týdny s nedostatkem výroby z obnovitelných zdrojů je vidět vysoká výroba z plynových zdrojů, které nahradily hnědohelné zdroje. Černouhelné elektrárny jsou využívány jako systémové rezervy zapínající se pouze při dlouhotrvajícím nedostatku energie.



Obr. 4.13 Týdenní výroba zdrojů v ČR pro Decentrální variantu k roku 2040

Obchodní výměny mezi ČR a okolím jsou zobrazeny na Obr. 4.14. Vysoký export na Slovensko se vyskytuje i v týdnech s nízkým importem z Německa, což je způsobeno vysokým podílem energie vyrobené z obnovitelných zdrojů a jádra, které mají nízké provozní náklady. Bilance s Rakouskem je výhradně ovlivněna ročním obdobím, kde v letních měsících mají k dispozici více energie z vody a dalších obnovitelných zdrojů. To lze dokázat na bilanci na začátku a konci roku, kde je Rakousko závislé na českém exportu, zatímco během léta je situace zcela obrácená.



Obr. 4.14 Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro Decentrální variantu k roku 2040

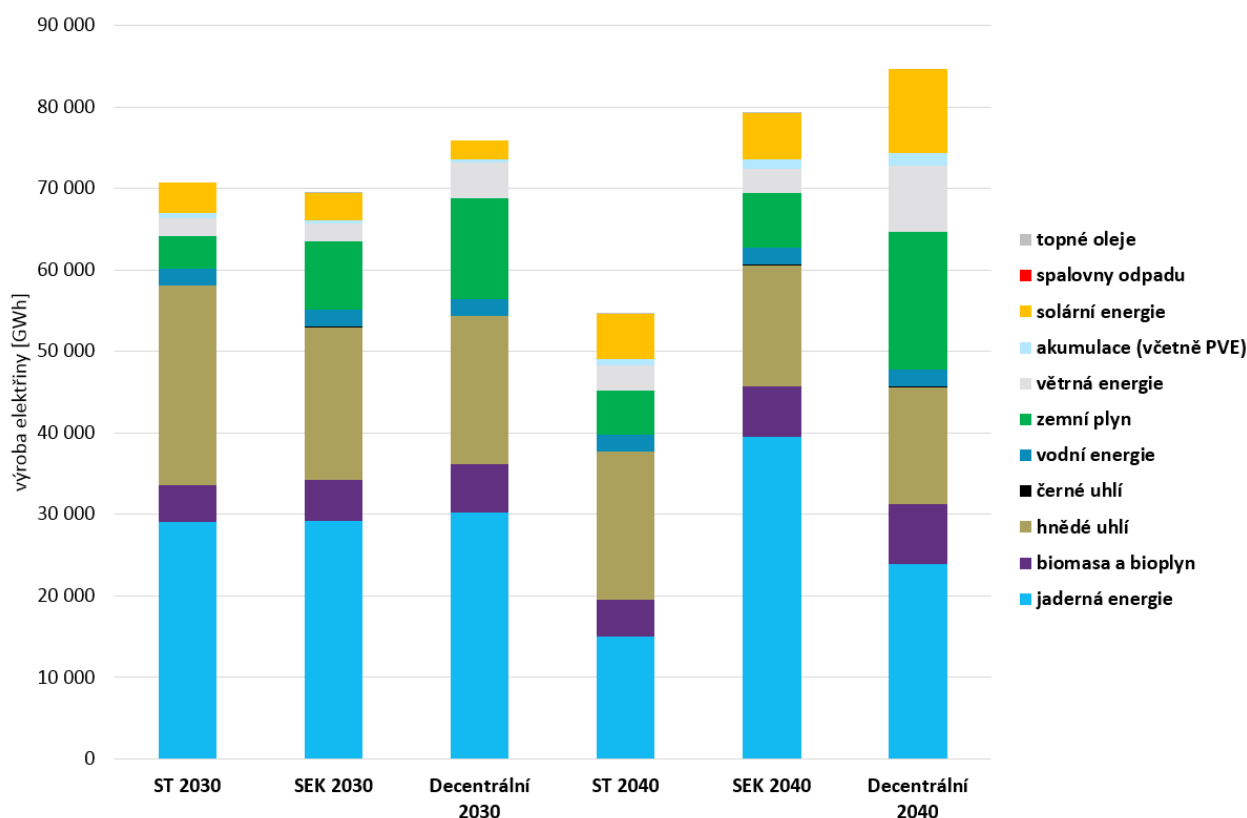
4.3 Shrnutí ročních výsledků a jejich rozdílů mezi použitými scénáři

Pro výše modelované scénáře je vytvořeno srovnání ročních výsledků, kde pro názornost jsou oba horizonty srovnány ve stejných grafech.

Pro scénáře směřující k roku 2030 se výsledky obchodního modelu liší jen v maličkostech (Obr. 4.15), protože časový interval mezi současností a modelovaným horizontem je z pohledu energetiky dost krátký. Z toho důvodu je například výroba z jaderných elektráren konstantní přes všechny tři scénáře, protože odstavení stávajících jaderných zdrojů je očekáváno až mezi lety 2030 – 2040. Hlavními rozdíly mezi těmito scénáři je využití hnědouhelných, plynových a obnovitelných zdrojů energie. Zatímco ST 2030 počítá s využitím stávajících hnědouhelných bloků s malým podílem elektráren na zemní plyn, scénář SEK 2030 a Decentrální varianta 2030 nastolují trend odstavení starých uhelných bloků a jejich nahrazování plynovými elektrárnami. Z pohledu Decentrálního scénáře jsou plynové elektrárny používány i pro kompenzování špiček zatížení a vyrovnávání bilance související s integrací nových obnovitelných zdrojů, zde zejména větrných elektráren.

Zatímco pro scénáře k roku 2030 byly rozdíly roční výroby velmi malé, pro horizont 2040 jsou výsledky odlišné již na první pohled. Zde hraje hlavní roli již zmiňované odstavení jaderné elektrárny Dukovany a s tím spojený další vývoj jaderné energetiky v ČR. Scénář ST 2040 je typickým příkladem scénáře, kde se po odstavení EDU do roku 2040 nepostaví žádný nový blok jakékoliv tepelné elektrárny, a ještě dojde k odstavení uhelných bloků. Mírný nárůst v produkci

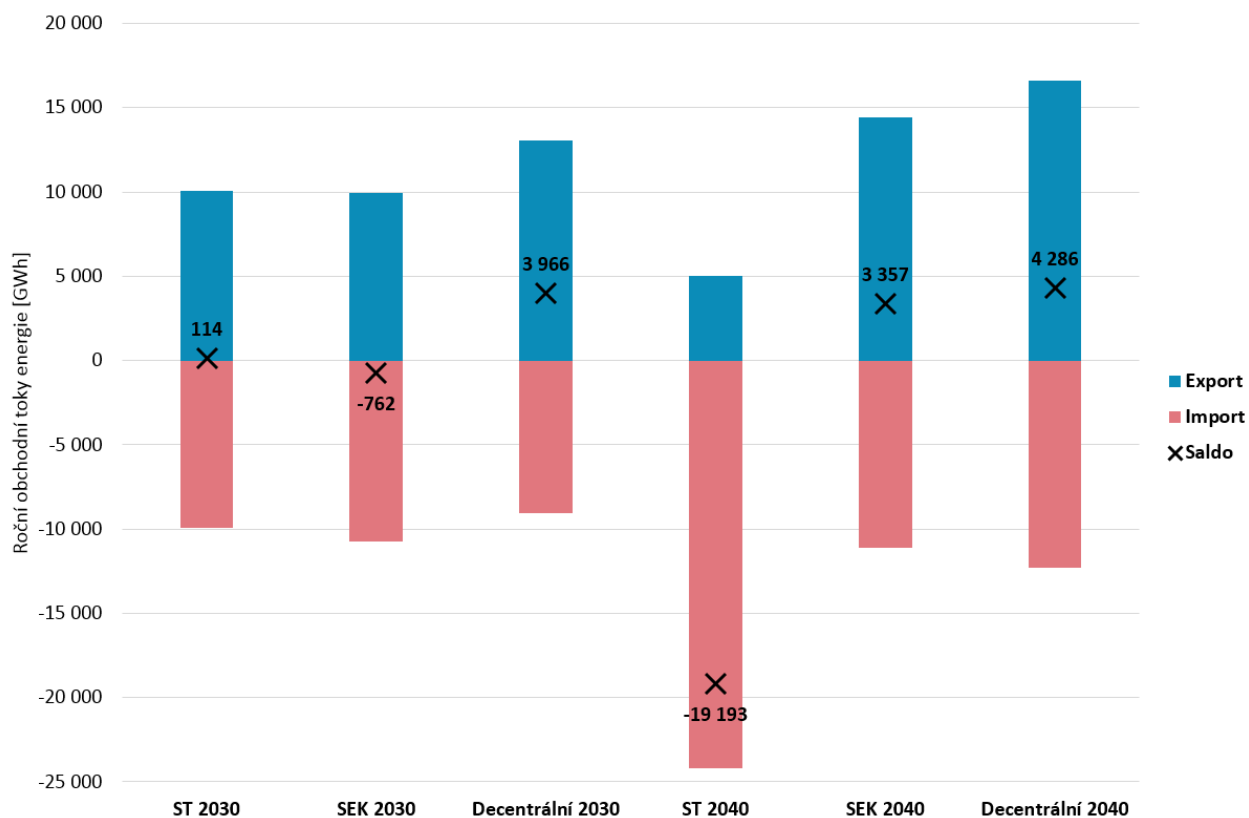
obnovitelných zdrojů nedokáže pokrýt celkovou poptávku po energii, což vede k vysokému nárůstu importu energie ze zahraničí (Obr. 4.16). Na optimalizovaném scénáři SEK 2040 lze pozorovat nárůst výroby z jaderných elektráren způsobený výstavbou 3 nových bloků po odstavení současné EDU. Z pohledu využití obnovitelných zdrojů očekává stále spíše pomalý nárůst, a to hlavně v solárních elektrárnách. Decentrální varianta 2040 je již na první pohled zajímavá svým energetickým mixem, který je téměř rovnoměrně rozdělen mezi jednotlivé typy elektráren. Oproti scénáři ST 2040, zde není tak velký propad ve výrobě z jádra, z důvodu výstavby jednoho nového bloku po odstavení současné EDU. Významně se zde zvýšilo i využití obnovitelných zdrojů, jejichž nepředvídatelnost je vyrovnávána rychle najíždějícími plynovými elektrárnami, jejichž celková výroba se také významně zvýšila.



Obr. 4.15 Srovnání roční výroby zdrojů v ČR pro modelované scénáře

Ovlivnění salda ČR (Obr. 4.16) je pro horizont 2030 dán jak výrobou, tak spotřebou elektrické energie. Očekávaná spotřeba energie při Decentrální variantě je téměř o 2 TWh vyšší než pro scénáře ST 2030 a SEK 2030, které mají poptávku po elektřině dost podobnou (Tab. 3.2). Společně se zvýšenou roční výrobou je i přes očekávané navýšení spotřeby pro Decentrální variantu 2030 možno pozorovat kladnou bilanci, což znamená exportní stav ČR. Změny v bilanci ČR pro scénáře ST 2030 a SEK 2030 jsou dány převážně vyšším využitím uhelných elektráren v ST 2030, zatímco v SEK 2030 se přechází na dražší plynové zdroje.

V porovnání obchodních toků pro výhledový rok 2040 vyčnívá scénář ST 2040, jehož výhradně importní charakter je důsledkem nedostatku instalovaných kapacit v ČR. Rozdíl mezi scénářem SEK 2040 a Decentrální variantou 2040 lze odůvodnit rozdílem v celkové výrobě a spotřebě ČR, která je uvedena v Tab. 3.3.



Obr. 4.16 Srovnání ročních obchodních toků a bilance ČR pro modelované scénáře

5 VÝPOČTY CHODU SÍTĚ V ČR

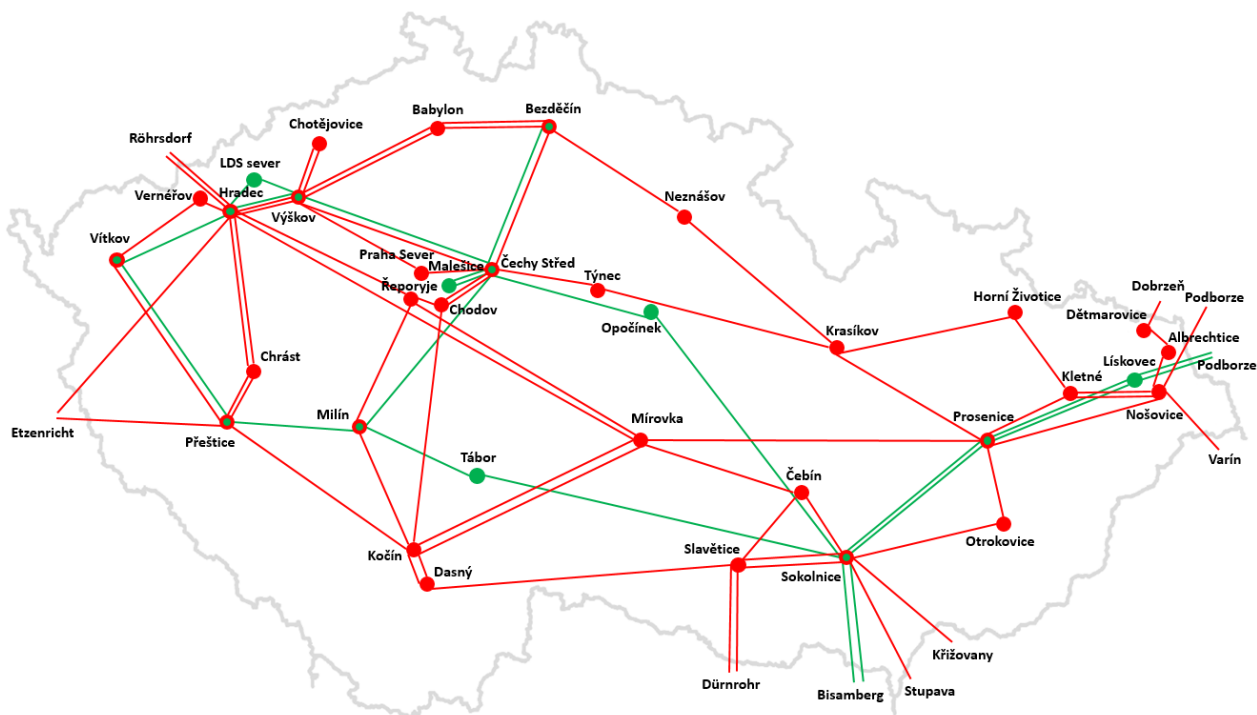
Síťové studie představují přenosovou soustavu v detailním pohledu a jsou použity pro výpočet reálných toků výkonu s ohledem na předpokládané rozložení výroby a spotřeby. Výsledkem tohoto detailního síťového výpočtu kompletní evropské synchronní zóny je pak identifikování úzkých míst v přenosové soustavě a také hodnocení adekvátnosti rozvoje PS.

5.1 Síťový model

Použitý evropský model sítě vychází z podkladů 28 států kontinentální Evropy, které jsou rozděleny do 38 obchodních zón. Model obsahuje bezmála 21 000 uzlů. Převážná část modelu je tvořena z modelu přenosových soustav, ale pro některé země, kde nelze zanedbat vliv distribuční soustavy je i ta modelována.

Výkon z obchodních modelů je do síťového modelu převeden na více než 6 000 elektráren, které obsahují necelých 20 000 bloků. To vše je propojeno více než 18 000 střídavými linkami a 6 000 transformátory. Model také obsahuje tlumivky a zařízení FACTS, které ovšem nebudou pro výpočet použity z důvodu zjednodušení výpočtu na stejnosměrný chod.

Pro výpočet ustáleného chodu bude použit model přenosové soustavy ke konci roku 2027, který je pro ČR upraven dle plánovaného rozvoje PS ([10]). Zjednodušená mapa je zobrazena na Obr. 5.1. Na této mapě jsou zobrazeny všechny přenosové linky, které budou dle plánovaného rozvoje PS v provozu. Červenou barvou jsou zobrazeny linky o napětí 400 kV a zelenou vedení o jmenovitém napětí 220 kV.



Obr. 5.1 Zjednodušená mapa PS ČR ke konci roku 2027 dle seznamu rozvoje viz [10]

Z důvodu ochrany citlivých informací společnosti ČEPS, budou vedení PS ČR přejmenována na anonymní ve formátu V1 – V89. Toto označení bude dále užíváno bez bližšího popisu.

5.2 Popis převodu dat mezi výstupy z programu pro modelování tržního prostředí a výpočtovým programem pro chod sítě

Pro překlad výsledků obchodního modelu do síťového je nutné vytvořit referenční síťový model. V tomto síťovém modelu je potřeba, aby všechny typy elektráren použité v obchodním modelu byly obsaženy také v modelu síťovém. Je také nutné, aby celkový instalovaný výkon pro daný typ elektráren byl v obou modelech shodný, z důvodu správného rozdělení výroby.

Z obchodního modelu bereme jako vstupy do síťového modelu výroby jednotlivých typů elektráren v daných hodinových řezech a obchodní toky do zón, které nejsou obsaženy v síťovém modelu pro vyrovnání celkové bilance.

Převáděcí skript je navržen tak, že je pro jednotlivé obchodní zóny možné vybrat, zdali je nutné brát v potaz typy elektráren nebo stačí výkon v obchodním modelu sečíst a rozdělit je poměrně na všechny elektrárny nezávisle na jejich typu. To lze využít například při neznalosti kompletní skladby zdrojů v některých státech, nebo pokud je obchodní zóna dostatečně vzdálena od pozorované oblasti pro zrychlení výpočtu.

Výkon z obchodního modelu se rozděluje na elektrárny úměrně jejich instalovanému výkonu. Např. pokud a byl okamžitý výkon jaderných elektráren v ČR 1000 MW a v síťovém modelu by byly nainstalovány dva bloky v Temelíně každý s instalovaným výkonem 1000 MW a čtyři bloky v Dukovanech každý s instalovaným výkonem 500 MW, rozdělil by se výkon na bloky dle následující rovnice:

$$P_{\text{blok gen.}} = \frac{P_{\text{gen. celkový}}}{P_{\text{instal. celkový}}} \cdot P_{\text{instal. bloku}}$$

Pro jeden blok v Temelíně by v tomto případě byl výkon:

$$P_{\text{Temelin 1}} = \frac{1000}{2 \cdot 1000 + 4 \cdot 500} \cdot 1000$$

$$P_{\text{Temelin 1}} = 250 \text{ MW}$$

Pokud se vyskytne chyba v modelu a daný typ elektrárny obsažený v obchodním modelu chybí v síťovém, odečítá se jeho výkon od celkového zatížení státu.

Převod zatížení je určen z referenčního modelu, kde je základní zatížení jednotlivých uzlů soustavy. V závislosti na velikosti zatížení z obchodních výstupů se pak úměrně zvyšuje, respektive snižuje zatížení uzlů.

Rozsah síťového modelu není shodný s modelem obchodním a pokrývá pouze kontinentální synchronní zónu v Evropě. Linky, které vystupují z rozsahu obchodního modelu, jsou modelovány jako zatížení v příslušných hraničních uzlech soustavy. V závislosti na toku výkonu z obchodního modelu, může tato zátěž nabývat kladných nebo záporných hodnot.

Dojde-li v obchodním modelu k maření energie, odečítá se tato zmařená energie od výroby z obnovitelných zdrojů, které vyrábí ve stejné době a stejné obchodní zóně, kde došlo ke zmaření energie. Odečítání se uskutečňuje postupně od těchto zdrojů, dokud není všechna zmařená energie rozdělena. Pořadí zdrojů je: vnitrozemní větrné elektrárny, přímořské větrné elektrárny, fotovoltaické elektrárny a ostatní obnovitelné zdroje.

Vyskytne-li se v obchodním modelu nedodávka energie, odečte se její množství od zatížení dané obchodní oblasti v daném časovém kroku.

Zatížení HVDC linek je vypočítáno z rozdílu úhlů mezi propojenými uzly a koeficientem reprezentující parametry HVDC linek.

5.3 Popis programu pro výpočet chodu sítě a použitých funkcí v programu

Pro tuto diplomovou práci je využito výpočetního programu PSS®E. Simulátor PSS®E od společnosti Siemens je balíček programů pro studium elektrizační sítě a chování generátorů v ustáleném i dynamickém stavu. Program dokáže řešit toky výkonu, analýzy poruch, ekvivalentní síťová uspořádání a dynamické simulace.

PSS®E je konstruován na předpokladu, že inženýr může získat z výpočetních nástrojů nejvíce při zachování nejbližší kontroly nad aplikací. Interaktivní struktura programu proto povzbuzuje uživatele, aby zkoumal výsledky jednotlivých kroků výpočtu, než přistoupí k dalšímu. Tím napomáhá uživateli porozumět schopnostem jednotlivých nástrojů bez nutnosti chápání vyšší matematiky. K provedení standartních studií jako výpočet toku výkonu nebo základní úlohy stability není potřeba žádných programátorských schopností. Pokud uživatel ovládá programovací jazyky Fortran nebo Python může jednoduše automatizovat základní procesy. [11]

Standartní maximální kapacity PSS®E z hlediska uzlů, větví, generátorů a dalších systémových komponent jsou shodné pro všechny programové funkce. V dnešní době je horní hranice uzlů omezena na 200 000, počet zátěží na 400 000, počet zdrojů na 35 260 a celkový počet větví na 400 000. [11]

5.3.1 Výpočet DCLF

V počátečních fázích plánovacího procesu, při identifikaci proveditelných alternativních plánů rozvoje je přijatelné použít zjednodušené linearizované síťové řešení DCLF (DC load flow = stejnosměrný tok výkonu), které je mnohem efektivnější pro výpočet toků výkonu.

Jednou široce používanou metodou je použití stejnosměrného řešení, které přemění složitý nelineární střídavý problém do jednoduchého lineárního obvodu. Výhodou tohoto přístupu je efektivní neiterativní přístup, který je použit pro dosažení přibližného výsledku. Díky rychlejšímu výpočtu lze za stejný čas prověřit více alternativ nebo kontingencí v porovnání s jedním střídavým výpočtem.

Stejnosemý model je vhodný pro rychlý výpočet toku činného výkonu. Zanedbává se tok jalového výkonu, změny ve velikosti napětí a předpokládá se, že pro většinu obvodů je reaktance

mnohonásobně větší než činný odpor a rozdíl úhlů napětí mezi dvěma uzly v síti je malý. Tyto předpoklady vedou ke zjednodušenému výpočtu toku výkonu z uzlu i do uzlu j [12]:

$$P_{ij} = \frac{\delta_i - \delta_j}{X_{ij}}$$

kde δ_i je úhel napětí uzlu i , δ_j je úhel napětí uzlu j a X_{ij} je reaktance mezi uzlem i a uzlem j .

Výkon vstupující do jednoho uzlu je poté součtem výkonů všech okruhů vstupujících do uzlu [12]:

$$P_i = \sum_{j=1}^n P_{ij} = \sum_{j=1}^n \frac{\delta_i - \delta_j}{X_{ij}}$$

5.3.2 Výpočet DCCC

Výpočet DCCC (DC contingency checking = kontrola stejnosměrné kontingence) vychází ze stejných předpokladů jako výpočet DCLF s tím, že se při výpočtu uvažuje s jedním nebo více vypnutými prvky v soustavě. Tento výpočet je nutný pro zajištění bezpečnostního kritéria N-1 v soustavě. Pro detailnější prozkoumání sítě je vhodné uvažovat i s výpadkem dvou prvků (N-1-1) a to hlavně v pracovních měsících duben až říjen kdy probíhá nejvíce prací na vedení.

Takovéto případy, které jsou nahodilé, je možné kategorizovat jako kontingence. Linearizovaný síťový výpočet kontingencí odhaduje toky výkonu na daných monitorovaných větvích pro základní stav a pro určité specifikované kontingence. Výsledkem výpočtu může být tabulka přetížených prvků nebo celkové zatížení linek při všech zadaných kontingencích.

5.4 Výpočet ustáleného chodu sítě ve stavu N a N-1

Pro výpočet ustáleného chodu jsou výsledky obchodních modelů přeloženy do síťového modelu, dle daných pravidel zmíněných v kap. 5.2. Následně je spuštěn program, který automaticky vypočítá stejnosměrný tok výkonu v celém modelu ve stavu N a vytvoří report pro monitorovanou oblast.

Pro výpočet stavu N-1 je nutné definovat monitorovanou oblast, která je v našem případě Česká republika. Dále je potřeba definovat prvky, které mají být při výpočtu N-1 vypnuty. V tomto případě se jednalo opět o prvky v celé České republice, jmenovitě vedení a transformátory o napěťové úrovni 220 kV a výše. Uvažuje se pouze jednoduchá kontingence, to znamená, že i u dvojitých vedení je ve vypnutém stavu vždy pouze jedno z nich. Výpočetní program PSS®E automaticky vypíná jednotlivé prvky v soustavě, vypočte stejnosměrný tok výkonu v monitorované oblasti a vytvoří seznam přetížených linek pro jednotlivé kontingence.

Pro identifikaci potenciálního úzkého místa v soustavě je jako dolní hranice uvažováno zatížení linky alespoň na 100% své jmenovité zatížitelnosti ve stavu N-1, z toho důvodu jsou pro jednotlivé scénáře vypsané pouze ty linky, jejichž zatížení se alespoň jednou za sledované období dostalo ve stavu N-1 přes 100%.

Při ročním výpočtu (8736 hodinových řezů) lze obtížně sledovat každé přetížení nezávisle na ostatních, a proto je zavedeno pozorování četností přetížení při zatížení vedení přes 80, 90 a 100 procent a také maximální hodnoty zatížení v monitorovaném období.

5.4.1 ST 2030

Ve spolupráci s ostatními provozovateli přenosové soustavy v Evropě v rámci ENTSO-E je vytvořen referenční model PS obsahující celou kontinentální Evropu. Tento model byl speciálně vytvořen pro scénář ST 2030, proto nebylo nutné nijak upravovat tento model při překládání výsledků pro scénář ST 2030.

Z celkového počtu 89 linek v soustavě se přetížení ve stavu N-1 alespoň jednou ve sledovaném roce vyskytlo na 23 vedeních. Z pohledu sítě 220 kV je možné rozdělit těchto 8 linek, kde došlo k přetížení na dvě související oblasti. První z nich je tvořena linkami V8 a V16, která se nachází na západě České republiky. V této oblasti dochází k přetížení pouze při kontingenci ve stavu N-1 při výpadku linky V12. Druhá oblast je tvořena koridorem linek V16, V17, V20, V21, V22 a V23. Zde dochází v pár případech k přetížení již v základním stavu. Přetížení ve stavu N-1 je v tomto případě způsobeno výpadkem vždy jednoho potahu dvojitého vedení.

Přetížení sítě 400 kV lze také rozdělit na 3 oblasti. První z nich je koridor, kde se přes vedení V28, V59, V60, V64 uzavírá kruhový tok energie ze zahraničních přenosových soustav. Druhou oblast tvoří linky V50, V57, V58, V61, V62, V74, V82 a V83 nacházející se na západě ČR. Jedním z důvodů zvýšeného zatěžování těchto linek je uzavírání kruhového toku mezi severem a jihem Německa. Linky V40, V43, V44, V61 a V62 tvoří poslední třetí oblast procházející středem České republiky. Přetížení těchto linek je způsobeno převážně tokem výkonu ze severovýchodu na jihozápad.

Tab. 5.1 Zatížení jednotlivých linek v ČR při scénáři ST 2030

Jméno linky	Základní stav (N)				Stav při kontingenci (N-1)			
	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V8	0.00	0.00	0.00	61.60	0.18	0.17	0.15	148.10
V10	0.00	0.00	0.00	56.60	0.18	0.18	0.18	133.20
V16	0.96	0.43	0.16	118.10	8.86	5.15	2.88	172.60
V17	0.96	0.43	0.16	118.10	8.86	5.15	2.88	172.60
V20	0.31	0.03	0.00	92.50	6.39	2.13	0.60	126.90
V21	0.31	0.03	0.00	92.50	6.39	2.13	0.60	126.90
V22	1.93	0.37	0.03	103.80	42.49	30.11	18.35	162.70
V23	1.93	0.37	0.03	103.80	42.49	30.11	18.35	162.70
V28	1.21	0.17	0.01	100.50	5.38	1.51	0.25	112.90
V40	0.50	0.09	0.01	100.40	4.49	1.42	0.38	125.70
V43	0.09	0.00	0.00	82.80	3.88	0.87	0.01	101.10
V44	0.01	0.00	0.00	80.10	4.04	1.25	0.15	105.00
V50	0.71	0.26	0.03	104.10	16.15	9.86	5.64	160.70
V57	0.00	0.00	0.00	78.00	1.63	0.80	0.47	128.10
V58	0.33	0.06	0.00	98.30	1.61	0.76	0.45	127.80
V59	1.11	0.07	0.00	93.70	9.49	4.37	1.20	115.80

Jméno linky	Základní stav (N)				Stav při kontingenci (N-1)			
	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V60	0.03	0.00	0.00	83.90	6.60	3.26	1.01	126.20
V61	4.41	1.14	0.06	103.00	20.30	16.14	12.33	157.50
V62	4.41	1.16	0.06	103.00	20.30	16.15	12.33	157.50
V64	0.00	0.00	0.00	79.90	3.95	1.03	0.08	104.10
V74	1.01	0.34	0.08	108.50	7.96	4.04	1.79	144.30
V82	0.05	0.00	0.00	82.30	4.11	1.29	0.25	111.50
V83	0.38	0.00	0.00	89.70	5.98	2.40	0.64	111.50

5.4.2 SEK 2030

Pro scénář SEK 2030 je nutné před startem výpočtu chodů sítě upravit model, aby instalované výkony elektráren odpovídaly obchodnímu modelu. Hlavním rozdílem mezi scénáři je výroba z elektráren ze zemního plynu (600 MW), a proto jsem do modelu přidal jeden nový blok do lokality odstavovaných uhelných bloků. Malé rozdíly instalovaných výkonů v hnědouhelných, solárních, větrných a vodních zdrojích byly řešeny proporcionálním zvýšením (snížením) již instalovaných elektráren. Spotřeba elektřiny je také rovnoměrně zvýšena v celém síťovém modelu ČR.

V Tab. 5.2 Tab. 5.1 jsou zobrazeny linky, které byly při tomto scénáři alespoň jednou v roce přetíženy ve stavu N-1. V síti o napěťové hladině 220 kV opět dochází k přetížení koridoru tvořeného vedeními V16, V17, V20, V21, V22 a V23 obdobně jako v předchozím scénáři. Je nutné podotknout, že 220 kV linky slouží převážně jako záložní a tato přetížení lze řešit způsobem zapojení soustavy a změny zapojení odběrů a výroby z distribuční soustavy mezi transformovny 220 a 400 kV. Mimoto přetížení na těchto linkách ve stavu N-1 vzniká, jako důsledek výpadku jednoho ze dvou potahů na dvojité lince.

Z pohledu sítě 400 kV se přetížení v soustavě nachází ve třech částech soustavy. V první lokalitě dochází k přetěžování linek V28, V59, V60 a V64 v důsledku zvýšeného přenosu výkonu mezi Polskem a Slovenskem. Na západě republiky se jedná o zatěžování ve spojitosti s kruhovými toky mezi severem a jihem Německa, které navyšují toky na vedeních V50, V57, V58, V61, V62, V74, V82 a V83. Poslední částí ČR se zvýšenými zatíženími linek PS je jižní Morava, kde dochází k občasnému přetěžování linek V40 a V44 z důvodu přenosu energie od velkého zdroje. V tomto scénáři je možné pozorovat i mírné přetížení profilu tvořeného vedeními V55 a V56 do Rakouska.

Tab. 5.2 Zatížení jednotlivých linek v ČR při scénáři SEK 2030

Jméno linky	Základní stav (N)				Stav při kontingenci (N-1)			
	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V16	1.02	0.45	0.19	115.50	8.76	4.99	2.99	168.70
V17	1.02	0.45	0.19	115.50	8.76	4.99	2.99	168.70
V20	0.29	0.03	0.00	91.20	6.42	2.29	0.74	126.10
V21	0.29	0.03	0.00	91.20	6.42	2.29	0.74	126.10

Jméno linky	Základní stav (N)				Stav při kontingenci (N-1)			
	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V22	1.74	0.30	0.02	105.00	41.51	29.72	17.83	164.50
V23	1.74	0.30	0.02	105.00	41.51	29.72	17.83	164.50
V28	1.09	0.13	0.00	98.90	4.29	1.40	0.19	112.30
V40	0.56	0.15	0.02	101.60	4.89	1.60	0.38	128.00
V44	0.05	0.00	0.00	86.30	3.99	1.41	0.30	113.60
V50	0.90	0.46	0.09	107.50	19.48	12.26	7.45	174.10
V55	0.00	0.00	0.00	67.80	2.51	0.27	0.01	100.80
V56	0.00	0.00	0.00	67.80	2.51	0.27	0.01	100.80
V57	0.01	0.00	0.00	83.70	3.00	1.83	0.98	139.50
V58	0.77	0.38	0.09	109.40	3.18	1.90	1.00	141.10
V59	1.19	0.07	0.00	95.30	10.67	5.44	1.48	117.50
V60	0.07	0.00	0.00	89.90	8.07	4.17	1.39	129.70
V61	6.03	1.74	0.18	105.30	22.18	18.51	14.88	161.00
V62	6.06	1.74	0.18	105.30	22.18	18.51	14.89	161.00
V64	0.03	0.00	0.00	81.40	5.13	1.26	0.10	104.90
V74	3.45	1.59	0.66	121.30	11.92	6.72	3.72	161.40
V82	0.55	0.02	0.00	93.80	7.45	2.72	0.78	128.10
V83	1.40	0.10	0.00	96.10	11.73	4.99	1.53	128.20

5.4.3 Decentrální 2030

Instalovaný výkon zdrojů v Decentrální variantě 2030 se liší od scénáře ST 2030 a z toho důvodu je nutné upravit zdrojovou skladbu v síťovém modelu před započítáním simulace chodu sítě. Rozdíly v solární, větrné a vodní energii jsou dostatečně malé, aby nám stačilo snížit, respektive zvýšit výkon na stávajících zdrojích. Oproti tomu výkon v elektrárnách na zemní plyn je o necelých 1500 MW vyšší v této variantě oproti referenčnímu scénáři ST 2030. Proto jsou do modelu přidány dvě paroplynové elektrárny, obě do lokalit plánovaných odstavovaných uhelných elektráren. Zvýšená spotřeba byla rozpočtena poměrně do stávajících uzlů.

Vedení, jejichž maximální zatížení při kontingenci přesáhla v tomto scénáři jejich jmenovité zatížení, jsou zobrazena v Tab. 5.3. V PS o napětí 220 kV lze pozorovat občasná přetížení na vedeních V16, V17, V20, V21, V22 a V23, nacházejících se na východě ČR. V síti 400 kV lze pozorovat přetížení linek v několika zónách. V Moravskoslezském kraji dochází k přetížení hraničních vedení, což vzniká v důsledku přenosu energie mezi Polskem a Slovenskem přes ČR. Severozápadní území trápí podobný problém s přetěžováním linek, které spojují přeshraniční vedení mezi německými provozovateli 50Hertz a TenneT. Ojedinelé přetížení se ve stavu N-1 vyskytne i na linkách V40 a V44 jako důsledek přenosu energie z velkých elektráren. Připojením nových paroplynových bloků se nám vyskytlo přetížení na vedeních V34 a V87. Při vzácných stavech soustavy dochází při výpadku jedné z linek do Rakouska k přetížení druhého vedení na stožáru.

Tab. 5.3 Zatížení jednotlivých linek v ČR při Decentrální variantě pro rok 2030

Jméno linky	Základní stav (N)				Stav při kontingenci (N-1)			
	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V16	0.92	0.32	0.02	104.10	8.85	5.52	2.86	152.10
V17	0.92	0.32	0.02	104.10	8.85	5.52	2.86	152.10
V20	0.25	0.03	0.00	90.80	5.72	2.03	0.61	124.20
V21	0.25	0.03	0.00	90.80	5.72	2.03	0.61	124.20
V22	3.17	0.61	0.11	112.30	45.82	35.84	23.67	175.90
V23	3.17	0.61	0.11	112.30	45.82	35.84	23.67	175.90
V28	1.57	0.25	0.01	101.60	5.64	1.96	0.35	116.00
V34	0.00	0.00	0.00	61.70	2.38	0.62	0.11	107.20
V40	0.41	0.07	0.00	97.30	3.64	0.97	0.29	123.00
V44	0.32	0.02	0.00	92.40	5.70	2.88	0.84	122.10
V50	1.24	0.61	0.18	112.60	19.52	13.40	8.39	179.20
V55	0.00	0.00	0.00	70.90	4.38	1.04	0.09	105.40
V56	0.00	0.00	0.00	70.90	4.38	1.04	0.09	105.40
V57	0.07	0.00	0.00	85.70	3.62	2.47	1.39	144.20
V58	1.48	0.61	0.18	114.60	4.56	2.72	1.50	147.00
V59	0.84	0.01	0.00	91.00	9.70	4.10	0.89	113.60
V60	0.03	0.00	0.00	85.90	6.93	3.06	0.86	125.90
V61	5.28	1.16	0.06	105.60	20.68	17.39	13.84	161.50
V62	5.29	1.17	0.06	105.60	20.68	17.40	13.84	161.50
V64	0.00	0.00	0.00	76.80	3.75	0.77	0.10	104.80
V74	5.33	2.63	1.30	126.50	15.89	9.97	5.67	167.50
V82	1.10	0.25	0.03	102.80	8.75	3.91	1.63	138.00
V83	2.20	0.35	0.06	105.30	11.64	5.73	2.13	140.50
V87	0.00	0.00	0.00	61.70	2.38	0.62	0.11	107.20

5.4.4 ST 2040

Scénáře pro rok 2040 slouží převážně jako podněty pro další rozšíření soustavy, protože referenční síťový model je stále předpokládán se stavem sítě pro konec roku 2027 dle seznamu plánovaného rozvoje dostupného zde [10].

Pro správné převedení obchodních výsledků scénáře ST 2040 do síťového modelu je nutné provést několik zásadních změn v síťovém modelu. V první řadě se téměř dvakrát snížil instalovaný výkon z hnědého uhlí, což znamená vypnutí poloviny hnědouhelných elektráren jako například Tušimice, Mělník, Tisová a Vřesová. Následně došlo k odstavení celé jaderné elektrárny Dukovany bez postavení nového bloku. Z důvodu zvýšení instalovaného výkonu v zemním plynu byl do síťového modelu připojen nový paroplynový blok na území odstavených uhelných elektráren. Zároveň došlo k odstavení poslední černouhelné elektrárny. Změny v instalovaném výkonu obnovitelných zdrojů byly poměrně rozděleny na celé území ČR.

Scénář ST 2040 je extrémně závislý na importu elektřiny ze zahraničí což se projevuje i na zatížení linek (Tab. 5.4). PS o napěťové hladině 220 kV je přetížena v několika hodinách v roce v oblasti tvořené vedeními V16, V17, V20, V21, V22 a V23, kde v základním stavu dochází nejčastěji k přetěžování hraničních linek. Vysoký import elektřiny převážně z Německa (Obr. 4.10)

způsobuje přetížení vedení na západě ČR. Na severovýchodě Moravy dochází k přetěžování hraničních linek.

Tab. 5.4 Zatížení jednotlivých linek v ČR při scénáři ST 2040

Jméno linky	Základní stav (N)				Stav při kontingenci (N-1)			
	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V16	2.64	1.72	1.02	144.40	10.41	6.42	4.19	210.90
V17	2.64	1.72	1.02	144.40	10.41	6.42	4.19	210.90
V20	0.21	0.02	0.00	96.40	2.99	1.17	0.52	129.60
V21	0.21	0.02	0.00	96.40	2.99	1.17	0.52	129.60
V22	1.27	0.38	0.10	107.60	26.34	16.77	9.05	168.70
V23	1.27	0.38	0.10	107.60	26.34	16.77	9.05	168.70
V28	2.00	0.30	0.05	109.70	6.54	2.11	0.38	121.70
V40	0.16	0.01	0.00	90.80	1.03	0.43	0.10	113.50
V43	2.48	0.14	0.00	97.00	15.71	6.04	1.14	118.40
V44	4.84	0.98	0.03	103.80	23.27	15.10	8.45	138.90
V48	0.00	0.00	0.00	66.00	4.53	0.78	0.03	104.30
V50	1.77	0.45	0.08	105.70	40.82	29.08	17.83	161.00
V51	0.00	0.00	0.00	78.30	6.87	1.84	0.18	107.20
V58	0.16	0.00	0.00	84.90	6.03	0.92	0.05	104.60
V59	7.84	2.76	0.61	116.40	21.03	13.99	8.30	151.30
V60	0.63	0.15	0.00	99.50	16.96	11.81	6.81	153.30
V61	11.05	5.07	1.61	114.40	36.14	29.46	23.52	175.00
V62	11.06	5.07	1.61	114.40	36.14	29.46	23.52	175.00
V64	2.04	0.41	0.01	103.20	13.54	7.66	3.26	138.00
V74	1.99	0.26	0.00	98.70	19.00	9.75	3.63	132.50
V75	0.00	0.00	0.00	60.40	6.96	1.64	0.08	104.40
V76	0.00	0.00	0.00	50.80	5.35	0.93	0.02	101.90
V82	0.85	0.02	0.00	91.30	13.11	4.61	1.26	121.30
V83	2.98	0.61	0.01	101.00	22.37	9.74	3.50	130.30
V88	0.00	0.00	0.00	66.00	4.53	0.78	0.03	104.30

5.4.5 SEK 2040

Hlavní úpravou, nutnou pro správný výpočet scénáře SEK 2040, je rozložení jaderných elektráren v ČR. V porovnání s referenčním síťovým modelem dojde k odstavení stávajících jaderných bloků v elektrárně Dukovany a jejich nahrazení dvěma novými bloky o elektrickém výkonu 2 x 1200 MW. Společně s tím se postaví jeden nový jaderný blok o výkonu 1200 MW v areálu jaderné elektrárny Temelín. Další významnou změnou je odstavení téměř poloviny instalovaného výkonu v hnědouhelných zdrojích. V návaznosti na to jsou v modelu vypnuty nejstarší hnědouhelné bloky jako například Tušimice, Mělník, Tisová a Vřesová. Nárůst instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů je proporcionálně rozdělen do rozvodů v celé ČR. Nárůst spotřeby je také rozdělen proporcionálně, tedy vždy stejný procentuální příspěvek k hodnotě z referenčního modelu.

Jak ovlivní tento obchodní scénář síť je zobrazeno v Tab. 5.5. Zde jsou vypsána vedení, kde dojde při ročním výpočtu alespoň k jednomu přetížení ve stavu N-1. V síti 220 kV dochází k přetížení oblasti tvořené koridorem linek V16, V17, V20, V21, V22 a V23. Významné využití

až občasné přetěžování vedení na severovýchodě ČR (vedení V28, V59, V60 a V64) je způsobeno kruhovým tokem mezi sousedními státy. Podobný problém se vyskytuje také na severozápadě ČR, kde přes naše území protéká kruhový tok mezi severní a jižní částí Německa, protože jak již bylo zmíněno, použitý síťový model obsahuje vedení pro rok 2027 bez nově plánovaného německého propojení severu s jihem. V souvislosti s výstavbou nových bloků vzniká problém s přenosem nově generované elektřiny což lze ukázat na přetížení linek V40, V41, V53 a V54. Dochází také ke zvýšení zatížení hraničních vedení V55 a V56.

Tab. 5.5 Zatížení jednotlivých linek v ČR při scénáři SEK 2040

Jméno linky	Základní stav (N)				Stav při kontingenci (N-1)			
	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V16	1.53	0.71	0.37	127.00	8.54	5.22	3.29	185.60
V17	1.53	0.71	0.37	127.00	8.54	5.22	3.29	185.60
V20	1.37	0.57	0.15	112.70	14.92	7.94	3.87	155.30
V21	1.37	0.57	0.15	112.70	14.92	7.94	3.87	155.30
V22	7.84	2.20	0.60	122.20	50.63	39.40	28.97	191.50
V23	7.84	2.20	0.60	122.20	50.63	39.40	28.97	191.50
V28	1.05	0.15	0.00	97.10	5.45	1.97	0.38	112.00
V40	6.44	2.42	0.71	123.30	15.56	7.82	3.93	146.40
V41	0.07	0.00	0.00	88.20	0.58	0.19	0.03	104.00
V43	0.18	0.00	0.00	85.00	7.23	1.90	0.11	106.00
V48	0.00	0.00	0.00	64.40	4.12	0.76	0.01	101.80
V50	1.05	0.50	0.13	109.20	28.93	18.77	11.28	162.90
V53	0.00	0.00	0.00	79.40	45.14	18.83	2.98	117.30
V54	0.00	0.00	0.00	78.50	43.89	17.73	2.53	116.70
V55	0.03	0.00	0.00	86.70	12.49	5.99	2.03	128.80
V56	0.03	0.00	0.00	86.70	12.49	5.99	2.03	128.80
V58	0.06	0.00	0.00	83.40	3.65	0.31	0.02	101.70
V59	2.90	0.76	0.13	108.00	10.44	5.47	2.45	134.80
V60	0.07	0.00	0.00	89.50	6.34	3.39	1.41	135.80
V61	8.59	3.70	0.79	111.90	29.05	23.47	18.44	171.10
V62	8.59	3.70	0.80	111.90	29.05	23.47	18.45	171.10
V64	0.49	0.08	0.00	93.60	4.80	2.07	0.64	120.50
V74	7.13	1.89	0.21	107.80	24.75	14.41	7.07	138.50
V78	0.00	0.00	0.00	72.30	8.07	1.40	0.07	105.20
V82	3.59	0.65	0.03	101.60	18.68	8.28	2.72	125.70
V83	8.05	2.31	0.33	109.70	26.21	14.23	5.96	133.50
V88	0.00	0.00	0.00	64.40	4.12	0.76	0.01	101.80

5.4.6 Decentrální 2040

V Decentrální variantě pro rok 2040 nastává odstavování velkých hnědouhelných elektráren, které jsou nahrazovány decentrálními obnovitelnými zdroji, které jsou vyrovnávány pomocí výkonu z nově instalovaných paroplynových elektráren. Z pohledu síťového modelu to znamená vypnutí dosluhujících hnědouhelných elektráren a připojení na stejné místo elektrárny paroplynové. Díky tomuto jevu jsou odstaveny staré uhelné elektrárny jako například Tušimice, Mělník, Tisová nebo Vřesová, na jejichž místo jsou připojeny nové paroplynové bloky. Dochází k odstavení stávajících bloků v EDU, které jsou zde nahrazeny jedním blokem o elektrickém výkonu 1200 MW. Instalace větrných a solárních elektráren je uvažována v místě spotřeby, takže

byla rozdělena v rámci celé ČR podle spotřeby. Stejně tak spotřeba byla proporcionálně rozdělena po celé ČR.

Z důvodu kompletně odlišného výrobního mixu v tomto scénáři a zvýšení instalovaného výkonu elektráren na severozápadě ČR dojde během jednoho roku alespoň k jednomu přetížení na 43 vedení z celkových 89. Na napěťové hladině 220 kV se přetěžuje i úsek tvořený linkami V2, V3, V4 a V8 z důvodu rozdělování výkonu z nových paroplynových zdrojů, jejichž výkon se kumuluje na severozápadě ČR. Přetížení dalších linek 220 kV vzniká na hraničních vedeních, jako důsledek změny dodávaného a odebíraného výkonu z rozveden a jejich stále stejné konfigurace.

Při pohledu na vedení 400 kV, lze pozorovat stejnou situaci jako na síti 220 kV, kterou je tok výkonu ze západu na východ. Díky instalaci nových paroplynových zdrojů na místa odstavených uhelných elektráren (převážně na západě ČR) dochází k nahodilým přetěžováním přenosových vedení spojujících Čechy s Moravou. Tento trend se vyskytuje na severu v koridoru V67, V68, V71 a V72, v centrální oblasti tvořené linkami V24, V25, V26, V43 a V44, a také na jihu ČR, kde dochází k přetížení vedení V50, V78, V75, V76 a V51. Společně s tímto novým jevem jsou česká vedení navíc zatěžována přetoky výkonu ze severní do jižní části Německa, což způsobuje přetěžování vnitřních a hraničních vedení. Zvýšení přenosu výkonu na jihu Moravy způsobuje ve stavu N-1 občasná přetížení vedení V40 a V41. Na severovýchodě ČR vzniká v důsledku nedostatku výkonu na Slovensku zvýšený přenos výkonu po vedeních V28, V59, V60, V64.

Tab. 5.6 Zatížení jednotlivých linek v ČR pro Decentrální variantu 2040

Jméno linky	Základní stav (N)				Stav při kontingenci (N-1)			
	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V2	0.03	0.00	0.00	89.30	1.30	0.22	0.03	107.40
V3	0.03	0.00	0.00	84.50	1.37	0.23	0.02	103.50
V4	2.42	0.58	0.07	103.60	7.93	2.52	0.63	115.70
V8	0.00	0.00	0.00	62.40	11.31	1.35	0.08	106.40
V16	1.25	0.49	0.18	124.80	10.19	5.96	3.61	182.30
V17	1.25	0.49	0.18	124.80	10.19	5.96	3.61	182.30
V18	0.00	0.00	0.00	78.20	0.88	0.18	0.01	101.30
V19	0.00	0.00	0.00	78.10	0.76	0.17	0.02	103.10
V20	0.38	0.01	0.00	91.50	4.50	1.57	0.70	123.10
V21	0.38	0.01	0.00	91.50	4.50	1.57	0.70	123.10
V22	9.81	3.35	0.96	130.70	46.79	36.71	27.52	204.80
V23	9.81	3.35	0.96	130.70	46.79	36.71	27.52	204.80
V24	0.00	0.00	0.00	71.40	1.34	0.52	0.10	104.10
V25	0.22	0.05	0.00	97.00	7.73	3.01	1.42	146.10
V26	1.10	0.41	0.07	119.70	6.88	4.34	2.46	168.90
V28	5.52	1.88	0.48	115.40	11.58	6.04	2.35	128.60
V40	0.19	0.02	0.00	91.10	0.90	0.29	0.15	117.90
V41	0.03	0.00	0.00	85.80	1.45	0.34	0.05	106.40
V43	1.04	0.01	0.00	92.10	10.16	3.56	0.70	111.90
V44	1.39	0.25	0.02	101.30	13.72	7.03	2.84	132.50
V48	0.00	0.00	0.00	65.00	3.02	0.46	0.02	102.60
V50	1.44	0.25	0.00	99.40	35.28	25.35	16.05	167.00
V51	0.00	0.00	0.00	73.60	1.60	0.23	0.02	101.20

Jméno linky	Základní stav (N)				Stav při kontingenci (N-1)			
	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 80% [%]	Četnost zatížení přes 90% [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V55	0.00	0.00	0.00	72.50	1.42	0.34	0.07	107.80
V56	0.00	0.00	0.00	72.50	1.42	0.34	0.07	107.80
V57	0.00	0.00	0.00	65.70	2.22	1.03	0.40	115.30
V58	1.19	0.46	0.05	104.90	5.28	2.08	0.98	127.90
V59	3.45	0.87	0.17	107.40	10.90	6.77	3.32	136.70
V60	0.23	0.01	0.00	91.90	10.87	6.02	2.55	142.50
V61	8.72	3.65	0.92	116.40	28.65	23.03	18.20	178.00
V62	8.72	3.66	0.94	116.40	28.65	23.04	18.20	178.00
V64	0.56	0.08	0.00	93.40	6.09	2.71	0.84	126.00
V67	0.00	0.00	0.00	76.40	1.28	0.38	0.07	110.50
V68	0.00	0.00	0.00	71.60	0.82	0.23	0.06	110.20
V71	0.00	0.00	0.00	64.00	1.13	0.48	0.15	118.00
V72	0.00	0.00	0.00	66.60	1.01	0.40	0.06	121.50
V74	10.21	3.61	0.79	113.70	29.49	19.15	11.31	140.80
V75	0.00	0.00	0.00	60.50	2.34	0.37	0.03	104.80
V76	0.00	0.00	0.00	51.00	1.77	0.21	0.02	102.20
V78	0.00	0.00	0.00	68.10	1.79	0.26	0.05	102.60
V82	2.20	0.42	0.02	102.90	17.01	7.69	2.87	127.00
V83	5.82	1.99	0.46	111.20	21.94	11.14	5.46	141.30
V88	0.00	0.00	0.00	65.00	3.02	0.46	0.02	102.60

6 ANALÝZA VÝSLEDKŮ, NAVRŽENÝCH OPATŘENÍ A JEJICH ZHODNOCENÍ

Pro objektivní vyhodnocení výsledků vypočtených ze síťových studií je nutné zhodnotit pravděpodobnost uvažovaných obchodních scénářů. Vyhodnocování vlivu jednotlivých scénářů lze kategorizovat podle toho, zda jsou v souladu s energetickou politikou ČR (SEK) a splňují dekarbonizační cíle vyplývající ze závazků vůči EU. Ostatní scénáře můžeme vnímat jako citlivostní analýzu, zda je česká přenosová soustava připravena i na dílčí uvažované, někdy i extrémní varianty energetického mixu.

Pro hodnocení adekvátnosti přenosové soustavy je pro vybrané obchodní scénáře proveden síťový výpočet s předpokládaným stavem soustavy na konci roku 2027, dle plánovaného rozvoje PS, který je veřejně dostupný zde [10]. Dle dosažených výsledků můžeme navrhnout technická opatření (například nový prvek v přenosové soustavě) jejíž přínos je možné ověřit aktualizovaným síťovým výpočtem se stejným obchodním modelem.

6.1 Srovnání výsledků jednotlivých scénářů a identifikace optimálního řešení pro většinu scénářů

V kapitole 5.4 jsou provedeny výpočty síťových toků pro šest obchodních scénářů. Z pohledu modelovaného roku rozdělujeme obchodní modely na dva horizonty 2030 a 2040, které je efektivně použít i pro hodnocení výsledků.

Roční výroba energie, její spotřeba i celkový výrobní mix zdrojů jsou pro scénáře k roku 2030 dost podobná (viz kapitola 4.3). Z toho důvodu vychází obdobně i zatížení přenosové sítě. Srovnání scénářů pro stav N-1 je zobrazen v Tab. 6.1. Prázdná pole v tabulce znamenají, že v daném scénáři nebylo identifikováno na tomto vedení ve stavu N-1 riziko přetížení. Hodnocení napříč scénáři je jedním z efektivních způsobů určení relevantnosti následných technických opatření.

Dle uvedených výsledků lze v jednotlivých částech přenosové soustavy vysledovat shodné riziko přetěžování profilu sestávajícího se z vedení V16, V17, V20, V21 V22 a V23, které je v tomto případě způsobeno kruhovým tokem mezi jednotlivými obchodními oblastmi (v daných scénářích jsou těmito oblastmi Polsko a Rakousko). Nutno podotknout, že riziko přetěžování tohoto profilu na hladině 220 kV by v reálné situaci bylo eliminováno zapojením přenosové soustavy včetně zapojení výroby a spotřeby v distribuční soustavě mezi soustavu 220 a 400 kV. V uvedeném modelu není toto řízení zapojení soustavy v současné době řízeno. Ve scénáři ST 30 došlo také k ojedinělému výskytu rizika přetížení úseku koridoru vedení V8 a V10 s obdobným způsobem eliminace rizika.

Z pohledu sítě 400 kV lze také nalézt tři oblasti v ČR, kde dochází k přetěžování vedení ve všech třech scénářích. První z těchto oblastí představuje skupina vedení V28, V59, V60 a V64, kde dochází k přetěžování hraničních linek s okolními přenosovými soustavami. Tato přetížení vznikají z důvodu výše zmíněného kruhového toku mezi Polskem a Slovenskem protékající přes území ČR. Druhou oblastí je profil mezi Polskem a Rakouskem, kde zvýšený tok výkonu přetěžuje opět hraniční vedení mezi ČR a Polskem. Na západě republiky můžeme pozorovat další oblast

s přetíženými vedeními. Důvodem vysokého zatížení je kruhový tok mezi severní a jižní částí Německa, který se uzavírá přes dvě paralelní větve. První z nich je tvořená linkami V58, V61, V62, V74, V82 a V83 a druhá je tvořena vedeními V57, V61 a V62. Z Německa přes ČR teče také výkon do Rakouska, který způsobuje přetěžování linek V44, V50, a také vedení V43, které však bylo přetíženo pouze ve scénáři ST 30. Tento problém je dispečersky řešen už v zárodku za pomoci transformátorů s řízeným posuvem fáze (PST). Vliv regulace PST není součástí analýzy v dlouhodobém plánování, protože tento prostředek je využíván v krátkodobém plánování provozu pro řešení situací v reálném čase. Při pohledu na přetížená vedení, která nejsou společná pro všechny tři scénáře, nalezneme v Decentrální variantě přetížená vedení V34 a V87, která rozvádí výkon z nové paroplynové elektrárny. Toto zatížení je odvislé od místa připojení takové budoucí elektrárny, jelikož vlastní lokace místa připojení není součástí vstupních předpokladů a může se v reálné situaci lišit. Pro účely ukázaní principů metodiky plánování rozvoje bylo umístění elektrárny zvoleno na základě expertního odhadu. Vzhledem k výše uvedenému přeshraničním tokům se hraniční propojení mezi Českem a Rakouskem v některých hodinách pohybuje na hraně zatížitelnosti a pro některé scénáře se i mírně přetížuje.

Při porovnání četnosti přetížení vedení lze mezi scénáři pro rok 2030 pozorovat jen malé rozdíly v řádu jednotek procent. Nejvyšší rozdíly mezi 400 kV linkami lze najít na západě republiky. Nejvyšší četnost přetížení vedení V61, V62 se vyskytuje u scénáře ST 2030, což je opodstatněno importní bilancí celého scénáře.

Tab. 6.1 Srovnání zatížení linek ve stavu N-1 pro scénáře 2030

Scénář	ST 2030		SEK 2030		Decentrální 2030	
	N-1		N-1		N-1	
Jméno linky	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V8	0.15	148.10				
V10	0.18	133.20				
V16	2.88	172.60	2.99	168.70	2.86	152.10
V17	2.88	172.60	2.99	168.70	2.86	152.10
V20	0.60	126.90	0.74	126.10	0.61	124.20
V21	0.60	126.90	0.74	126.10	0.61	124.20
V22	18.35	162.70	17.83	164.50	23.67	175.90
V23	18.35	162.70	17.83	164.50	23.67	175.90
V28	0.25	112.90	0.19	112.30	0.35	116.00
V34					0.11	107.20
V40	0.38	125.70	0.38	128.00	0.29	123.00
V43	0.01	101.10				
V44	0.15	105.00	0.30	113.60	0.84	122.10
V50	5.64	160.70	7.45	174.10	8.39	179.20
V55			0.01	100.80	0.09	105.40
V56			0.01	100.80	0.09	105.40
V57	0.47	128.10	0.98	139.50	1.39	144.20
V58	0.45	127.80	1.00	141.10	1.50	147.00
V59	1.20	115.80	1.48	117.50	0.89	113.60
V60	1.01	126.20	1.39	129.70	0.86	125.90
V61	12.33	157.50	14.88	161.00	13.84	161.50
V62	12.33	157.50	14.89	161.00	13.84	161.50
V64	0.08	104.10	0.10	104.90	0.10	104.80
V74	1.79	144.30	3.72	161.40	5.67	167.50

Scénář	ST 2030		SEK 2030		Decentrální 2030	
Jméno linky	N-1		N-1		N-1	
	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V82	0.25	111.50	0.78	128.10	1.63	138.00
V83	0.64	111.50	1.53	128.20	2.13	140.50
V87					0.11	107.20

Scénáře směřující k roku 2040 jsou mnohem radikálnější vzhledem ke změně výrobního mixu. Pro toto období se předpoklady projevují vysoce importním scénářem ST 2040, z hlediska jaderné energetiky optimistický SEK 2040 a kompletně odlišnou Decentralizovanou variantu 2040 opírající se o produkci z obnovitelných zdrojů. Roční výroba, spotřeba i celkový výrobní mix se mezi nimi velmi liší (viz kap. 4.3). Srovnání zatížení linek pro stav N-1 je zobrazeno v Tab. 6.2. Prázdná pole znamenají, že pro daný scénář nedošlo v žádné hodině v roce k přetížení vedení ve stavu N-1. Při hodnocení zatěžování soustavy je nutno zohlednit významně delší plánovací horizont k roku 2040, kdy nejsou zohledněny technická opatření identifikovaná pro horizont 2030.

Odlišnosti ve zdrojovém mixu se odráží i v zatěžování linek. Srovnání vedení pro scénáře 2040, kde se vyskytlo alespoň jedno přetížení v roce ve stavu N-1 je zobrazeno v Tab. 6.2. V napěťové hladině 220 kV dochází ve všech scénářích k vysokému zatěžování ve stejných oblastech jako u scénářů pro rok 2030. Zde by bylo použito stejné řešení pro eliminaci vysokého zatížení. Pro Decentrální variantu lze pozorovat ojedinělá přetížení na dalších vedeních 220 kV, která jsou způsobena rozložením nových paroplynových bloků v ČR, opět tak jako u scénářů k horizontu roku 2030 dáno expertním odhadem pro účely definice konzistentnosti obchodního a síťového modelu. Nutno podotknout, že PS 220 kV už v dnešní době plní hlavně záložní roli a v roce 2040 by již měla být dle předpokladů provozovatele přenosové soustavy plně odstavena.

I v PS o napěťové úrovni 400 kV můžeme najít společné rysy mezi scénáři 2040 a jejich alternativami pro rok 2030. V Moravskoslezském kraji také dochází k přetěžování příhraniční soustavy u hranic s Polskem a Slovenskem. Pro scénář ST 2040 se zvyšuje zatížení hraničních vedení V59 a V60 také z důvodu nedostatku domácí výroby, což způsobuje zvýšení výskytu přetížení ve stavu N-1 z jednoho až tří procent na šest až osm procent (pro představu to odpovídá zhruba 500 hodinám v roce, ve kterých se nově vyskytlo přetížení). Velká část energie je právě řešena importem ze severu Evropy a následným přenosem této energie po PS ČR (viz Obr. 4.10). To se dále promítá na všechny okolní linky V74, V82 a V83, které jsou díky přetoku přes hranici vysoce zatěžovány a v některých případech i přetěžovány. Výsledný tok přes ČR dále ovlivňuje další vedení jako jsou V43, V44, V50, V57 a V58.

Specifickým případem pro scénář SEK 2040 je přetížení linek V53 a V54 což je společně se zvýšením četnosti přetížení hraničních linek do Rakouska způsobeno zvýšením instalovaného výkonu jaderné elektrárny Dukovany. V Decentrální variantě 2040 se díky instalaci vysokého instalovaného výkonu v nových paroplynových elektrárnách na severozápadě ČR (opět dáno expertním odhadem) objevují přetížení v soustavě související s přenosem výkonu ze západu na východ. Dle tohoto významného vlivu se jeví vhodným řešením pro tuto variantu rovnoměrnější rozdělení výkonu z nových elektráren do celé ČR.

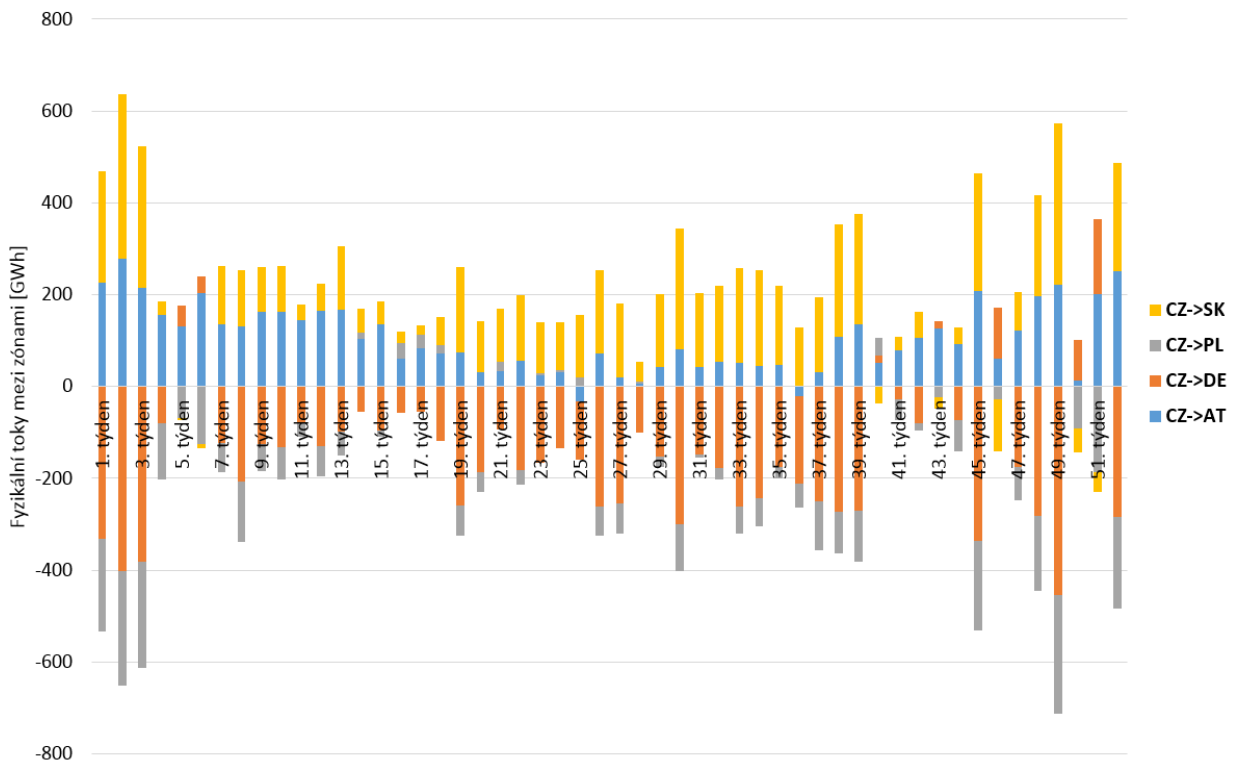
Tab. 6.2 Srovnání zatížení linek ve stavu N-1 pro scénáře 2040

Scénář	ST 2040		SEK 2040		Decentrální 2040	
	N-1		N-1		N-1	
Jméno linky	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]	Četnost zatížení přes 100% [%]	Maximální zatížení [%]
V2					0.03	107.40
V3					0.02	103.50
V4					0.63	115.70
V8					0.08	106.40
V16	4.19	210.90	3.29	185.60	3.61	182.30
V17	4.19	210.90	3.29	185.60	3.61	182.30
V18					0.01	101.30
V19					0.02	103.10
V20	0.52	129.60	3.87	155.30	0.70	123.10
V21	0.52	129.60	3.87	155.30	0.70	123.10
V22	9.05	168.70	28.97	191.50	27.52	204.80
V23	9.05	168.70	28.97	191.50	27.52	204.80
V24					0.10	104.10
V25					1.42	146.10
V26					2.46	168.90
V28	0.38	121.70	0.38	112.00	2.35	128.60
V40	0.10	113.50	3.93	146.40	0.15	117.90
V41			0.03	104.00	0.05	106.40
V43	1.14	118.40	0.11	106.00	0.70	111.90
V44	8.45	138.90			2.84	132.50
V48	0.03	104.30	0.01	101.80	0.02	102.60
V50	17.83	161.00	11.28	162.90	16.05	167.00
V51	0.18	107.20			0.02	101.20
V53			2.98	117.30		
V54			2.53	116.70		
V55			2.03	128.80	0.07	107.80
V56			2.03	128.80	0.07	107.80
V57					0.40	115.30
V58	0.05	104.60	0.02	101.70	0.98	127.90
V59	8.30	151.30	2.45	134.80	3.32	136.70
V60	6.81	153.30	1.41	135.80	2.55	142.50
V61	23.52	175.00	18.44	171.10	18.20	178.00
V62	23.52	175.00	18.45	171.10	18.20	178.00
V64	3.26	138.00	0.64	120.50	0.84	126.00
V67					0.07	110.50
V68					0.06	110.20
V71					0.15	118.00
V72					0.06	121.50
V74	3.63	132.50	7.07	138.50	11.31	140.80
V75	0.08	104.40			0.03	104.80
V76	0.02	101.90			0.02	102.20
V78			0.07	105.20	0.05	102.60
V82	1.26	121.30	2.72	125.70	2.87	127.00
V83	3.50	130.30	5.96	133.50	5.46	141.30
V88	0.03	104.30	0.01	101.80	0.02	102.60

6.2 Kruhové toky v síti a jejich kompenzace

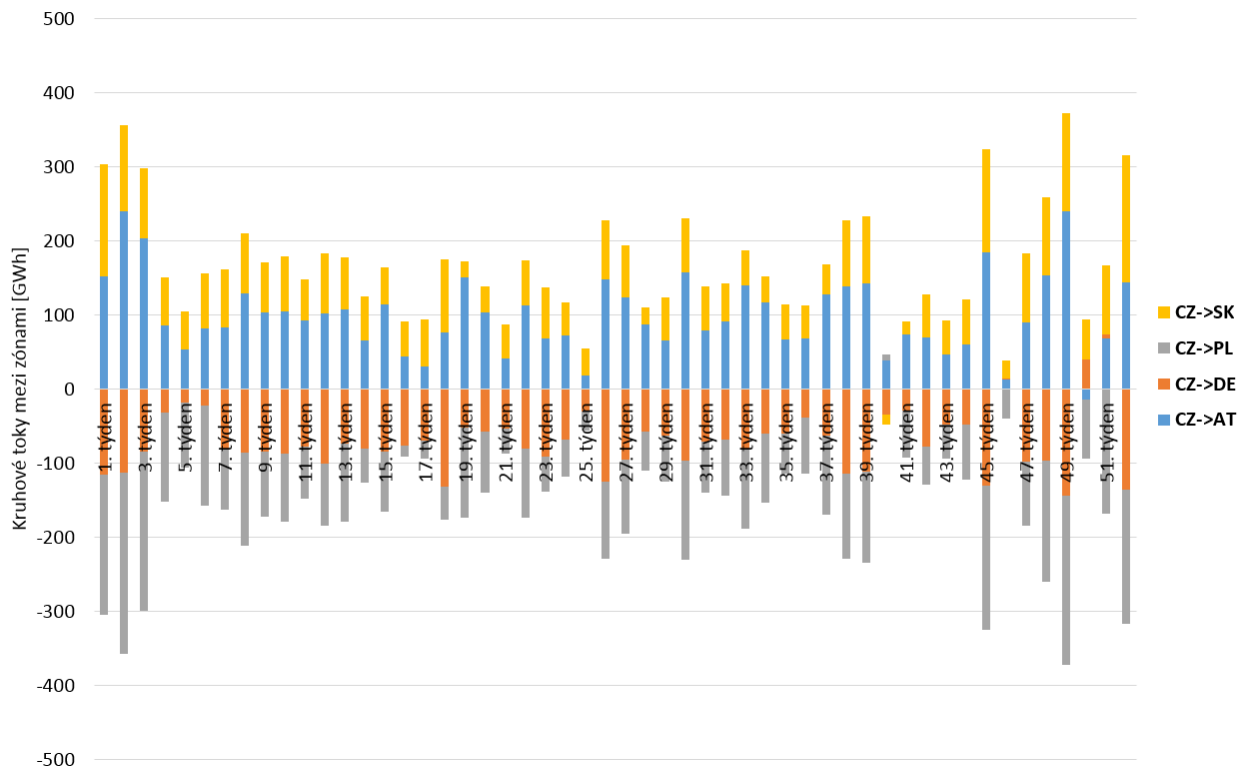
Při analýze všech použitých scénářů jsme došli k závěru, že přenosová soustava ČR je také významně zatěžována kruhovými toky z okolních přenosových soustav. Ty jsou způsobeny chováním toku výkonu, který si vždy najde cestu nejmenšího elektrického odporu a dodržuje tak Kirchhoffovy zákony. Kvůli tomu, že většina výroby z velkých větrných parků se nachází na severu Německa a přenosová kapacita s průmyslovým jihem je nedostatečná, protéká přes českou PS výkon, aniž by tady byl vyroben nebo odebirán u nás. To poté způsobuje provozovateli PS zvýšené požadavky na posílení přenosové soustavy a její vysoké zatěžování.

Prokázání vlivu těchto kruhových toků ze sousedních přenosových soustav můžeme dokázat porovnáním vypočtených obchodních toků a reálných fyzikálních toků, které v síťovém modelu tečou. Pro tento důkaz byl zvolen referenční model ST 2030. Týdenní obchodní toky mezi ČR a sousedními státy jsou pro tento scénář zobrazeny na Obr. 4.4 a týdenní fyzikální toky jsou na Obr. 6.1.

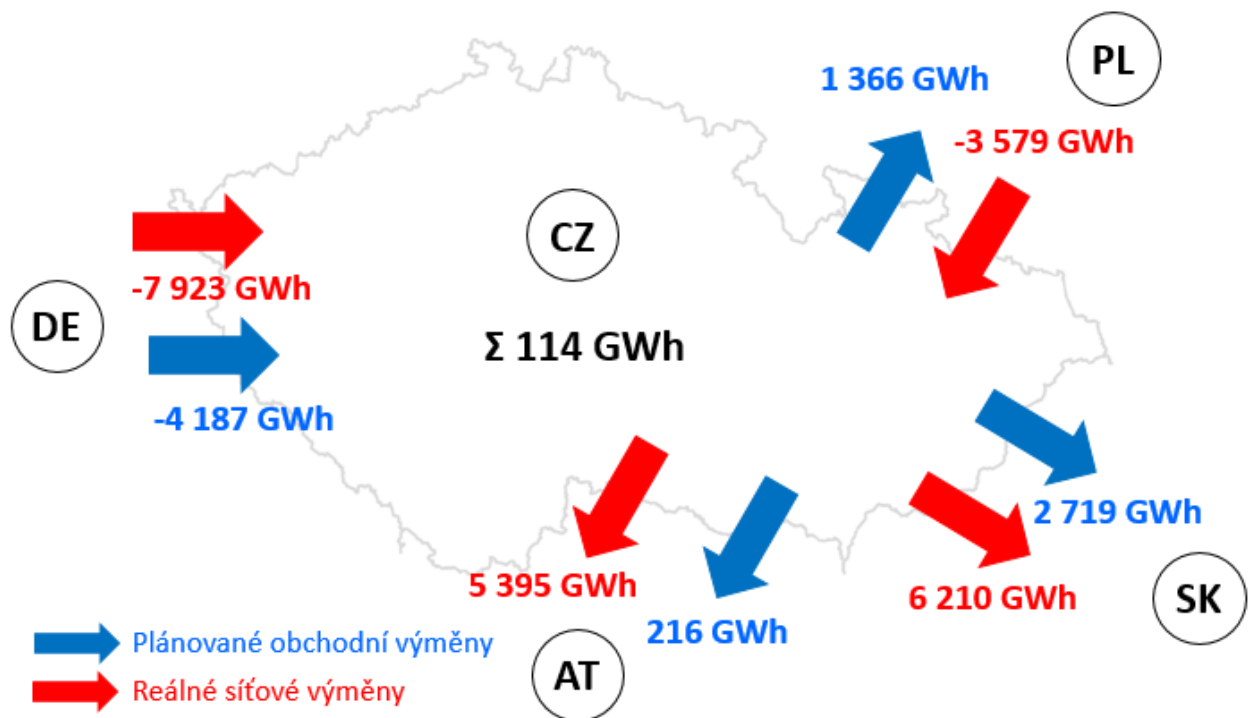


Obr. 6.1 Týdenní fyzikální toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář ST 2030

Pro snadnější porovnání rozdílu mezi obchodními a fyzikálními toky je vytvořený jejich rozdíl, který je zobrazený na Obr. 6.2. Jak lze vidět, tak tento obrázek potvrzuje předchozí tvrzení o významném zatěžování PS ČR kruhovými toky. Můžeme také vyčíst, že největší podíl neplánovaných toků výkonu není přímo z Německa, ale teče přes Polsko. Toto je způsobeno nastavením PST, které v soustavě samozřejmě jsou, ale dle jejich určení nejsou v modelu použity pro dlouhodobé plánování rozvoje PS. Srovnání celkových ročních fyzikálních a obchodních toků mezi ČR a sousedními obchodními zónami je zobrazen na Obr. 6.3. Záporné znaménko značí importovaný výkon a kladné export, z toho vyplývá lehce exportní bilance pro tento scénář.



Obr. 6.2 Týdenní kruhové toky mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář ST 2030



Obr. 6.3 Srovnání ročních fyzikálních a obchodních toků mezi ČR a sousedními obchodními zónami pro scénář ST 2030

6.3 Zhodnocení výsledků a porovnání se současným plánem rozvoje PS a návrh dalších potenciálních projektů

Z výsledků výpočtů provedených scénářů, lze nalézt několik vedení v ČR, kde se během simulace vyskytuje přetížení. Provedené hodnocení přes všechny scénáře je efektivní způsob určení důležitosti následných technických opatření.

Pro určení vedení, která je nutno dále prověřit na nutnost posílení vycházíme z požadavku na přetížení vedení alespoň 5 % za celý rok, který je určen expertním odhadem. Pro scénáře k roku 2030 tomuto kritériu vyhovují vedení V22, V23, V50, V61 a V62, kde se přetížení vyskytuje ve všech vypočtených scénářích (viz Tab. 6.1). Vedení V74 bylo přes 5 % času přetíženo jen pro scénář Decentrální 2030 což je způsobeno připojením vysokého výkonu nových zdrojů v oblasti, což může být dále ovlivněno, proto není nutné tuto linku uvažovat.

Pro scénáře směřující k roku 2040 odpovídají zvolenému kritériu pro všechny scénáře vedení V22, V23, V50, V61 a V62 (viz Tab. 6.2). Vedení V44, V59 a V60 jsou významné pouze pro scénář ST 2040 z důvodu jeho čistě importního charakteru. Pro scénáře SEK 2040 a Decentrální 2040 pak shodně odpovídají kritériu linky V74 a V83, kde je přetížení způsobeno přenosem výkonu z nově uvažovaných zdrojů na severozápadě ČR. Lze pozorovat, že linky nalezené pro časový horizont k roku 2030 jsou také identifikovány v delším plánovacím horizontu, a to z toho důvodu, že technická opatření identifikovaná pro horizont 2030 nejsou zohledněny v síti pro rok 2040.

Z identifikovaných vedení odpovídají V22 a V23 napěťové úrovni 220 kV. Zde by adekvátním opatřením bylo snížení přetěžování změnou zapojení přenosové soustavy včetně zapojení výroby a spotřeby v distribuční soustavě mezi soustavu 220 a 400 kV. V uvedeném modelu není toto řízení zapojení soustavy v současné době řízeno. Nutno podotknout, že PS 220 kV už v dnešní době plní hlavně záložní roli a v roce 2040 by již měla být dle předpokladů provozovatele přenosové soustavy plně odstavena.

Další nalezená vedení pro všechny scénáře V50, V61 a V62 jsou provozovány na napětí 400 kV. Zde by se dalo použít řízení toku výkonu na vedení za pomoci transformátorů s řízeným posuvem fáze. Toto opatření je používáno převážně pro krátkodobé plánování, takže z dlouhodobého hlediska by bylo výhodnější postavení dalšího vedení nejlépe ve stejném koridoru. Například pro identifikovaná vedení V61 a V62 by stačilo postavit pouze jedno další vedení, protože tato vedení tvoří dvojité vedení mezi stejnými rozvodnami.

Důležitým předpokladem pro optimální využití celé PS je rozmístění zdrojů. Pro vypočítané scénáře lze vidět, že určité rozmístění zdrojové základny vede k přetížení stávajících zařízení PS, a přitom kdybychom tuto elektrárnu připojili do jiného místa nemuselo by k žádnému přetížení dojít.

Z důvodu nejistoty budoucího vývoje zdrojové základny v Evropě a volatility toků výkonu v rámci mezinárodního propojení PS jsou již dnes připravovány projekty s předpokládaným termínem realizace daleko za horizontem roku 2030. Seznam vybraných investičních akcí posilování vedení a rozveden je uveden zde [10]. Z důvodu anonymizace vedení nelze přesně porovnat současný plán rozvoje PS s nalezenými výsledky.

7 ZÁVĚR

Diplomová práce na téma Aplikace inovované metodiky plánování rozvoje přenosové soustavy shrnuje v první kapitole aktuální stav přenosové soustavy v ČR, plánování jejího rozvoje, jsou zde popsány politické vlivy jak české, tak evropské a také analýza současného, klasického plánování rozvoje PS.

Přenosová soustava je páteří částí elektrizační soustavy. Za její rozvoj a provoz zodpovídá v ČR akciová společnost ČEPS. Rozvoj PS je z legislativních důvodů dlouhotrvající proces vyžadující přesné plánování s ohledem nejen na ekonomické aspekty, ale i na evropské a tuzemské politické cíle v oblasti energetiky. V současné době je ČR jako jeden z členských států Evropské Unie povinen plnit její nařízení, které například zavazují stát ke zvyšování podílu obnovitelných zdrojů v energetickém mixu na 13 % do roku 2020.

Hlavními vlivy na současné, klasické plánování rozvoje PS jsou rozvoj zdrojové základny připojené do PS, rozvoj spotřeby, zahraniční spolupráce s ostatními přenosovými soustavami, obnova vedení a stanic PS, náhrada vedení 220 kV a kompenzace jalového výkonu. Všechny tyto vlivy jsou následně zpracovány do strategického investičního plánu, který rozděluje rozvojové akce na jednotlivé termíny podle náročnosti získání povolení na stavbu až po konečnou realizaci.

Z důvodu nejistoty vnesené do problematiky rozvoje PS různými politickými rozhodnutími jako například dotacemi obnovitelných zdrojů, je nutno vytvářet různé scénáře vývoje elektroenergetiky, v nichž se počítá s různým rozdělením primárních zdrojů energie. V ČR tyto scénáře zpracovává operátor trhu a také státní energetická koncepce. V rámci spolupráce v ENTSO-E bylo vytvořeno několik evropských scénářů vývoje elektroenergetiky, pro které se plánuje společný rozvoj EU a jsou využity pro zpracování TYNDP.

Z variant OTE jsou popsány scénáře; Nulová varianta, kde se předpokládá útlum současných klasických zdrojů bez instalace nových, Koncepční varianta, vycházející z podmínek SEK, Centrální varianta, která je charakteristická prodloužením provozu stávajících bloků v Dukovan na nejdelší možnou dobu a Decentrální varianta cílící k největšímu možnému rozvoji decentrálních zdrojů. Z Aktualizace státní energetické koncepce je vybrán Optimalizovaný scénář, cílící k ekonomicky efektivnímu využívání zejména domácích zdrojů pro posílení bezpečnosti země. Ze scénářů ENTSO-E jsou vybrány scénáře použité pro TYNDP 2018 a to Sustainable Transition, který je odvozen z předpokladů jednotlivých operátorů přenosových soustav, Distributed Generation, který podobně jako Decentrální varianta (OTE) cílí k co nejvyšší decentralizaci energetiky a Global Climate Action, který je založen na globálním úsilí ve snižování oxidu uhličitého.

Několik z těchto scénářů je dále použito pro modelování trhu s energiemi. Jsou uvažovány dva časové horizonty 2030 a 2040. Programy pro modelování trhu simulují rozložení obchodních výměn elektrické energie a detailní najíždění zdrojů v daném systému. Do těchto simulačních programů vstupují národní i celoevropská data, která jsou poskytnuta jednotlivými členskými státy ENTSO-E pro zpracování desetiletého evropského rozvojového plánu TYNDP. Tato data jsou pak dostupná pro všechny členy ENTSO-E k vytvoření národních plánů rozvoje.

Výstupem obchodních modelů jsou hodinové řazy zatížení a výroby jednotlivých modelovaných států s podrobným rozdělením výroby podle typu zdrojů. Tato data slouží jako vstupní informace pro detailní výpočet reálných toků výkonu v síti pro identifikování úzkých míst v přenosové soustavě. Použitý síťový model je složen z 28 států kontinentální Evropy, rozdělených do 38 obchodních zón. Tento model se pro každý scénář musí speciálně upravit podle instalovaného výkonu zdrojů, jejichž rozložení je určeno expertním odhadem. Nutnost detailního modelu je zapříčiněna potřebou identifikace reálných fyzikálních toků, které se z důvodu přítomnosti kruhových toků liší od vypočtených obchodních výměn.

Vybrané obchodní scénáře jsou vypočteny v celkovém síťovém modelu, který je sestaven dle plánů k roku 2027. Tento výpočet je proveden zjednodušeným linearizovaným síťovým řešením, které je mnohem efektivnější pro výpočet a dostatečně přesné pro počáteční plánování rozvoje. Výpočet scénářů je proveden pro stavy sítě N a N-1, kde se uvažuje s výpadkem jednoho prvku v soustavě. Pro identifikaci potenciálního úzkého místa v soustavě je brána dolní hranice výskytu alespoň jednoho přetížení v roce ve stavu N-1. Pro podrobnější popis scénářů je poté v tabulce popsána i četnost zatížení přes 80, 90 a 100 procent, a to jak ve stavu sítě N i N-1.

Z výsledků výpočtů provedených scénářů, je nalezeno několik vedení v ČR, kde se během simulace vyskytuje přetížení. Pro určení vedení, která je nutno dále prověřit na nutnost posílení vycházíme z požadavku na přetížení vedení alespoň 5 % času za celý rok, který je určen expertním odhadem vycházejícím z nejistoty předpokladů obsažených ve vstupních datech. Pro všechny scénáře k roku 2030 i 2040 byla identifikována vedení V22, V23, V50, V61 a V62. (Z důvodu citlivých informací pro společnost ČEPS byla vedení anonymizována.)

Vedení V22 a V23 jsou zapojena v PS o napěťové úrovni 220 kV. Zde je adekvátním opatřením snížení přetěžování změnou zapojení přenosové soustavy včetně zapojení výroby a spotřeby v distribuční soustavě mezi soustavu 220 a 400 kV, které není v průběhu modelování řízeno. Nutno podotknout, že PS 220 kV už v dnešní době plní hlavně záložní roli a v roce 2040 by již měla být dle předpokladů provozovatele přenosové soustavy plně odstavena a nahrazena soustavou 400 kV.

Identifikovaná vedení V50, V61 a V62 jsou zapojena v PS o napěťové úrovni 400 kV. Zde jsou dvě možnosti, a to použít řízení toku výkonu na vedení za pomoci transformátorů s řízeným posuvem fáze nebo postavení dalšího vedení ve stejném koridoru. První z opatření je používáno převážně pro krátkodobé plánování, takže z dlouhodobého hlediska je výhodnější postavení dalšího vedení nejlépe ve stejném koridoru. Pro identifikovaná vedení V61 a V62 stačí postavit pouze jedno další vedení, protože tato vedení tvoří dvojité vedení mezi stejnými rozvodnami.

Provedené výpočty dokázaly funkci nové metodiky plánování rozvoje přenosové soustavy, jejíž části budou použity v desetiletém plánu rozvoje PS. Dalším postupem pro rozšíření je možné uvažování různých klimatických podmínek pro obchodní scénáře nebo změny zátěže v jednotlivých rozvodnách v závislosti na pravděpodobnostních jevech.

POUŽITÁ LITERATURA

- [1] *Plán rozvoje přenosové soustavy České republiky 2017 - 2026*. ČEPS, a.s. [online]. [cit. 2017-10-13]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Technicka-infrastruktura/Documents/Rozvoj%20PS/2017-2026/Plán%20rozvoje%20přenosové%20soustavy%20České%20republiky%202017%20-%202026.pdf>
- [2] *Postupný vývoj přenosové soustavy ČEPS*. Brno, 2013. ČEPS, a.s.
- [3] *Schéma PS*. Praha, 2017. ČEPS, a.s.
- [4] *Data do kapsy 2016*. Praha, 2017. Dostupné také z: <https://www.ceps.cz/CZE/Media/Tiskove-zpravy/Documents/Data%20do%20kapsy%202016%20%c4%8cJ.pdf>
- [5] *Státní energetická koncepce*. Ministerstvo průmyslu a obchodu [online]. Praha, 2015 [cit. 2017-11-04]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/dokument158059.html>
- [6] *Zpráva o očekávané dlouhodobé rovnováze mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu*. OTE, a.s. [online]. 2017 [cit. 2017-11-11]. Dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/about-ote/files-annual-reports/expected-balance-report-2016.pdf>
- [7] *Who Is ENTSO-E?* ENTSO-E [online]. [cit. 2017-12-02]. Dostupné z: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/Pages/default.aspx>
- [8] *Scenario building recipe ENTSO-E*. Brussels, 2017. ENTSO-E
- [9] *PowrSym short overview*. Georgia, 2017. OSA
- [10] *Rozvoj PS*. ČEPS, a.s. [online]. Praha, 2016 [cit. 2018-05-05]. Dostupné z: <http://ceps.cz/cs/rozvoj-ps>
- [11] PSS®E. *Siemens AG* [online]. 2017, 15 [cit. 2018-05-06]. Dostupné z: <https://www.siemens.com/content/dam/webassetpool/mam/tag-siemens-com/smdb/energy-management/services-power-transmission-power-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/power-systems-simulation-software/siemenspti-software-psse-brochure-2017.pdf>
- [12] VAN DEN BERGH, Kenneth, Erik DELARUE a William D'HAESELEER. DC power flow in unit commitment models. *TME Working Paper - Energy and Environment* [online]. 2014, 38 [cit. 2018-05-06]. DOI: WP EN2014-12. Dostupné z: https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/Pdf/wpen2014-12.pdf