



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Bakalářská práce

Využití phase-shift transformátorů v přenosových soustavách

Phase-shift Transformers Utilization in Transmission Systems

Vedoucí práce: Ing Jan Švec Ph.D.

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Elektrotechnika a management

Praha 2017

Stanislav Novák

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Novák** Jméno: **Stanislav** Osobní číslo: **434958**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Elektrotechnika a management**

II. ÚDAJE K BAKALÁŘSKÉ PRÁCI

Název bakalářské práce:

Využití phase-shift transformátorů v přenosových soustavách

Název bakalářské práce anglicky:

Phase-shift Transformers Utilization in Transmission Systéme

Pokyny pro vypracování:

1. Vysvětlíte důvody použití phase-shift transformátorů v ES.
2. Popište principy fungování PST pro jednotlivé typy a jejich orientační dimenzování.
3. Popište technické řešení PST realizované v ES ČR.

Seznam doporučené literatury:

- [1] Harlow, J.H.: Electric power transformer engineering. CRC Press, 2004.
- [2] ENTSO-E: Phase Shift Transformers Modelling. 2014
- [3] Podklady ČEPS, a.s.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) bakalářské práce:

Ing. Jan Švec Ph.D., katedra elektroenergetiky FEL

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) bakalářské práce:

Datum zadání bakalářské práce: **17.02.2017** Termín odevzdání bakalářské práce: _____

Platnost zadání bakalářské práce: **27.05.2018**

Podpis vedoucí(ho) práce

Podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

Podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Student bere na vědomí, že je povinen vypracovat bakalářskou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací.
Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v bakalářské práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Poděkování

Na tomto místě bych velice rád poděkoval Ing. Janu Švecovi, Ph.D. za odborné vedení při zpracování mé bakalářské práce, a především za užitečné připomínky, které mi umožnily její dokončení. Dále bych chtěl poděkovat specialistům ze společnosti ČEPS, a.s. Ing. Janu Dončukovi, Ph.D. a Ing. Jiřímu Velkovi a společnosti ČEPS Invest, a.s. Ing. Zdeňkovi Sinkulemu a Ing. Lukášovi Riedlovi za poskytnuté materiály a cenné rady. Nelze opomenout ani vřelou podporu a trpělivost mé rodiny, a to nejen při psaní této práce, ale i během celé doby studia.

Prohlášení autora práce

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně, a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze dne

.....

Podpis autora práce

Abstrakt

Tato bakalářská práce se zabývá problematikou návrhu, instalace a provozu transformátorů s regulací fáze. Úvodní část je zaměřena na popis hlavních důvodů použití těchto zařízení. Konkrétněji se zaměřuje na problematiku střední Evropy, především přetoků, ovlivňujících provoz české přenosové soustavy. Další část práce se zabývá vysvětlením samotného principu PST transformátorů, včetně konkrétních případů jejich použití v rámci regionu střední Evropy. Následuje popis technického řešení PST, realizovaného v české přenosové soustavě, včetně návrhu základních parametrů. Závěr bakalářské práce je věnován zhodnocení efektivnosti tohoto projektu.

Klíčová slova:

Transformátor s regulací fáze, přenosová soustava, výkonové přetoky, blackout

Abstract

This bachelor thesis deals with the design, installation and operation of the phase shifting transformers. First part of the thesis is focused on description of main reasons for using these devices. More specifically, it focuses on the problems of Central Europe, especially the power overflows affecting the operation of the Czech transmission system. Second part of the thesis deals with explanation of the principle of PST transformers, including examples of their use in the region of Central Europe. Third part includes a description of the technical solution of PST implementation in the Czech transmission system, and the design of the basic parameters. The conclusion of this project is focused on the evaluation of the effectiveness of Czech PST project.

Keywords:

Phase shifting transformer, transmission system, power flows, blackout

SEZNAM OBRÁZKŮ

- obr. 2-1 členové ENTSO-E
- obr. 2-2 Hodnota instalovaného výkonu OZE v Německu a její odhad do roku 2020 [15]
- obr. 2-3 Investice do německé přenosové infrastruktury (ENTSO-E, TYNDP 2016)
- obr. 2-4 Typické fyzikální toky v závislosti na VtE (EWIS)
- obr. 3-1 Zjednodušený nákres přenosového vedení
- obr. 3-2 Fázorový diagram vedení [5]
- obr. 3-3 Základní konfigurace TCSC [5]
- obr. 3-4 Závislost výkonu na zátěžném úhlu
- obr. 3-5 Základní konfigurace SSSC [5]
- obr. 4-1 Porovnání fázového a sdruženého napětí
- obr. 4-2 Schéma vedení s PST transformátorem
- obr. 4-3 Schéma jednojádrového asymetrického PST
- obr. 4-4 Schéma jednojádrového symetrického PST
- obr. 4-5 Vliv symetrického a nesymetrického PST
- obr. 4-6 Schéma dvoujádrového asymetrického PST
- obr. 4-7 Schéma nepřímého symetrického PST
- obr. 5-1 Přehled instalovaných PST v Evropě [3]
- obr. 5-2 Jednofázová jednotka PST od firmy Smit [26]
- obr. 5-3 PST od firmy ABB [31]
- obr. 5-4 PST Siemens [20]
- obr. 5-5 3D návrh PST od firmy ABB [27]
- obr. 6-1 Výchozí stav přetoků dle modelu EWIS [3]
- obr. 6-2 Schéma rozvodny Hradec u Kadaně [3]
- obr. 6-3 Možné varianty konstrukce PST Hradec [3]
- obr. 6-4 Schéma zapojení PST Tamini [3]
- obr. 6-5 Přepínače pro řízení PST
- obr. 6-6 Princip OLTC přepínače [3]
- obr. 6-7 Princip ARS přepínače [3]
- obr. 6-8 Chladicí systém PST
- obr. 6-9 Propojení sériové a budicí jednotky
- obr. 6-10 Trasa dopravy PST Hradec
- obr. 6-11 Doprava PST Hradec [3]
- obr. 6-12 Regulace podle MIN/MAX

SEZNAM SYMBOLŮ

Značka	Veličina	Jednotka
U	Elektrické napětí	V
P	Činný výkon	W
Q	Jalový výkon	VAr
X	Reaktance	Ω
S	Zdánlivý výkon	VA
R	Elektrický odpor	Ω

OBSAH

Seznam obrázků	i
Seznam symbolů	ii
Obsah	iii
1 Úvod	1
2 Všeobecná situace v okolí ČR	2
2.1 Německá elektrizační soustava	2
2.2 Výstavba větrných parků v Německu	3
2.3 Přenosové možnosti stávajících německých sítí	3
2.4 Neplánované přetoky přes ČR a Polsko	4
2.5 Důsledky kruhových toků	5
3 Způsoby řízení výkonových toků	7
4 Transformátor s regulací fáze	12
4.1 Základní princip PST	12
4.2 Druhy PST	13
Přímé (jednojádrové) PST	13
4.2.1 Nepřímé (dvoujádrové) PST	16
4.3 Propojení více než jednoho PST	17
4.3.1 Sériové propojení PST	17
4.3.2 Paralelní propojení PST	18
4.4 Důvody instalace PST	18
5 Přehled instalovaných PST v přenosových soustavách	19
5.1 PST v Evropě – BENELUX	20
5.1.1 Nizozemsko	20
5.1.2 Belgie	21
5.2 PST ve střední Evropě	21
5.2.1 Polsko	21
5.2.2 Německo	22
6 Návrh řešení pro přeshraniční rozvodnu Hradec u Kadaně	24
6.1 Zdůvodnění stavby PST	24
6.2 Umístění transformátorů	27
6.3 Návrh a specifikace PST	28
6.3.1 Regulační úhel	29
6.3.2 Instalovaný výkon PST	29

6.3.3	Konstrukční provedení	31
6.4	Konstrukce PST Hradec.....	31
6.4.1	Stanovení konečných parametrů PST.....	32
6.4.2	Řízení PST.....	34
6.4.3	Chlazení	36
6.4.4	Propojení sériové a budicí jednotky	37
6.4.5	Doprava a instalace	38
6.4.6	Dispečerské řízení a provoz PST	39
7	Ekonomická efektivnost projektu PST	42
7.1	Náklady na instalaci a provoz PST	42
7.1.1	Fixní náklady	42
7.1.2	Variabilní náklady	42
7.1.3	Celkové náklady.....	43
7.2	Výnosy z provozu PST.....	46
7.2.1	Snížení nákladů na redispečinky.....	46
7.2.2	Snížení rizika havarijních stavů.....	47
7.3	odhad ekonomických následků omezení dodávky elektřiny.....	47
7.3.1	Scénáře pro stav nouze	49
7.3.2	Scénáře pro blackout české ES	51
8	Závěr	53
9	Bibliografie.....	56

1 ÚVOD

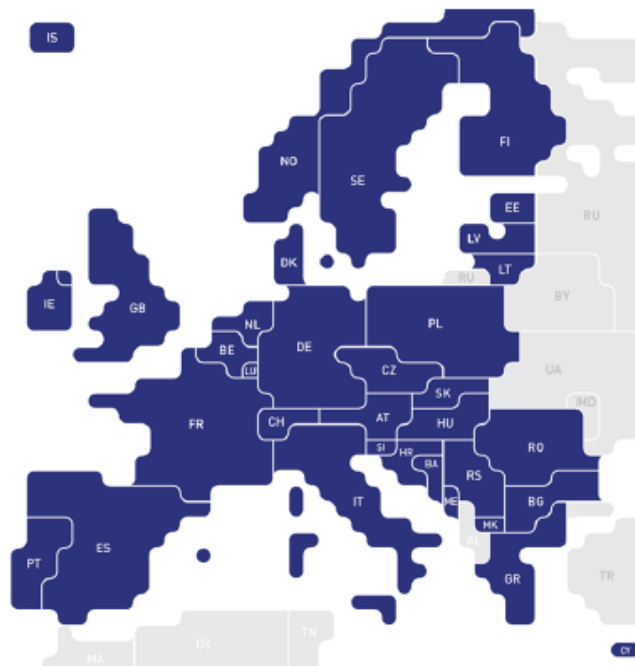
Ještě v nepříliš vzdálené minulosti byla výroba elektrické energie zajišťována téměř výhradně konvenčními zdroji – jadernými elektrárnami, tepelnými atd. Tyto zdroje se vyznačují zejména vysokou stabilitou, a lze jejich výkon relativně snadno řídit. Postupné nahrazování těchto tzv. „tvrdých“ zdrojů alternativními způsoby výroby elektrické energie však narušuje stabilitu jejího přenosu. Největším problémem většiny obnovitelných zdrojů energie je obtížná predikce výroby a její nepravidelnost, což je patrné na příkladu větrných či slunečních elektráren.

Samotná energetická rozvodná síť sloužila zejména k přenosu a následné distribuci energie v zemi, kde byla vyrobena. Přeshraniční toky se omezovaly pouze na neveliké obchodní toky sousedních zemí a energetickou podporu v případě nouze. Postupná liberalizace trhu s elektřinou však vede ke vzniku tzv. evropského trhu s elektrickou energií, tedy k růstu přeshraničních toků. Energetický deficit některých států bývá velmi často vyrovnáván nákupem elektřiny z jiné země. Tento proces ovšem naráží na problém, kterým je nedostatečná kapacita přeshraničních vedení.

Je třeba zmínit, že tok elektrické energie jednotlivými větvemi se v energetické síti rozděluje podle fyzikálních vlastností – přesněji impedancí těchto větví. Reálný přenos po vedení tedy může vykazovat velké rozdíly oproti smluveným obchodním tokům. Tyto neplánované přetoky mohou v některých případech překračovat hodnoty standardního provozu i o několik tisíc MW, což ohrožuje stabilitu přenosové soustavy. Je tedy zapotřebí přenos elektrické energie jednotlivými větvemi soustavy řídit. Problém výkonových přetoků se nevyhýbá ani střední Evropě, kde jsou provozovatelé přenosových soustav nuceni aktivně řešit způsoby nejen zmírňování jejich následků, ale především jejich předcházení.

2 VŠEOBECNÁ SITUACE V OKOLÍ ČR

Elektroenergetická přenosová soustava v České republice je provozována a řízena společností ČEPS, a.s. Přeshraničními vedeními je přímo propojena s okolními sítěmi dalších provozovatelů – společností PSE (Polsko), SEPS (Slovensko), APG (Rakousko), TenneT a 50HertzT (Německo). Společně s dalšími 41 evropskými provozovateli tvoří Evropskou síť provozovatelů přenosových soustav ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Úkolem této asociace je zajištění optimálního řízení a rozvoje soustav a fungování vnitřního i přeshraničního obchodu s elektřinou.



obr. 2-1 členové ENTSO-E

Právě mezinárodní obchod s elektřinou prochází v posledních letech výraznými změnami. V úvodu byla zmíněna liberalizace trhu s elektřinou a postupný přechod od konvenčních zdrojů k tzv. „zelené“ energii. Nejinak je tomu právě ve střední Evropě, přičemž k nejmarkantnějším změnám dochází v Německu.

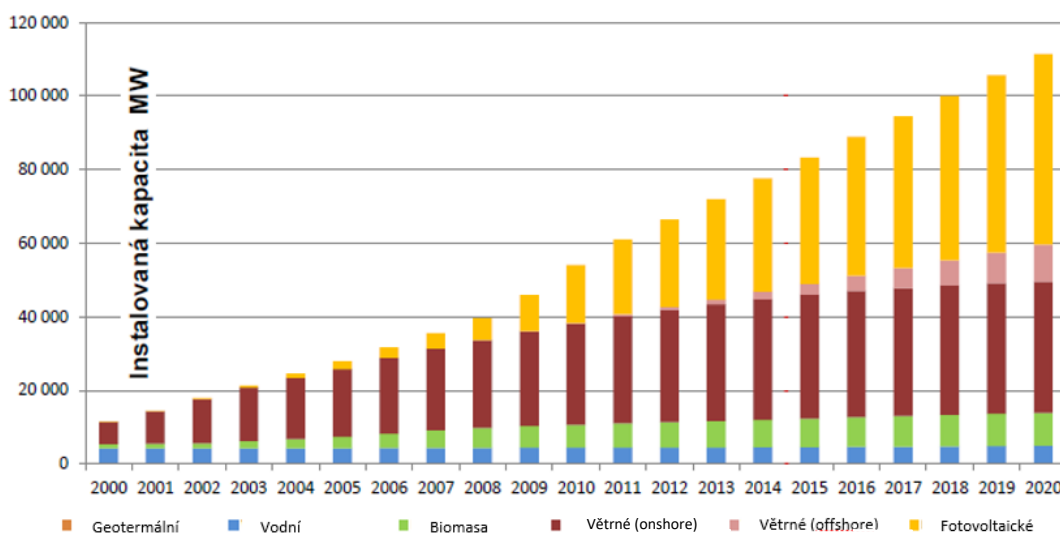
2.1 NĚMECKÁ ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVA

Vzhledem k poválečnému rozdělení Německa na tzv. „východní“ (NDR) a „západní“ (NSR), se i německá elektrizační soustava rozvíjela odděleně. Po jeho znovusjednocení v roce 1990 se síť začala postupně propojovat. Propojovací vedení ovšem nebyla dimenzována na velké přetoky, jelikož výroba elektřiny, zajišťovaná převážně jadernými a tepelnými elektrárnami byla situována v průmyslových oblastech, tedy místě největší spotřeby.

V rámci projektu Energiewende (energetický převrat/obrat) však Německo postupně přechází od využívání fosilních paliv a jaderné energetiky. Po havárii japonské jaderné elektrárny Fukušima v roce 2011, německá vláda rozhodla o postupném uzavření všech jaderných elektráren. Poslední by měla být odstavena v roce 2022. Výroba energie z těchto elektráren je tedy nahrazována především obnovitelnými zdroji energie.

2.2 VÝSTAVBA VĚTRNÝCH PARKŮ V NĚMECKU

V návaznosti na události v roce 2011 se, s podporou německé vlády, zvýšily investice do výstavby nových větrných elektráren, zejména u pobřeží Severního a Baltského moře. Do roku 2016 se instalovaný výkon větrných elektráren téměř zdvojnásobil. V současné době je hodnota instalovaného výkonu německých větrných elektráren více než 40 000 MW. Tato hodnota odpovídá téměř třetině výkonu všech větrných elektráren v celé Evropě. V příštích letech se navíc očekává její strmý nárůst. Jen do roku 2019 jsou schváleny další investice do offshoreových větrných parků v hodnotě 30 mld. euro. [1]



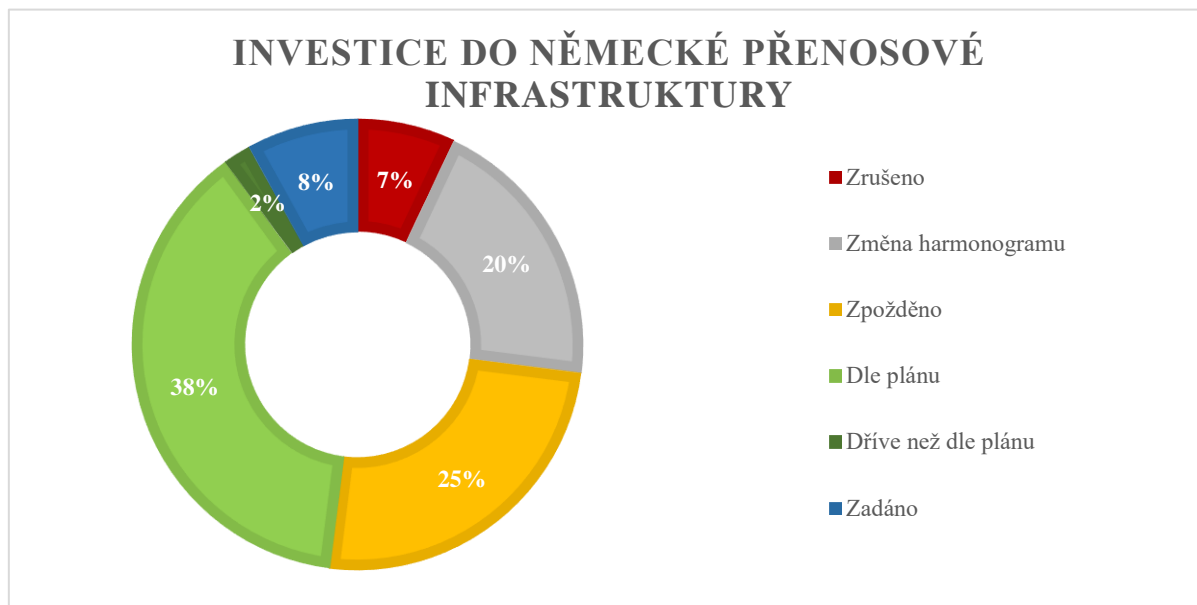
obr. 2-2 Hodnota instalovaného výkonu OZE v Německu a její odhad do roku 2020 [15]

2.3 PŘENOSOVÉ MOŽNOSTI STÁVAJÍCÍCH NĚMECKÝCH SÍTÍ

Takto rychlá výstavba energetických zdrojů o výkonu téměř 10 GW ročně však zdaleka neodpovídá rozvoji německé přenosové soustavy. I přes velmi ambiciózní projekty a investice do zesílení německé infrastruktury, skutečná výstavba velmi zaostává. Nejde přitom pouze o technické problémy, které by výstavbu zpomalovaly, ale především o problémy legislativní.

Jedním z hlavních důvodů je problematika povolovacích procesů, územního plánování, jednání s vlastníky pozemků a zejména jejich časová náročnost. Zatímco průměrná doba povolovacích procesů pro pobřežní větrné farmy je 18 měsíců, pro síťové projekty je to kolem 6-8 let. Není však výjimkou, když se tato řízení protáhnou na více než 10 let. A to i přes fakt, že samotná výstavba nemusí trvat déle než několik měsíců.

Celková požadovaná délka nových linek německé přenosové soustavy je v současné době téměř 2000 km. Z výsledků studie ENTSO-E TYNDP 2016 (viz obr. 2-3) vyplývá, že je dle plánu dostavěno pouze 40 % požadované délky. [2] [3]

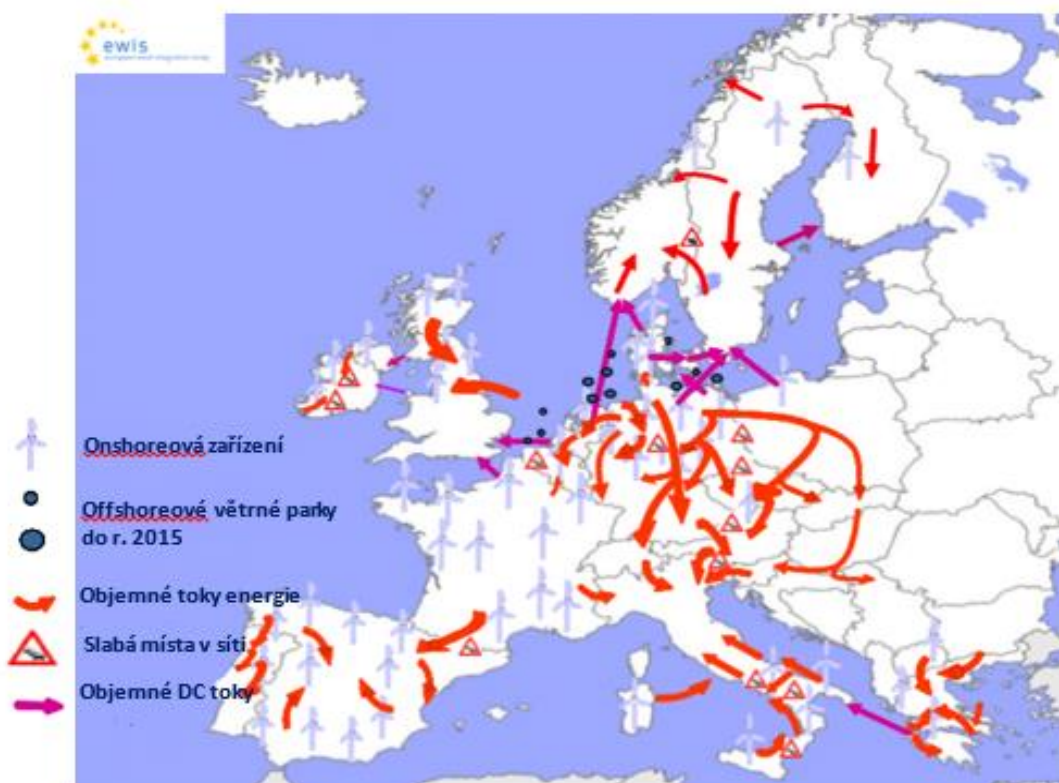


obr. 2-3 Investice do německé přenosové infrastruktury (ENTSO-E, TYNDP 2016)

2.4 NEPLÁNOVANÉ PŘETOKY PŘES ČR A POLSKO

Navzdory výstavbě větrných parků převážně na severu Německa, je největší poptávka po elektřině v průmyslovém Bavorsku, Rakousku a státech jižní Evropy. Důsledkem toho dochází k přetokům, které jsou, v závislosti na výrobě energie z off-shore i on-shore větrných parků, nárazové. Nedostatečná kapacita německých vedení sever-jih je příčinou tzv. kruhových a paralelních toků, kdy přetoky elektřiny od Baltského moře zatěžují přenosové soustavy okolních zemí – převážně Polska, České republiky a Beneluxu (viz obr. 2-4). Riziková jsou zejména slabá místa v síti. Ty představují převážně přeshraniční vedení, kde je zároveň největší riziko jejich přetížení.

Další problém pro českou přenosovou soustavu představuje Německo-rakouská obchodní zóna. Na rozdíl od ostatních přeshraničních přenosů se na obchody v rámci této zóny nevztahují žádná omezení. Nasmlouvané toky tedy dosahují vyšších hodnot, než jsou společné německo-rakouské linky schopné přenést. Jinak řečeno, pro své vnitřní obchody využívají přenosové kapacity sousedních států. Například v roce 2014 proudilo až 50 % z celkového výkonu přeneseného v rámci Německo-Rakouské obchodní zóny přes přenosové soustavy okolních států. V závěru roku 2014, kdy opakovaně docházelo ke zvýšeným přetokům, dosahoval rozdíl mezi obchodními a fyzickými toky až 2690 MW. [4]



obr. 2-4 Typické fyzikální toky v závislosti na VtE (EWIS)

2.5 DŮSLEDKY KRUHOVÝCH TOKŮ

Zvyšující se objem obnovitelných zdrojů energie na severu Německa bez odpovídajícího rozvoje síťové infrastruktury a následné přetoky přes okolní státy, ohrožují provozní bezpečnost jejich přenosových soustav. V České republice dochází k největším přetokům přes hraniční rozvodnu Hradec u Kadaně. Přitom právě v oblasti Krušných hor se nachází většina českých tepelných elektráren. Přímo do rozvodny Hradec jsou navíc vyvedeny výkony z dvou uhelných elektráren – Prunéřov a Tušimice, s celkovým výkonem téměř 2500 MW. Dochází tedy k soustředování výkonu, a následnému přetěžování sítě.

V důsledku zmíněného přetěžování může v krizových situacích dojít až k neplnění bezpečnostního kritéria N-1. Kritérium N-1 zaručuje, že je přenosová soustava schopna zvládnout výpadek kterékoliv důležité části sítě, aniž by došlo k omezení dodávky elektřiny. Bez něj by, v případě poruchy na některé z komponent sítě, neměli operátoři k dispozici dostatečné kapacity ostatních linek, které by byly schopny vyrovnat vzniklé přetížení. Vlivem výpadků linek a výrobních zařízení by následoval rozpad přenosové soustavy na oddělené, nezávisle pracující ostrovy. Tím by začalo docházet k dalším přetížením a poruchám, které by se kaskádovitě šířily soustavou. V extrémním, avšak reálném případě by vlivem dalších výpadků došlo k blackoutu, tedy absolutnímu výpadku dodávky elektřiny.

Kromě zmíněných provozních aspektů jsou neméně důležité aspekty ekonomické. K udržení stability v přenosové soustavě slouží nápravná opatření, jako je například redispečink. V případě neočekávaných přetoků elektřiny dispečer domluví omezení výkonu nebo úplné vypnutí některých zdrojů, čímž uleví přetížené síti. Ušlý zisk tohoto zdroje však musí provozovatel přenosové soustavy uhradit. Tím velmi znatelně rostou provozní náklady přenosové soustavy.

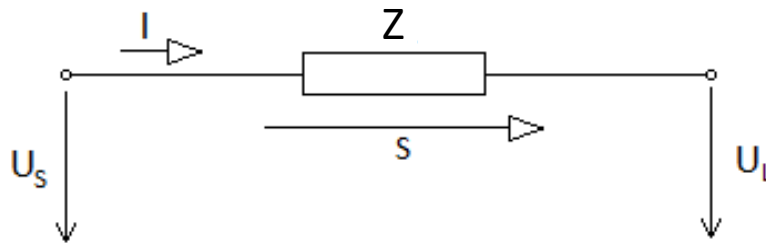
Důsledkem přetížení přeshraničních vedení samozřejmě také dochází k nucenému snížení přeshraniční kapacity pro obchodní toky. Na snižování této kapacity se také z velké části podílí fungování již zmíněné Německo-rakouské obchodní zóny v rámci které neexistují omezení pro toky mezi oběma zeměmi. Nadměrné tranzitní zatížení přenosových soustav okolních států se Německo snaží řešit navýšením investic do své přenosové sítě. Zpoždění německých investičních projektů však nutí ostatní státy k přijetí takových technických opatření, které by umožnily efektivní regulaci přeshraničních toků.

3 ZPŮSOBY ŘÍZENÍ VÝKONOVÝCH TOKŮ

Jednou z metod, jak efektivně zabránit přetížení přenosové soustavy je posílení stávající sítě a výstavba nových vedení. Toto řešení je však náročné jak po stránce ekonomické, konstrukční, tak například z hlediska územního plánování. Je tedy třeba regulovat přenesený výkon jiným způsobem. Několik způsobů regulace je zřejmých z výkonových rovnic pro přenos činného a jalového výkonu, které si lze odvodit ze základního vztahu:

$$\hat{S} = P + jQ = \hat{U} \cdot \hat{I}^* \quad (3.1)$$

Pro větší názornost odvozovaných rovnic poslouží zjednodušený náčrt přenosového vedení (obr. 3-1). Napětí na začátku vedení označíme jako U_S (source – angl. zdroj), napětí na konci jako U_L (load – angl. odběr).



obr. 3-1 Zjednodušený náčrt přenosového vedení

V obr. 3-1 se nám objevuje také impedance Z , jejíž velikost ovlivňuje hodnotu napětí na konci vedení (U_L). Tu je možné spočítat ze vztahu (3.2). Jelikož reaktance vedení má mnohonásobně větší hodnotu než jeho odpor, je možné odpor vedení zanedbat. K odvození vztahů tedy budeme využívat pouze komplexní složku impedance jX .

$$\hat{Z} = R + jX \quad (3.2)$$

$$R \ll jX \quad (3.3)$$

Napětí na vedení je možné zjistit rozdílem napětí na začátku a na konci vedení ($U_S - U_L$). Z něho lze podle Ohmova zákona odvodit proud:

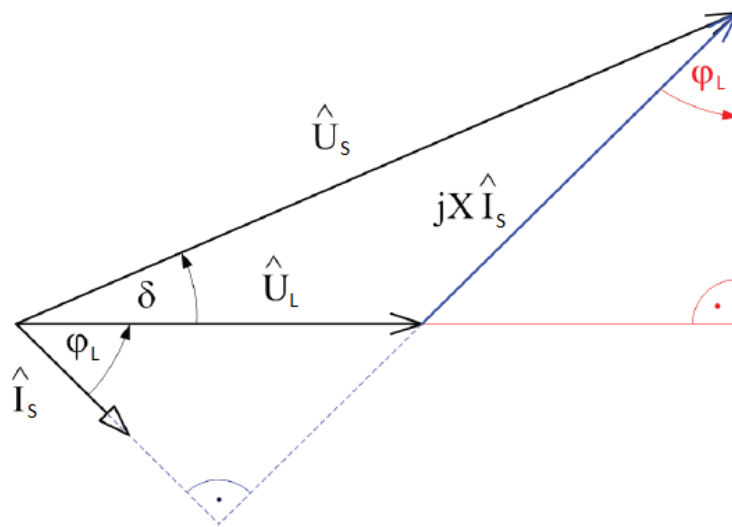
$$\hat{I} = \frac{\hat{U}_S - \hat{U}_L}{jX} \quad (3.4)$$

Po zpětném dosazení do rovnice (3.1) získáváme vztah pro činný a jalový výkon:

$$P = \operatorname{Re} \left\{ \hat{U}_s \cdot \left(\frac{\hat{U}_s - \hat{U}_L}{jX} \right)^* \right\} \quad (3.5)$$

$$Q = \operatorname{Im} \left\{ \hat{U}_s \cdot \left(\frac{\hat{U}_s - \hat{U}_L}{jX} \right)^* \right\} \quad (3.6)$$

Ze známých veličin je možné sestavit fázorový diagram vedení. S jeho pomocí poté lze odvodit rovnice popisující toky činného a jalového výkonu na začátku a konci vedení.



obr. 3-2 Fázorový diagram vedení [5]

Jak bylo řečeno v úvodu kapitoly, činné ztráty na vedení lze zanedbat. Pro bezztrátové vedení přitom platí:

$$P_L = U_L \cdot I_S \cdot \cos \varphi_L \quad (3.7)$$

$$X_S \cdot I_S \cdot \cos \varphi_L = U_S \cdot \sin \delta \quad (3.8)$$

$$I_S \cdot \cos \varphi_L = \frac{U_S}{X_S} \cdot \sin \delta \quad (3.9)$$

Úpravou rovnice (3.9) získáváme vztah pro výpočet činného výkonu.

$$P_S = P_L = \frac{U_S \cdot U_L}{X_S} \cdot \sin \delta \quad (3.10)$$

Obdobným postupem lze odvodit vztahy pro výpočet jalového výkonu.

$$Q_L = U_L \cdot I_S \cdot \sin \varphi_L \quad (3.11)$$

$$X_S \cdot I_S \cdot \sin \varphi_L + U_L = U_S \cdot \cos \delta \quad (3.12)$$

$$I_S \cdot \sin \varphi_L = \frac{U_S}{X_S} \cdot \cos \delta - \frac{U_L}{X_S} \quad (3.13)$$

Úpravou rovnice (3.13) se dostáváme k rovnici pro výpočet jalového výkonu. Na rozdíl od činného výkonu, pro který jsme vedení uvažovali jako bezztrátové, je zde třeba počítat s vlivem reaktance, která je příčinou jalových ztrát. Liší se tedy jalový výkon na začátku a na konci vedení [5] [6]. Vztah pro jalový výkon na konci vedení je ve tvaru:

$$Q_L = \frac{U_S \cdot U_L}{X_S} \cos \delta - \frac{U_L^2}{X_S} \quad (3.14)$$

Zpětným přičtením ztrát vedení získáváme vztah pro výpočet jalového výkonu na začátku vedení:

$$Q_S = Q_L + X_S \cdot I_S^2 \quad (3.15)$$

$$Q_S = \frac{U_S \cdot U_L}{X_S} \cos \delta - \frac{U_L^2}{X_S} + \frac{1}{X_S} \cdot (U_S^2 + U_L^2 - 2U_S U_L \cos \delta) \quad (3.16)$$

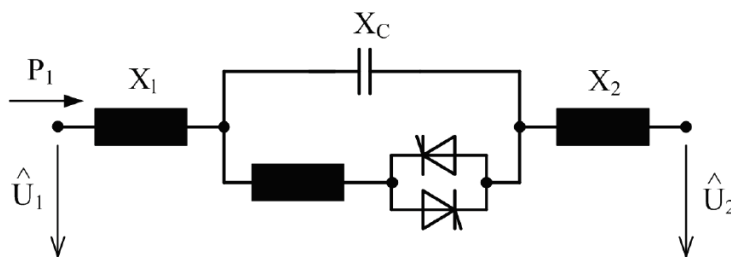
$$Q_S = \frac{U_S^2}{X_S} - \frac{U_S \cdot U_L}{X_S} \cos \delta \quad (3.17)$$

Z výsledných rovnic je patrné, že změny přeneseného činného výkonu můžeme dosáhnout třemi způsoby:

1. Regulací amplitudy uzlových napětí
2. Změnou reaktance vedení
3. Změnou zátěžného úhlu δ

Pro realizaci těchto způsobů regulace se používají různá zařízení, která jsou účelně používána dle svých vlastností a požadavků na změnu přenosových parametrů. Konstrukce těchto zařízení bývá zpravidla složena z prvků výkonové elektroniky a ze statických prvků, jako jsou tlumivky nebo kondenzátory. Souhrnně se takováto zařízení nazývají FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

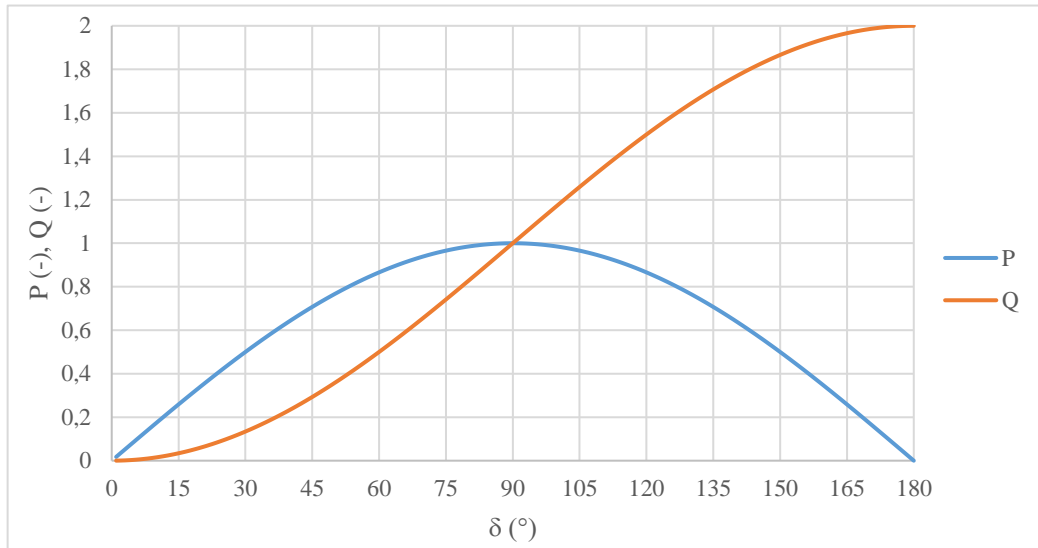
Jedním ze způsobů, umožňujícím řízení výkonu je sériová kompenzace, pomocí níž je možné snížit podélnou impedanci vedení. Zařízení, které, sériovou kompenzaci umožňuje je například TCSC (Tyristorově řízený sériový kompenzátor). Ten je možné řídit pomocí vysokonapěťových tyristorů, což umožňuje impedanci rychle a plynule regulovat. Výsledná impedance může mít induktivní nebo kapacitní charakter, což je umožněno rozdělením TCSC na dvě části – jedné s instalovanými tlumivkami, druhé s kompenzátory. Základní konfigurace TCSC je zobrazena na obr. 3-3.



obr. 3-3 Základní konfigurace TCSC [5]

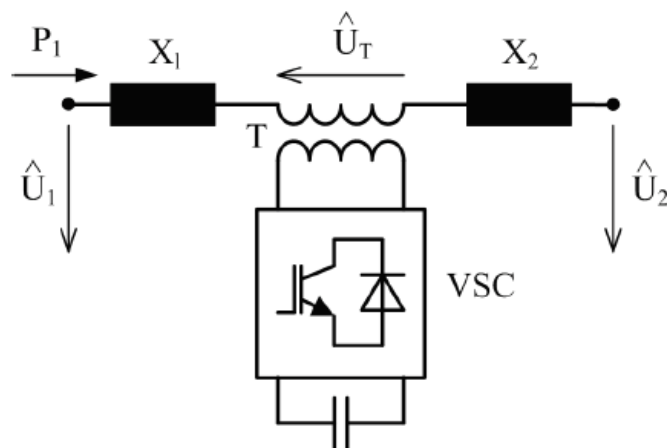
Další možností pro řízení výkonových toků je změna rozdílu napětí na koncích vedení, tedy mezi U_L a U_S (viz obr.). Toho je možno docílit injektováním vhodného sériového napětí. Tímto se dostáváme ke zbývajícím dvěma způsobům regulace. V případě, že je „vstřikované“ napětí ve fázi s napětím vedení, dochází pouze ke změně jeho amplitudy. V opačném případě je nutné zohlednit také natočení fáze.

Při změně napětí přirozeně dochází ke změně činného i jalového výkonu. Průběhy P a Q v závislosti na velikosti zátěžného úhlu, zatímco amplituda zůstává konstantní a vliv odporu vedení je zanedbán, je zobrazena na obr. 3-4. Z něho je patrné, že při malém úhlovém posunu dochází k výraznější změně činného výkonu, zatímco vliv jalového výkonu se výrazněji projevuje při vyšších hodnotách úhlu δ .



obr. 3-4 Závislost výkonu na zátěžném úhlu

Způsob regulace výkonu změnou napětí je možné realizovat pomocí elektronických měničů v systémech SSSC (Statický synchronní sériový kompenzátor), nebo mechanicky regulací fáze PST transformátorů. U obou těchto zařízení dochází k injektování regulačního napětí, zpravidla pomocí přídatného transformátoru, sériově vřazeného do vedení.



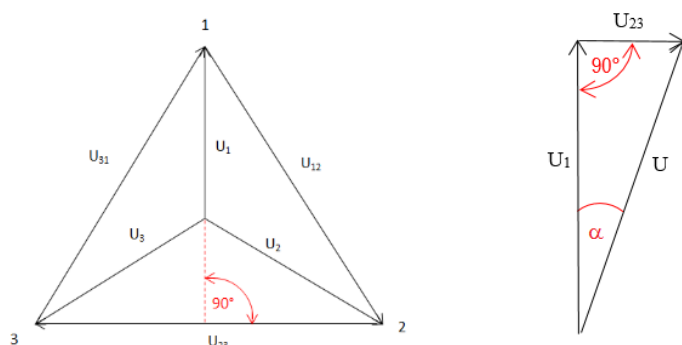
obr. 3-5 Základní konfigurace SSSC [5]

Základní konfigurace systému SSSC je zobrazena na obr. 3-5. Pro dodávání regulačního napětí (U_T) zde slouží trojfázový měnič (VSC). Kromě amplitudy regulačního napětí je možné pomocí SSSC měnit také fázi. Pro regulaci fáze je však potřeba, aby byl k napěťovému měniči vřazen zdroj. V opačném případě dochází pouze ke kompenzaci jalového výkonu. Zařízením, které dokáže měnit fázový rozdíl mezi koncovými napětími vedení i bez přidaného zdroje je Phase-shifting transformer (PST), neboli transformátor s regulací fáze.

4 TRANSFORMÁTOR S REGULACÍ FÁZE

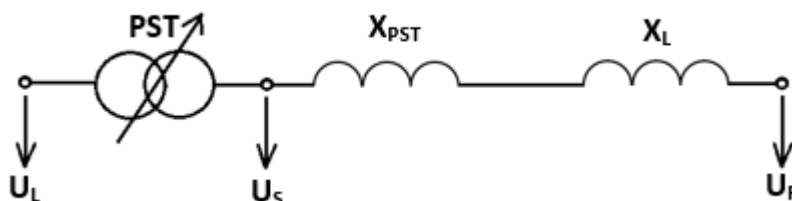
4.1 ZÁKLADNÍ PRINCIP PST

Primárním účelem transformátoru s regulací fáze je udržení stability přenosové soustavy a ochrana proti přetížení jednotlivých linek i elektrických zařízení. Přestože se v praxi využívá více druhů PST transformátorů, jejichž konstrukce se v některých ohledech liší, je jejich funkce založena na podobném principu. K tomu, abychom mohli regulovat tok činného výkonu, je třeba změnit rozdíl fází napětí na začátku a na konci vedení.



obr. 4-1 Porovnání fázového a sdruženého napětí

Jak je z obr. 4-1 patrné, je fázové napětí U_1 kolmé na sdružené napětí U_{23} . Kolmost mezi nimi odpovídá úhlu mezi fázovým a sdruženým napětím. Změny zátěžného úhlu mezi oběma konci vedení tedy lze dosáhnout vhodným zapojením transformátorového vinutí. Součtem vstupního napětí U_1 a na něj kolmého U_{23} získáváme výsledné napětí U , posunuté o úhel α . Velikost takto získaného fázového posuvu je úměrná velikosti výstupního napětí budící jednotky.



obr. 4-2 Schéma vedení s PST transformátorem

K odvození výsledného vztahu pro činný výkon použijeme zjednodušené schéma vedení s instalovaným PST na obr. 4-2. Napětí vstupního uzlu této linky je U_{S1} . Zmíněný fázový posun je znázorněn pomocí ideálního PST s nulovými ztrátami. Tím dostáváme napětí U_{S2} s nezměněnou amplitudou, avšak posunutou o úhel α . Kromě regulačního úhlu ovlivňuje velikost výkonu také vnitřní impedance, resp. reaktance PST. Tu je nutné přičíst k reaktanci vedení X_L , čímž získáváme výsledné napětí na konci linky U_L . Finální vztah určující velikost regulovaného činného výkonu tedy je:

$$P = \frac{|U_S| |U_R|}{X_L + X_{PST}} \sin(\delta + \alpha) \quad (4.1)$$

Při porovnání této rovnice se vztahem pro výpočet přenosu činného výkonu (3.10) je patrný vliv úhlu α na výsledný činný výkon. Kromě úhlu je však třeba do rovnice zahrnout také vlastní impedanci, resp. reaktanci (viz vztah (3.3) příslušného PST, který nám tento posun umožní. [7] [6]

4.2 DRUHY PST

PST transformátory se dělí podle dvou základních charakteristik. Prvním kritériem je konstrukce PST, podle které dělíme na jednojádrové (přímé) a dvoujádrové (nepřímé).

Přímé PST transformátory tvoří samostatná jednotka – je ho tedy možné získat vhodným zapojením jednoho trojfázového jádra. Naproti tomu *nepřímé* PST jsou tvořeny dvěma oddělenými transformátory – paralelně připojenou budicí jednotkou a sériovou jednotkou, jejíž vinutí je vřazeno přímo do vedení. Budicí jednotka odebírá z přenosové linky potřebnou část fázového napětí, které je poté přes sériovou jednotku přivedena zpět do vedení. Fázového posuvu je při tom docíleno různými zapojeními obou jednotek – jedné tzv. do hvězdy, druhé do trojúhelníka.

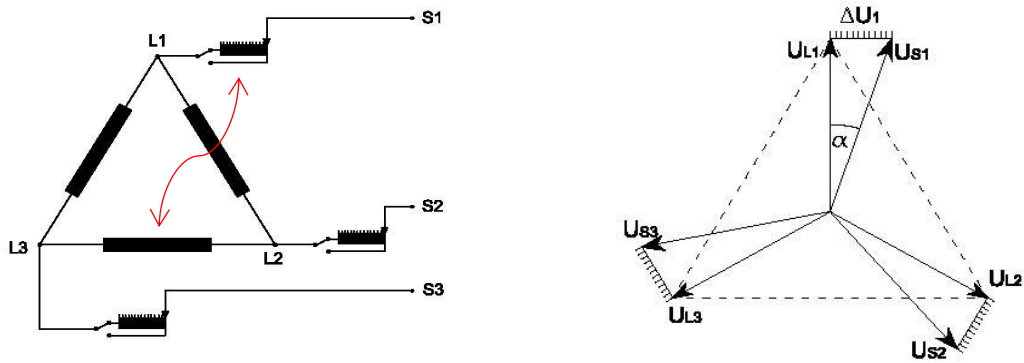
Druhým kritériem dělení transformátorů s regulací fáze je jejich výstupní napětí. První skupinou jsou *symetrické* PST, jejichž výstupní napětí má oproti vstupnímu pozměněný fázový úhel, přičemž jejich amplituda zůstává nezměněna. Druhou skupinou jsou PST *asymetrické*, u nichž se kromě fázového úhlu mění i velikost amplitudy.

Vzájemnou kombinací těchto typů PST získáváme čtyři stroje, s různými vlastnostmi a způsoby aplikace:

- Jednojádrový symetrický
- Jednojádrový asymetrický
- Dvojádrový symetrický
- Dvojádrový asymetrický

Přímé (jednojádrové) PST

Prvním a konstrukčně nejjednodušším transformátorem s regulací fáze je *jednojádrový asymetrický PST*. Na vstupu transformátoru se nachází přepínač odboček, kterým je možné regulovat fázový posuv a přepínač směru toku, pro případ reverzace. Šipkou (viz obr. 4-3) je naznačena magnetická vazba mezi primárním a sekundárním vinutím. Jelikož je sekundární vinutí zapojeno do trojúhelníka, jsou na sebe napětí primáru (U_{L1}) a sekundáru (ΔU_1) kolmá. Dochází tedy k fázovému posuvu a pozměnění výstupního napětí.



obr. 4-3 Schéma jednojádrového asymetrického PST

Z těchto dvou veličin potom lze spočítat, jak plyne z obr.4-2, výsledný úhel fázového posuvu asymetrického PST podle vztahu:

$$\alpha = \arctan \frac{|\Delta U_1|}{|U_{L1}|} \quad (4.2)$$

Lze tedy snadno odvodit i vztah mezi výstupním napětím a regulačním napětím PST transformátoru:

$$|U_{S1}| = \frac{|\Delta U_1|}{\sin \alpha} \quad (4.3)$$

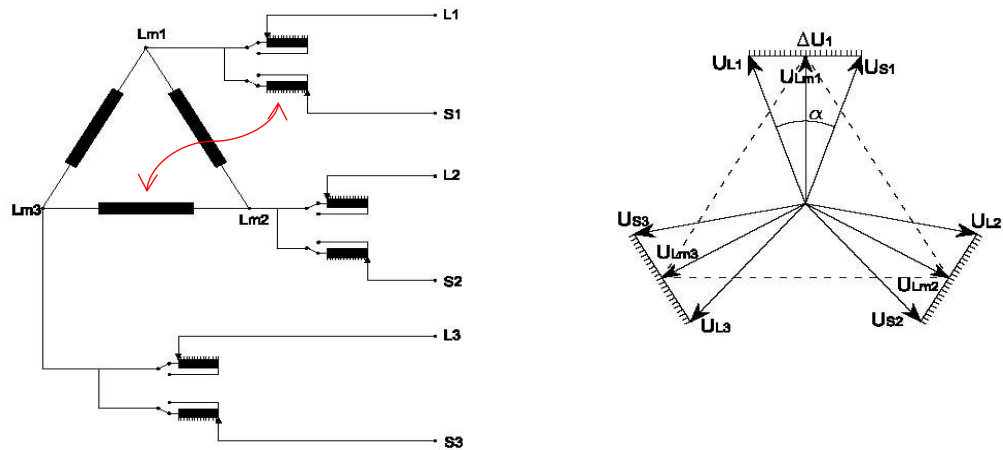
Dosazením vzorců (4.2) a (4.3) do obecného vztahu pro změnu činného výkonu regulačního transformátoru (4.1) získáme vzorec pro asymetrickou regulaci činného výkonu:

$$P_{AS} = \frac{|U_R|}{X_L + X_{PST}} \cdot \frac{|\Delta U_1|}{\sin(\arctan \frac{|\Delta U_1|}{|U_{L1}|})} \cdot \sin(\delta + \arctan \frac{|\Delta U_1|}{|U_{L1}|}) \quad (4.4)$$

Ten lze zjednodušit na vztah:

$$P_{AS} = \frac{|U_{L1}|}{X_L + X_{PST}} \cdot (|U_{L1}| \sin \delta + |\Delta U_1| \cos \delta) \quad (4.5)$$

Druhým způsobem konstrukce je *přímý symetrický PST*. Ten se, podobně jako přímý nesymetrický používá zejména pro nižší výkony. Oproti němu je však opatřen ještě druhým přepínačem odboček na výstupu transformátoru. Společným působením obou přepínačů lze provádět regulaci ve větším úhlovém rozpětí. Navíc díky symetrickému nastavení přepínačů zůstává amplituda výstupního napětí shodná se vstupním napětím, dochází pouze ke změně regulačního úhlu.



obr. 4-4 Schéma jednojádrového symetrického PST

Pro výpočet úhlu lze, obdobně jako u asymetrického PST, odvodit z obr. 4-3 vztah:

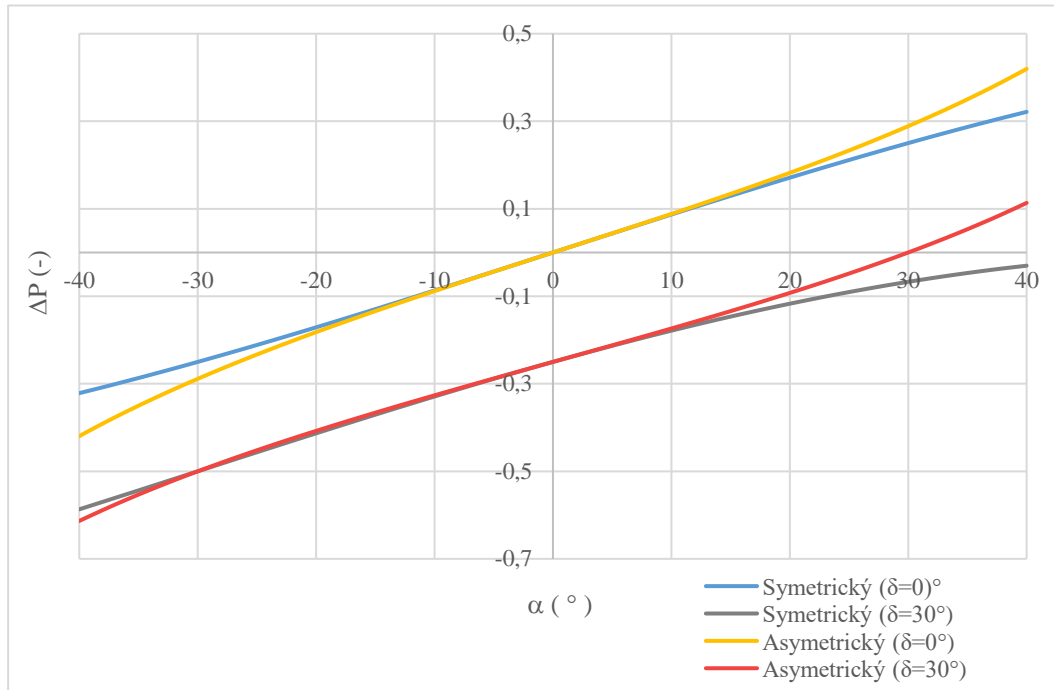
$$\alpha = 2 \arcsin \frac{|\Delta U_1|}{2|U_{L1}|} \quad (4.6)$$

Po následném dosazení do obecného vzorce (4.1) získáme vzorec pro výpočet změny úhlu vlivem působení symetrického PST:

$$P = \frac{|U_{S1}| |U_R|}{X_L + X_{PST}} \sin\left(\delta + 2 \arcsin \frac{|\Delta U_1|}{2|U_{L1}|}\right) \quad (4.7)$$

Nespornou výhodou zapojení jednojádrových PST je jejich jednoduchost, ze které samozřejmě plyne i nižší hmotnost a především cena. Samotná jednoduchost zapojení však může být zároveň i nevýhodou. Všechny jeho součásti a zejména přepínače jsou v případě poruch vystaveny přepětím a dalším poruchovým vlivům. [6] [3]

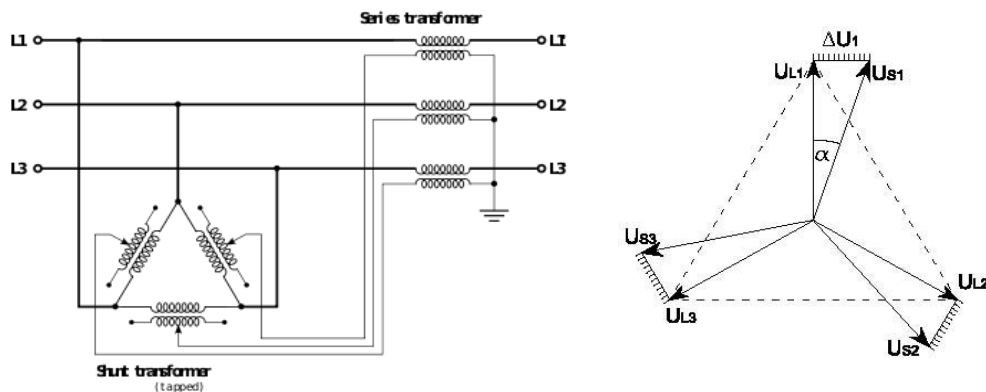
Pro porovnání rozdílů vlivu symetrického a nesymetrického PST na přenosovou linku je na obr. 4-5 zobrazena závislost změny činného výkonu na jejich řídicím úhlu α . Kvůli celkovému porovnání účinků zátěžného úhlu, jsou v grafu zobrazeny průběhy pro dvě hodnoty úhlu δ ($\delta = 0^\circ$ a $\delta = 30^\circ$). Pro zanedbání vlivů ostatních veličin a celkové zjednodušení budeme předpokládat, že U_s, U_L, X_L i $X_{PST} = 1$. Z jejich dosazení do rovnice (3.10) vyplývá rozdíl toků činného výkonu v závislost na velikosti úhlů α a δ .



obr. 4-5 Vliv symetrického a nesymetrického PST

4.2.1 Nepřímé (dvoujádrové) PST

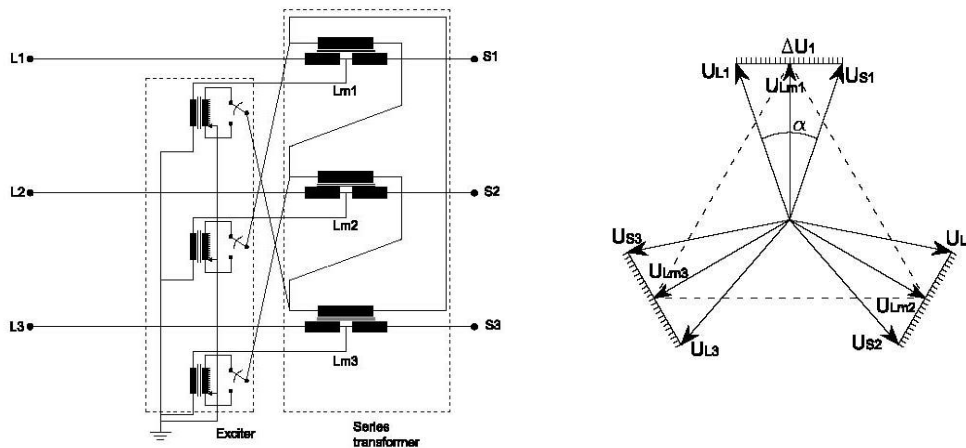
Jak bylo řečeno v úvodu kapitoly, nepřímé transformátory jsou tvořeny dvěma jednotkami – sériovou a paralelní. V případě nižších výkonů je možné obě jednotky uložit do jedné transformátorové nádoby, u větších však musí být konstruovány odděleně. Hlavní a na první pohled zjevné nevýhody jsou tedy oproti přímým PST vyšší hmotnost, konstrukční náročnost, a tedy i cena. Na rozdíl od nich, se však přepínače odboček u dvoujádrových PST nachází mimo hlavní přenosovou linku, tedy v případě poruchy jsou před přepětími chráněny.



obr. 4-6 Schéma dvoujádrového asymetrického PST

Kromě toho lze dvoujádrové PST konstruovat pro několikanásobně vyšší výkon, kdy největším omezujícím faktorem je mez přepravitelnosti.

Na obr. 4-6 je znázorněno typické zapojení dvoujádrového asymetrického PST. Primární vinutí první jednotky (zde budicí) je zapojeno do trojúhelníku, přičemž primární vinutí druhé (sériové) je zapojeno do hvězdy. Velikost kolmého napětí, které je tímto připojením vytvořeno, je možné řídit přepínačem na sekundárním vinutí budicího transformátoru. Výsledný fázorový diagram je obdobný jako pro jednojádrového asymetrického PST.



obr. 4-7 Schéma nepřímého symetrického PST

Jak je patrné z obr. 4-7, je i fázorový diagram dvoujádrového symetrického shodný s fázorovým diagramem přímého symetrického. K dosažení stejné symetrické regulace je potřeba, aby vinutí sériové jednotky bylo rozděleno na dvě poloviny. Vinutí sériového transformátoru, které je vřazeno do vedení, je tedy rozděleno střední odbočkou, která napájí budicí transformátor. Primární vinutí budicího transformátoru je zapojeno do hvězdy, sekundární napájí zpět budicí vinutí sériové jednotky. Mezi nimi se nachází přepínač odboček, kterým je nastavený fázový posuv napětí. [6] [7] [8]

4.3 PROPOJENÍ VÍCE NEŽ JEDNOHO PST

V případě potřeby instalace regulačního transformátoru takových parametrů, že by jeho rozměry neumožňovaly jeho přepravu na místo určení, je možné požadované regulace dosáhnout za pomoci několika vzájemně propojených PST.

4.3.1 Sériové propojení PST

V případě sériového zapojení dvou PST s identickými parametry je výsledná impedance PST a regulační úhel dán součtem parametrů obou propojených transformátorů. Průchodí výkon každého z nich však musí odpovídat zatížení vedení, kde jsou instalovány. Například sériovým propojením dvou PST s instalovaným výkonem 100 MVA, regulačním úhlem 5° a impedancí 10 % dosáhneme ekvivalentních parametrů jako při použití jediného PST se stejným průchozím výkonem 100 MVA, ale celkovou regulací 10° a impedancí 20 %.

4.3.2 Paralelní propojení PST

Při paralelním propojení dvou obdobných transformátorů dochází k rozdělení průchozího výkonu a impedance PST, zatímco regulační schopnost zůstává nezměněna. Například při paralelním propojení dvou PST o výkonu 100 MVA, regulačním úhlu 5° a 10 % impedanci dosáhneme stejných výsledků jako při použití samotného PST se stejnou regulací 5°, ale dvojnásobným instalovaným výkonem (200 MVA) a impedancí pouze 5 %. [9]

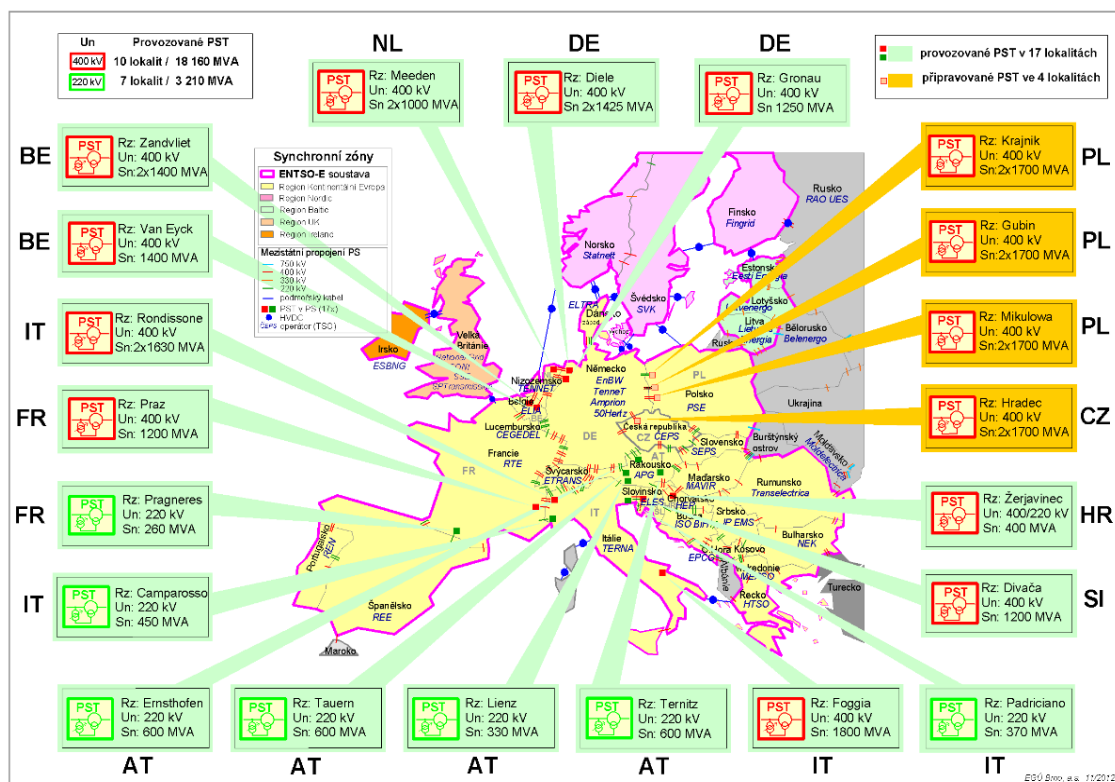
4.4 DŮVODY INSTALACE PST

Velká část důvodů, proč jsou v přenosových soustavách instalovány PST, byla nastíněna již v úvodu. Nejčastěji se jedná o omezování rizik přetěžování sítí, nebo regulaci obchodních toků v přenosových soustavách. Z toho důvodu obvykle bývají transformátory s regulací fáze stavěny na přeshraničních profilech, kde se nachází úzká místa v síti. Vřazení PST navíc omezuje velké kolísání přenášených výkonů, které mají za následek další výdaje ze strany provozovatele přenosových soustav. Kromě toho snižuje rizika přenesení systémových poruch mezi jednotlivými soustavami, čímž snižuje pravděpodobnost vzniku poruchových stavů, nebo dokonce blackoutu. Mimoto optimalizace přeshraničních toků umožňuje maximální využití okolních přeshraničních profilů. Z těchto i dalších důvodů jsou tedy transformátory s regulací fáze instalovány v soustavách v celé Evropě, i v dalších částech světa.

5 PŘEHLED INSTALOVANÝCH PST V PŘENOSOVÝCH SOUSTAVÁCH

V současné době jsou PST transformátory využívány v přenosových soustavách po celém světě. Regulaci energetických přetoků přes státní hranice a další úzká místa elektrické sítě řídí v USA, Kanadě, Austrálii, Japonsku, Indii a v dalších zemích.

V Evropských elektrizačních soustavách bylo k polovině roku 2016 instalováno 17 transformátorů s regulací fáze. V deseti lokalitách jsou provozovány na napětové hladině 400 kV, ve zbývajících sedmi na hladině 220 kV. Do tohoto počtu zatím nejsou zahrnuty PST v Polsku. V průběhu instalace byla na jednom z polských PST objevena závada, vlivem níž se transformátor vracel opět do výrobního závodu. S plným uvedením do provozu se tedy čeká na jeho opravení. Při bližším popisu jednotlivých zařízení se zaměřím pouze na PST, instalované na napětové hladině 400 kV. [3]



obr. 5-1 Přehled instalovaných PST v Evropě [3]

Evropské transformátory s regulací fáze jsou provozovány téměř výhradně na přeshraničních vedeních. Jak plyne z účelu, kvůli kterému jsou instalovány, jejich počet reflektuje energetickou situaci konkrétním regionu. Nejvíce PST je tedy instalováno v severní části kontinentální Evropy – tedy na vedeních, která jsou nejvíce ovlivněna přetoky od Severního a Baltského moře. Kromě zmíněných transformátorů na hranici Německa s Polskem a ČR jsou již několik let v provozu čtyři PST na přeshraničním vedení mezi Německem a Nizozemskem a tři na

vedení mezi Nizozemskem a Belgií. Druhým regionem s největším počtem PST transformátorů je oblast severní Itálie, která se dlouhodobě potýká s deficitem elektrické energie.

5.1 PST v EVROPĚ – BENELUX

5.1.1 Nizozemsko

Jednou z oblastí, kterou ovlivnila masivní výstavba alternativních zdrojů na severu Německa jsou i státy Beneluxu. Nizozemská přenosová soustava je s německou sítí propojena třemi přeshraničními linkami – na severu z rozvodny Meeden, jižněji z rozvodny Hengelo a na jižním cípu Nizozemska z rozvodny Maasbracht. Vzhledem k uspořádání přenosových sítí však bylo největší množství výkonu přenášeno přes rozvodnu Maasbracht. Docházelo tedy k soustředování výkonu na jihu země, zatímco na severu nebyla kapacita vedení plně využita. Z důvodu udržení bezpečnostního kritéria n-1 byla v roce 1999 značně omezena hodnota výkonu importovaného z Německa. Bylo tedy třeba v co nejkratším čase provést taková opatření, která by umožnila hodnotu importu znovu obnovit.

Nejběžnější opatření, tedy posílení přenosových kapacit stávající sítě bylo zavrženo z důvodu časové náročnosti. Jako nejvhodnější řešení tedy byla schválena výstavba transformátorů s regulací fáze. Mezi roky 2002 a 2003 byly nizozemským provozovatelem přenosové soustavy, společností TenneT, v rozvodně Meeden na severu Nizozemska postupně spuštěny dva PST transformátory, každý o výkonu 1000 MVA.

Tendr na dodávku těchto transformátorů vyhrála firma Smit transformers. Kromě již zmíněného velkého výkonu museli umožňovat regulaci fázového úhlu alespoň 30°. Pro splnění konstrukčních požadavků byla vybrána dvoujádrová symetrická konstrukce PST. S ohledem na parametry strojů, a tedy limity přepravitelnosti bylo navíc zvoleno takové provedení, kdy je pro každou fázi vyčleněna samostatná transformátorová nádoba, ve které je uloženo vinutí jak sériové, tak i budicí jednotky.

PST Meeden	
Dodavatel	Smit
Provozovatel	TenneT
Konstrukce	dvoujádrová
Typ regulace	symetrická
Výkon (MVA)	1000
Napěťová hladina (kV)	380
Regulační rozsah (při zatížení)	±30°
Regulační rozsah (nezatížený)	±37,2°



obr. 5-2 Jednofázová jednotka PST od firmy Smit [26]

5.1.2 Belgie

V návaznosti na výstavbu dvou PST v rozvodně Meeden na severu Nizozemska, rozhodla společnost Elia, provozující přenosovou soustavu v Belgii o instalaci vlastních PST transformátorů na belgicko-nizozemské hranici. V létě roku 2008 byly proto spuštěny tři regulační transformátory – dva v rozvodně Van Eyck nedaleko nizozemských a německých hranic, třetí v rozvodně Zandvliet poblíž Antverp. O dodávku belgických PST se postarala německá firma ABB. Všechny tři mají totožné parametry – jedná se o PST dvoujádrovou symetrickou konstrukcí. Stejně jako ty nizozemské, jsou i tyto transformátory provozovány na napěťové hladině 380 kV. Jejich průchozí výkon je 1400 MVA a rozsah regulačního úhlu je od -25° do $+25^\circ$. [10]

PST Van Eyck + Zandvliet	
Dodavatel	ABB
Provozovatel	Elia
Konstrukce	dvoujádrová
Typ regulace	symetrická
Výkon (MVA)	1400
Napěťová hladina (kV)	380
Regulační rozsah (při zatížení)	$\pm 30^\circ$



obr. 5-3 PST od firmy ABB [31]

5.2 PST VE STŘEDNÍ EVROPĚ

5.2.1 Polsko

Pro snížení rizik, spojených s neplánovanými přetoky byly v březnu roku 2014 podepsány smlouvy mezi severoněmeckým TSO – společností 50Hertz a polským PSE. V rámci těchto smluv probíhá, kromě posílení přeshraničních vedení, také výstavba čtyř PST na polské straně. V první fázi projektu tedy došlo k instalaci dvou PST v rozvodně Mikulowa na jihu země. V rámci druhé fáze se plánuje výstavba dalších dvou PST v severopolské rozvodně Krajnik. Před jejich spuštěním je však zapotřebí upgradovat stávající vedení, spojující hraniční rozvodnu Krajnik se zbytkem polské přenosové sítě, z napěťové hladiny 220 kV na 400 kV. Dokončení prací na posílení potřebných vedení a následné uvedení druhé fáze PST do provozu je v plánu nejdříve na rok 2020.

O instalaci polských PST se stará německá společnost Siemens. Jejich průchozí výkon polských PST transformátorů je 1700 MVA a regulační úhel 40 stupňů. Jedná se o dvoujádrovou symetrickou konstrukci. Regulaci každé z linek zajišťuje dvojice transformátorů, přičemž takto velkého úhlu je dosaženo jejich vzájemným sériovým propojením.

PST Mikulowa + Krajnik	
Dodavatel	Siemens
Provozovatel	PSE
Konstrukce	dvoujádrová
Typ regulace	symetrická
Výkon (MVA)	1700
Napěťová hladina (kV)	400
Regulační rozsah (při zatížení)	±40°



obr. 5-4 PST Siemens [20]

Po dokončení prací na prvních dvou PST plánuje PSE instalaci třetího transformátoru o stejných parametrech v lokalitě Gubin, kde by mělo být vybudováno 400 kV vedení Plewiska – Gubin – Eisenhüttenstadt. Výstavba třetího PST by tedy měla proběhnout jako finální fáze posílení polsko-německého vedení. [11]

5.2.2 Německo

V Německu je v provozu již od roku 1979 regulační transformátor v rozvodně Gronau na německo-nizozemské hranici. Podobně jako později spuštěné PST na Nizozemské straně byl instalován za účelem vyrovnávání výkonů nerovnoměrně zatížených přeshraničních vedení mezi těmito dvěma státy. V současnosti se nachází v oblasti provozované německého TSO Amprion, na napěťové hladině 400 kV. Jeho průchozí výkon je 1250 MVA a regulační rozsah +/-11 stupňů při počtu 36 odboček.

Instalace PST v nizozemské rozvodně Meeden umožnila regulaci činného výkonu na německo-nizozemském vedení v maximální hodnotě 1100 MW. Pro zvýšení regulačních schopností rozhodl německý TSO Transpower o instalaci dalších dvou PST v rozvodně Diele. Oba stroje byly spuštěny v roce 2007. Jejich instalovaný výkon je 2x1425 MVA maximální regulační úhel je +/- 24 stupňů.

Ze stejného důvodu bylo po začátku výstavby polských a českých PST na východní hranici Německa rozhodnuto instalaci PST na německé straně hranic. Ve druhé polovině roku 2017 by měly být spuštěny dva transformátory s regulací fáze v rozvodně Röhrsdorf. Do roku 2019 potom další čtyři PST v rozvodně Vierraden. Stejně jako ostatní již zmíněné PST, jsou i tyto instalovány na napěťové hladině 400 kV. Očekává se regulační úhel +/- 20 stupňů při rozsahu 32 přepínačů. Instalovaný výkon potom 1200 MVA.

PST Vierraden + Röhrsdorf	
Dodavatel	ABB
Provozovatel	50Hertz
Konstrukce	dvoujádrová
Typ regulace	symetrická
Výkon (MVA)	1425
Napěťová hladina (kV)	400
Regulační rozsah (při zatížení)	$\pm 20^\circ$



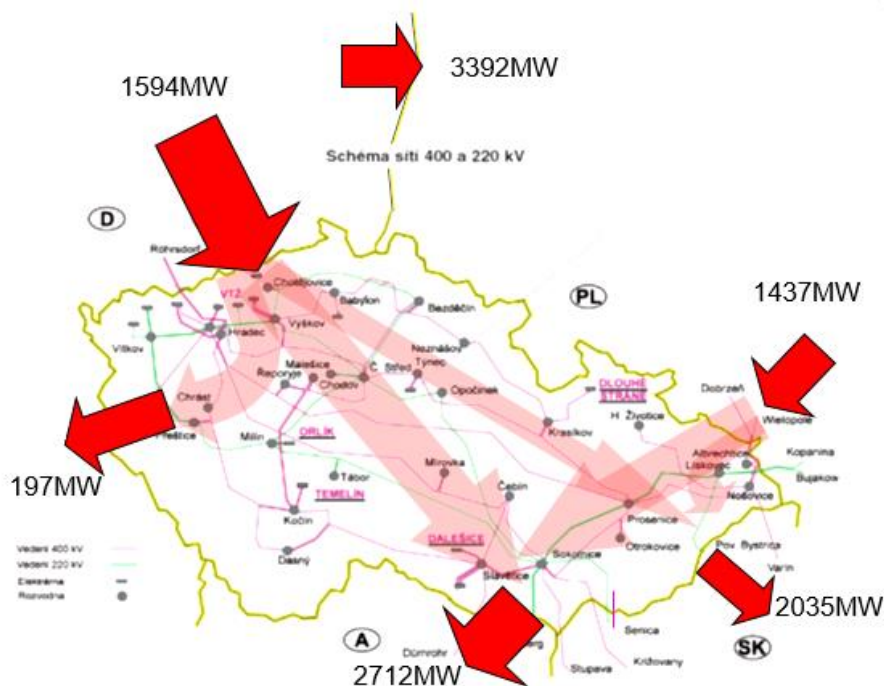
obr. 5-5 3D návrh PST od firmy ABB [27]

6 NÁVRH ŘEŠENÍ PRO PŘESHraniČNÍ ROZVODNU HRADEC U KADANĚ

6.1 ZDŮVODNĚNÍ STAVBY PST

Jak bylo nastíněno v úvodu, přetoky elektrického výkonu z větrných elektráren na pobřeží Severního a Baltského moře ovlivňují velkou měrou i fungování a bezpečnost české přenosové soustavy. Dlouhou dobu proto probíhala jednání mezi provozovateli přenosových soustav i příslušných ministerstev, jak stále se zhoršující situaci kruhových toků řešit. Tato jednání však nevedla ke konečné dohodě, společnost ČEPS tedy začala hledat vlastní řešení.

Pro zkoumání vlivů přetoků na českou přenosovou soustavu, a především jejich budoucího vývoje byly použity matematické modely s možnými scénáři. Předpokládaný stav k roku 2015 podle modelu EWIS (rok 2011) vycházel z výkonových toků o hodnotách zobrazených na obr. 6-1. Pro dosažení relevantních hodnot však bylo zapotřebí počítat s, v té době již schváleným, projektem výstavby PST na polsko-německých hranicích. Působení polských regulačních transformátorů by dokázalo snížit tok činného výkonu mezi 50Hertz a PSE. To by však vlivem prostých fyzikálních zákonů znamenalo zvýšení přeshraničních toků do České republiky a následné přetěžování linky V420. U dalších linek (V445, V446, V430, V431 a V422) by navíc došlo k neplnění bezpečnostního kritéria n-1.



obr. 6-1 Výchozí stav přetoků dle modelu EWIS [3]

Z důvodu potřeby snížení nežádoucích vlivů přetoků na českou přenosovou soustavu byly vypracovány tři možné varianty investic. Dvě z těchto variant počítaly s posilováním přenosových schopností vedení za pomoci zdvojování linek, přebudování z napěťové hladiny 220 kV na 400 kV, nebo posílení komponent na vedení, které by zajistily jmenovitou zatížitelnost lan.

Zvyšování přenosových schopností soustavy však snižuje impedanci posilovaných vedení, tedy i zvyšuje celkový protékající výkon. To má za následek kaskádové přetěžování dalších vnitrostátních vedení, a z něho plynoucí investice do zvyšování jejich přenosových schopností, které by přetížení zamezily. Třetí varianta investic potom navrhovala zachování stávajících linek, avšak, podobně jako na polské straně, použití PST.

Varianta 1:	Zdvojení vedení V430 a V431 Posílení V420 a V433 Přebudování V243 a V244 na napěťovou hladinu 400 kV
	Náklady na výstavbu: 6229 mil. Kč
Varianta 2:	Zdvojení vedení V420, V422 a V423 Přebudování V243 a V244 na napěťovou hladinu 400 kV
	Náklady na výstavbu: 10842 mil. Kč
Varianta 3:	Nasazení PST transformátoru ve vedení V445, V446
	Náklady na výstavbu: 2000 mil. Kč

Když porovnáme jednotlivé varianty z hlediska rozsahu prací, a tedy i nákladů na jejich realizaci, vidíme, že se nejvíce vyplatí varianta 3. Navíc přestože i ostatní dvě varianty investic dokáží vyrovnat toky v přetížených vnitrostátních vedeních, zvýšením činného výkonu u varianty 1 a 2 dojde k navýšení toků na některých přeshraničních profilech. K největšímu přetížení přitom dochází na přeshraničním profilu 50Hertz – ČEPS, tedy na linkách V445, V446. Celkové hodnoty přeshraničních toků v porovnání s výchozím stavem bez polských PST i s nimi je zobrazeno v následující tabulce:

	50Hertz – PSE	50Hertz – ČEPS	PSE – ČEPS	ČEPS – Tennet	ČEPS – SEPS	ČEPS – APS
Výchozí stav	3392	1594	1437	197	2035	2712
PST Polsko	2500	1875	903	45	2010	2588
Varianta 1	2500	2140	908	198	1817	2903
Varianta 2	2500	2330	915	45	1909	3137
Varianta 3	2500	1090	919	-376	1909	2401

1 Změna přetoků pro varianty investic [MW]

Výsledné hodnoty přeshraničních toků, zejména na profilu 50Hertz – ČEPS ukazují, že vlivem PST transformátorů u varianty 3 dochází ke snížení jejich hodnoty o téměř 800 MW, což by umožnilo nejen odstranění přetížení na vnitrostátních linkách, ale také na vedeních V445/V446.

Dalším důležitým rozhodovacím kritériem pro výběr variant řešení výkonových přetoků je čas, během kterého je možné nápravné opatření uvést do provozu. Jak totiž ukazuje predikce výstavby obnovitelných zdrojů v Německu (obr. 2-2), hodnota instalovaného výkonu, a tedy i

následných přetoků s každým rokem narůstá. Následující tabulky porovnávají obvyklou dobu, potřebnou pro realizaci jednotlivých kroků výstavby přenosového vedení a instalace PST transformátorů.

Výstavba vedení:

Činnost (projekční a povolovací)	Doba trvání (měsíce)
Územně technická studie a studie proveditelnosti, řešící územní otázky umístění stavby a územní otázky	6-12
Posouzení vlivů záměru na životní prostředí (proces EIA)	18-24
Finalizace rozvojového záměru – dokumentace zadání akce, schválení záměru akce	6-12
Zajištění územního řízení, dokumentace územního řízení	12-24
Smlouvy s vlastníky pozemků	6-24
Vypracování dokumentace pro stavební povolení, zajištění stavebního povolení	6-12
Projekt na provedení stavby	12-24
Výběrová řízení, výběr dodavatele	6-12
Samotná výstavba	12-24
Celkem	84-168 měsíců (7-14 let)

Úpravy vedení přenosové soustavy (např. zdvojování linek), se stejně jako výstavba nové linky přenosové soustavy řídí zákony platnými pro realizaci projektů liniových staveb. Kromě pravidel stavebního řízení je zapotřebí posouzení vlivu stavby na životní prostředí a další časově velmi náročná jednání. Jednou v tomto ohledu z nejnáročnějších činností je, vzhledem k velkému počtu vlastníků, výkup pozemků. Velmi často je tedy stává, že celková délka projektu se pohybuje okolo horní hranice uvedené v tabulce. Naproti tomu projekt instalace PST transformátorů vyžaduje rozšíření rozvodny o „pouhé“ 1-4 hektary, což proces výkupu pozemku značně usnadňuje. Navíc některé z časově náročných procesů, jako samotnou výrobu PST stavební přípravu rozvodny lze vyřídít současně.

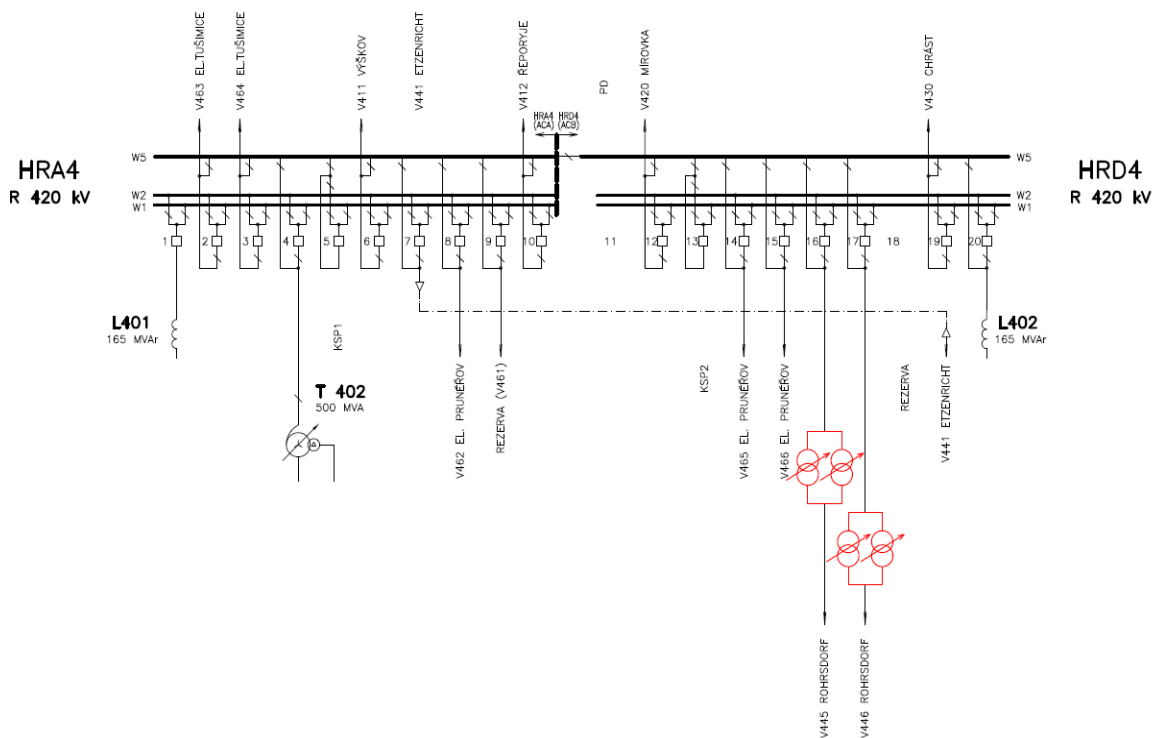
Instalace PST:

Činnost (projekční a povolovací)	Doba trvání (měsíce)
Územně technická studie a studie proveditelnosti, řešící územní otázky umístění stavby a územní otázky	4
EIA – oznámení	6
Finalizace rozvojového záměru – dokumentace zadání akce, schválení záměru akce	6
Zadání akce	8
Výkup pozemků	6-12
Projektová příprava	18
Výběrová řízení, výběr dodavatele	6
Objednání a dodávka PST	30
Stavba	24-48
Celkem	72-96 měsíců

Z uvedených faktů vyplývá, že nejvhodnější řešením pro ochranu české přenosové soustavy a zachování spolehlivosti dodávky elektřiny je varianta číslo 3. V roce 2013 bylo tedy společností ČEPS, a.s. podobně jako na polsko-německém pomezí, rozhodnuto o instalaci regulačních transformátorů také na česko-německém přeshraničním vedení. [3]

6.2 UMÍSTĚNÍ TRANSFORMÁTORŮ

Pro výstavbu byla tedy vybrána rozvodna Hradec u Kadaně, odkud jsou vyvedeny linky 445 a 446 směřující do německé rozvodny Röhrsdorf. Obě linky jsou provozovány na napěťové hladině 400 kV. Kromě přeshraničních vedení V445 a V446 je do rozvodny Hradec u Kadaně přiveden výkon z uhelných elektráren Pruněřov a Tušimice II. Se zbytkem české přenosové soustavy je potom propojena přes rozvodny Mírovka (vedením V420), Výškov (V411), Řeporyje (V412) a Chrást (V430). Mimoto je z rozvodny vyvedena linka V441 do německé rozvodny Etzenricht (Tennet). V roce 2004 došlo z důvodu dispečerského řízení k jejímu rozdělení na dvě nezávislé části – HRA a HRD. Od roku 2014 jsou však opatřeny spínačem, umožňujícím v případě potřeby jejich opětovné propojení.



obr. 6-2 Schéma rozvodny Hradec u Kadaně [3]

Jako nejvhodnější místo pro výstavbu PST byly vybrány již zmíněné přeshraniční vedení V446 a V445. V rámci výstavby PST bylo třeba, kromě přestavby stávajících částí rozvodny (Pole V445/446), rozvodnu rozšířit o další dvě pole pro každou linku vedení. Tím vznikl kompaktní celek šesti polí, kde jsou kromě umístění samotných transformátorů, umístěny vypínače, bypass, měřící zařízení atd. Pro výstavbu byly vypracovány tři možné varianty řešení. Plocha nových pozemků se, v závislosti na umístění PST v rozvodně Hradec, pohybovala v rozmezí 0,98-3,98 ha. Důležitými kritérii byly časová náročnost výstavby, celkové náklady na projekt, které plynuly

především náročnosti přestavby rozvodny (přeústování vedení atd.) a především celková stabilita sítě.

Varianta A (Jižní):	Plocha nových pozemků: 2,53 ha Počet majitelů pozemků: 11 Časová náročnost: 96 měsíců Nutnost přeústění 4 vedení
	<hr/> Náklady na výstavbu: 1400 mil. Kč
Varianta B (Severní):	Plocha nových pozemků: 0,98 ha Počet majitelů pozemků: 3 Časová náročnost: 72 měsíců Nevyžaduje náklady na přeústování vedení
	<hr/> Náklady na výstavbu: 1200 mil. Kč
Varianta C (Západní):	Plocha nových pozemků: 3,98 ha Počet majitelů pozemků: 12 Časová náročnost: 78 měsíců Nutnost kabelového připojení PST (kříží 7 stávajících vedení)
	<hr/> Náklady na výstavbu: 2000 mil. Kč

Z uvedených parametrů všech variant vyplývá, že nejvhodnější pro umístění PST v Hradecké rozvodně je varianta B, tedy severní. Kromě nejmenších problémů s výkupem pozemků nevyžaduje vysoké náklady na probojování či přeústování vedení. Je tedy nejlevnější a s odhadovanou dobou 72 měsíců také nejméně časově náročná. Stavební přípravy rozvodny Hradec u Kadaně začaly 2.6.2015. V té době již byly známy konkrétní specifikace stroje, jejichž návrh začal o několik let dříve.

6.3 NÁVRH A SPECIFIKACE PST

Při návrhu požadovaného PST je třeba brát v úvahu několik základních parametrů, které spolu velmi úzce souvisí a vzájemně se ovlivňují. Je obvyklé, že nároky na instalované PST splňuje více konstrukčních provedení. Proto je třeba v závislosti na možnostech výrobce a parametrech sítě nalézt nejvhodnější řešení. Mezi faktory, které ovlivňují design PST patří:

- Parametry elektrizační soustavy
- Maximální regulační úhel
- Pořizovací cena a náklady na výstavbu
- Náklady na provozní ztráty
- Velikost impedance v závislosti na regulačním úhlu
- Dopravitelnost zařízení

Návrhem PST transformátoru pro rozvodnu Hradec byly pověřeny externí firmy, které pomocí modelování sítě ověřili vliv nasazení transformátorů na česko-německém přeshraničním profilu. Na základě síťových studií potom doporučily parametry strojů.

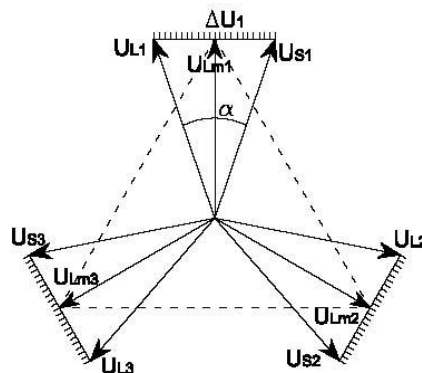
6.3.1 Regulační úhel

V přenosových soustavách na napěťové hladině 400 kV jsou obvykle využívány PST s maximálním regulačním úhlem v rozmezí 15 až 45 stupňů. Je samozřejmé, že s rostoucím úhlovým rozsahem roste velmi výrazně i cena zařízení. Je proto důležité regulační úhel dimenzovat podle, co možná nejpřesnějších, požadavků na řízení výkonových toků. Co se přetoků ze severu Německa týče, hodnota jejich výkonu v posledních letech výrazně vzrostla, stejně jako i jejich četnost. Vzhledem k nepravidelnosti těchto přetoků je však obtížné stanovit konkrétní hodnotu regulovaného výkonu. Pro výpočty se využívají simulační modely pro různé hodnoty regulačního úhlu i přenášeného výkonu.

Pro regulaci výkonů v přenosových soustavách se zpravidla používá symetrický typ PST. Ten na rozdíl od asymetrického mění pouze fázový úhel, zatímco průchozí napětí zůstává nezměněno. Stejný případ je i PST použité v rozvodně Hradec u Kadaně. Jako nejvhodnější regulační rozsah zde byl, dle výsledků simulací, zvolen úhel od 0 do +/-30 stupňů. Zkoumané modelové situace ukázaly, že maximální úhel umožňuje regulaci až 2x600 MW, přičemž omezení přenosu na přeshraničním vedení nezpůsobuje v české přenosové soustavě žádné negativní jevy.

6.3.2 Instalovaný výkon PST

Jelikož je PST transformátor pouze jedním z mnoha prvků již existující elektrické sítě, je třeba jeho parametry přizpůsobit vedení, na kterém je umístěn. Jedním z nejdůležitějších parametrů je potom instalovaný průchozí výkon PST. Ten by měl odpovídat hodnotě maximální zatížitelnosti daného vedení. V případě rozvodny Hradec se jedná o již zmíněná vedení V445 a V446, jejichž zatížitelnost je v současné době 2010 A.



Při výpočtu instalovaného výkonu budeme vycházet z obrázku 4-1. Z něho je patrné, že velikost regulačního úhlu závisí na velikosti napětí ΔU_1 .

$$\Delta U_1 = 2U_f \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) = 2 \frac{420}{\sqrt{3}} \sin\left(\frac{30^\circ}{2}\right) = 125,52 \text{ [kV]} \quad (6.1)$$

Výsledné regulační napětí použijeme pro výpočet instalovaného výkonu sériové jednotky:

$$S_S = 3 \cdot \Delta U_1 \cdot I = 3 \cdot 125,52 \cdot 2010 = 756,89 \text{ [MVA]} \quad (6.2)$$

Obdobným způsobem je možné vypočítat parametry budicí jednotky. Vztah pro výpočet instalovaného výkonu budicí jednotky je:

$$S_B = 3U_B I_B \quad (6.3)$$

Z obrázku obr. 4-1 odvodíme budicí napětí U_B a proud I_B :

$$U_B = \sqrt{3}U_f \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) = 420 \cdot \cos(30^\circ) = 363,73 \text{ [kV]} \quad (6.4)$$

$$I_B = \frac{\Delta U}{U_B} I \cdot \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \frac{125,52}{363,73} \cdot 2010 \cdot \cos(30^\circ) = 600,7 \text{ [A]} \quad (6.5)$$

Po dosazení do vzorce (6.5) dojde k vykrácení U_B , čímž získáváme obdobný vztah jako pro výpočet výkonu sériové jednotky. Výsledný výkon budicí tedy bude:

$$S_B = 3 \cdot \Delta U_1 \cdot I = 3 \cdot 125,52 \cdot 2010 = 756,89 \text{ [MVA]} \quad (6.6)$$

Celkový výkon pro jednu linku V445/446, tj. obou jednotek (budicí i sériové) PST transformátoru je potom:

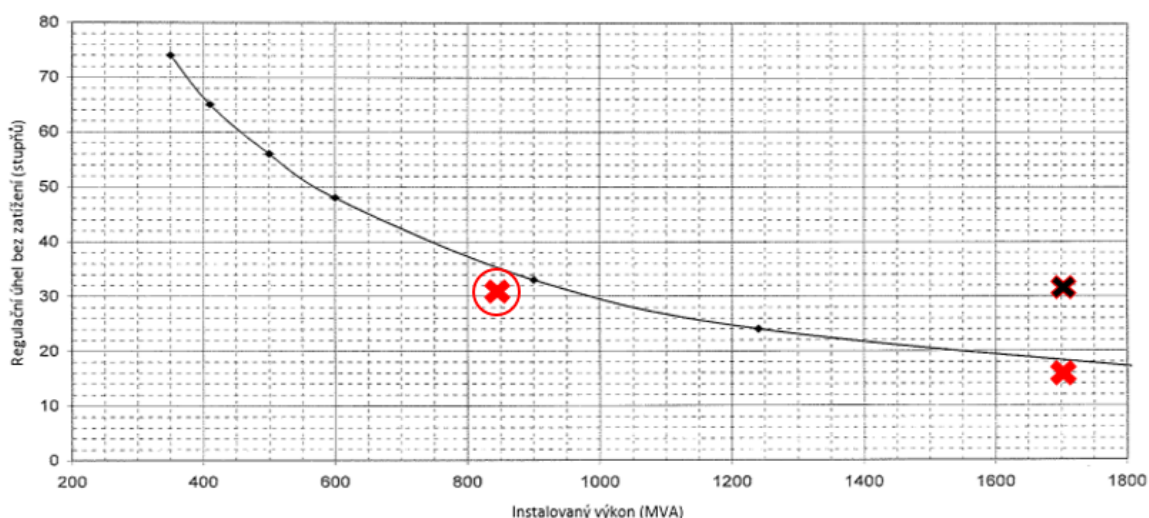
$$S_{PST} = S_B + S_S = 756,89 + 756,89 = 1513,78 \text{ [MVA]} \quad (6.7)$$

Vypočtený výkon odpovídá maximální proudové zatížitelnosti linek V445/446, která je z důvodu nižšího možného zatížení některých částí rozvodny Hradec v současnosti 2010 A. Přetoková automatika však umožňuje krátkodobé zatížení nad stanovenou mez proudu (např. 2400 A po dobu 1 min.). Kromě dynamického zatěžování, které umožňuje při vhodné teplotě dosáhnout hodnoty až 2530 A, je třeba počítat s dalším rozvojem přenosové soustavy. S plánovanou modernizací rozvodny stoupne hodnota trvalé zatížitelnosti linek o desítky ampér. Jako nejvhodnější hodnota instalovaného výkonu PST pro každou z linek byla proto spočtena

1700 MVA, což odpovídá proudu 2336 A. Tato hodnota navíc splňuje další nezbytné kritérium důležité k bezpečnému provozování, a to možnost funkce při stavech N-1.

6.3.3 Konstrukční provedení

Jak plyne z kapitoly 4.2, každý z typů konstrukce transformátorů s regulací fáze má své specifické vlastnosti. Vzhledem k požadovanému výkonu v řádu stovek MVA a maximálnímu regulačnímu úhlu kolem 30°, byla pro PST v rozvodně Hradec jako nejvhodnější vybrána nepřímá symetrická regulace. Jediný PST takovýchto parametrů však převyšuje výrobní, a především transportní možnosti, pro každou linku je tedy zapotřebí dvou transformátorů. Tento požadavek splňují dvě varianty konstrukčního řešení, které jsou červeně vyznačeny v obr. 2-1. Křivka, rozdělující graf je právě zmíněná hranice vyrobitelnosti. Projekt transformátoru, s parametry převyšujícími tuto hranici, není možné uskutečnit z výrobních, případně přepravních důvodů (viz např. černá značka pro jediné PST 1700 MVA + regulační úhel 30°).



obr. 6-3 Možné varianty konstrukce PST Hradec [3]

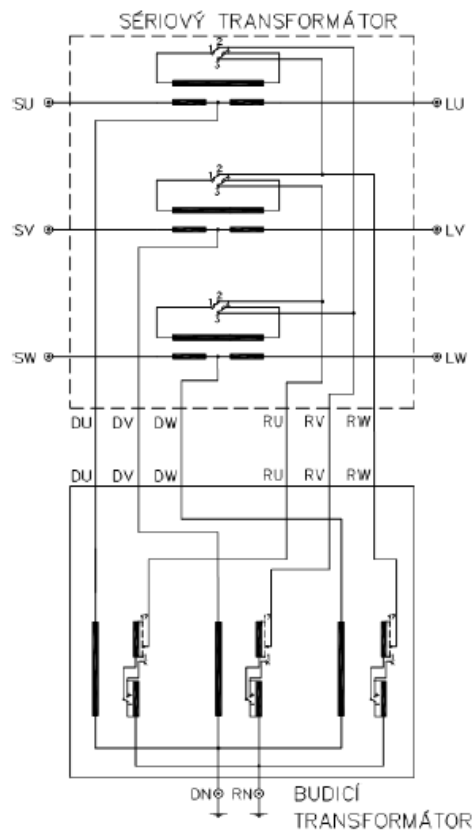
První varianta počítá s rozdělením výkonu z jedné linky vedení mezi dva paralelně propojené PST, každý o průchozím výkonu 850 MVA, s regulačním úhlem 30°. Naproti tomu druhá s rozdělením regulačního úhlu, tj. dva PST pracující v sériovém zapojení, každý o výkonu 1700 MVA a s regulačním úhlem 15°. Jako vhodnější byla, na rozdíl od polských transformátorů, uznána varianta číslo jedna (v obr. 6-3 zakroužkováná), v polovině roku 2013 bylo proto vypsáno výběrové řízení na dodávku čtyř PST transformátorů s paralelním zapojením.

6.4 KONSTRUKCE PST HRADEC

Výběrové řízení na výstavbu phase-shift transformátorů v Hradecké rozvodně vyhrála italská společnost Tamini, která již v nedávné minulosti instalovala PST transformátory v rozvodně na severu Itálie. Tamini tak dostala přednost před největšími výrobci těchto strojů, jako jsou ABB, Siemens nebo Alstom. Rozhodujícím faktorem při výběru byla cena, nabídka italského výrobce se blížila jedné miliardě korun, což bylo výrazně méně než nabídka konkurenčních společností. [12]

6.4.1 Stanovení konečných parametrů PST

Po podepsání smlouvy se společností Tamini, které proběhlo v dubnu 2014, byl připraven předběžný technický návrh PST a jeho parametrů. Na základě požadavků byl výrobcem vydán tzv. „Design Review“ neboli kontrola návrhu, v rámci něhož došlo k vyjasnění specifikací, návrhu mechanických, elektrických a tepelných vlastností stroje a dalších detailů. Kromě samotných specifikací transformátorů byly také dohodnuty inspekce, mezioperační kontroly a zkoušky jednotlivých komponent.



obr. 6-4 Schéma zapojení PST Tamini [3]

Jak bylo vysvětleno v kapitole 6.3.3, jedná se o dvoujádrový typ PST. Každý ze čtyř transformátorů se tedy skládá ze dvou oddělených jednotek – sériové a budicí, umístěných do samostatných transformátorových nádob. Obě jednotky jsou tvořeny dvěma vinutími:

Tzv. „Sériový transformátor“:

- Sériové vinutí – sériově propojené k vedení, obsahuje střední odbočku pro připojení budicí jednotky PST
- Budicí vinutí – zapojené do trojúhelníku, pomocí přepínače odboček je připojeno k regulačnímu vinutí budicí jednotky

Tzv. „Budicí transformátor“:

- Budicí vinutí – zapojené do hvězdy s externím nulovým bodem, slouží k propojení budicího transformátoru se sériovou jednotkou
- Odbočkové vinutí – zapojené do hvězdy s externím nulovým bodem, připojené k budicími vinutí sériové jednotky

Schéma zapojení obou jednotek se nachází na obr. 6-4. Co se týče dalších specifikací PST transformátorů do rozvodny Hradec, byly dle potřeb české přenosové soustavy, schváleny následující parametry:

Počet PST na vedení	2 paralelně spojené PST
Jmenovitý průchozí výkon vedení (2 PST)	2 x 850 MVA
Provedení PST	2 nádoby: sériová + budicí jednotka
Jmenovité napětí PST	420 kV
Typ regulace	Symetrická
Počet odboček regulace úhlu	+/- 32
Rozsah regulace fázového úhlu	+/- 30 °
<hr/>	
Rozměry kompletního PST	22 950 x 14 435 x 9 951 mm
Hmotnost budicí jednotky	430 t
Přepravní hmotnost budicí jednotky (bez oleje)	300 t
Hmotnost sériové jednotky	445 t
Přepravní hmotnost sériové jednotky (bez oleje)	300 t

Jedním z důležitých požadavků, který nelze opomenout, byla mimo jiné možnost „bypassu“, neboli přemostění vedení přes odbočku pro případ odpojení transformátorů.

Dalším z důležitých parametrů jakéhokoliv transformátoru jsou jeho ztráty. Ztráty v transformátoru rozdělujeme na:

- a) Ztráty naprázdno (tzv. „ztráty v železe“) – na zatížení nezávislé
- b) Ztráty nakrátko (tzv. „Jouleovy ztráty“) = ztráty ve vinutí transformátoru – velikost závisí na zatížení
- c) Přídavné ztráty

Pro PST Hradec jsou ztráty pro jmenovité zatížení popsány v následujících tabulkách. Jejich velikost mimo jiné závisí i na vybrané odbočce budicí jednotky. Pro porovnání jsou tedy zobrazeny ztráty nakrátko a naprázdno pro první (1), střední (17) a poslední (33) odbočku. [3]

Ztráty nakrátko					
Číslo odbočky	Úhel	Sériová jednotka	Budicí jednotka	Celkové ztráty	Impedance (u_k) %
1	0°	897 kW	0 kW	897 kW	12,09
17	15,28°	879 kW	356 kW	1235 kW	13,41
33	30°	846 kW	845 kW	1691 kW	15,57

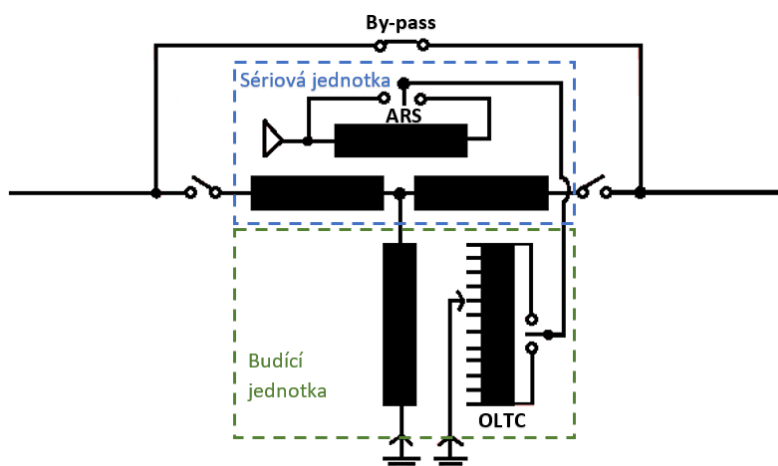
Ztráty naprázdno					
Číslo odbočky	Úhel	Sériová jednotka	Budicí jednotka	Celkové ztráty	impedance (u_k) %
1	0°	0 kW	194 kW	194 kW	12,09
17	15,28°	44 kW	189 kW	233 kW	13,41
33	30°	170 kW	172 kW	342 kW	15,57

Celkové ztráty je možné spočítat prostým sečtením ztrát naprázdno a nakrátko, přičemž přídavné ztráty jsou již zahrnuty ve změřených ztrátách nakrátko. Pro každý ze čtyř PST transformátorů v rozvodně Hradec (850 MVA) jsou celkové ztráty:

Ztráty celkem		
Pozice OLTC	Úhel	Ztráty kompletního PST (850 MVA)
1	0°	1 091 kW
17	15,28°	1 468 kW
33	30°	2 033 kW

6.4.2 Řízení PST

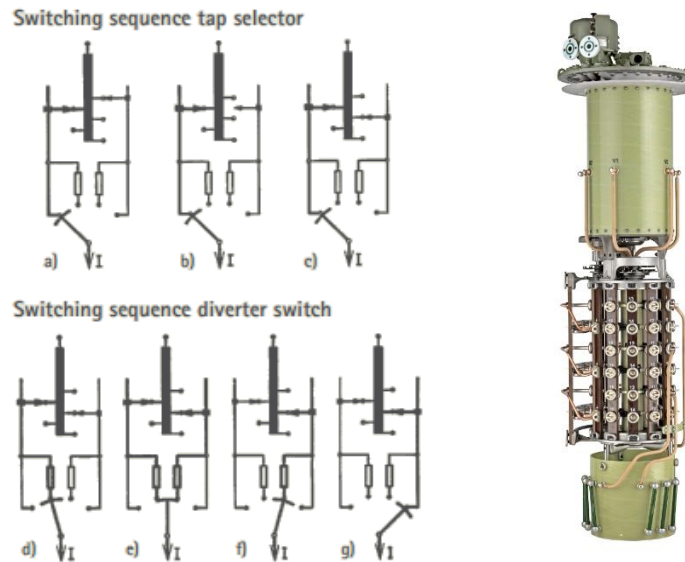
Pro řízení regulačních schopností PST transformátoru je využíván přepínač OLTC (On-load tap changer) v kombinaci s ARS (Advanced Retard Switch). Tyto dvě zařízení společně umožňují řídit velikost regulačního úhlu i jeho směr.



obr. 6-5 Přepínače pro řízení PST

OLTC přepínač:

První jmenovaný, tedy OLTC, je zařízení umožňující změnu regulačního napětí zatíženého transformátoru pomocí přepínání odboček. Přepínač je tvořen 33 odbočkami, což umožňuje regulaci napětí ΔU_1 v rozsahu od 0 kV do 105,9 kV. Výsledný elektrický úhel lze tedy měnit v rozsahu $0^\circ - 30,034^\circ$. Pro efektivní řízení PST je třeba, aby bylo možné regulační úhel měnit za plného zatížení. Mechanismus, který toto umožňuje je znázorněn na obr. 6-6.

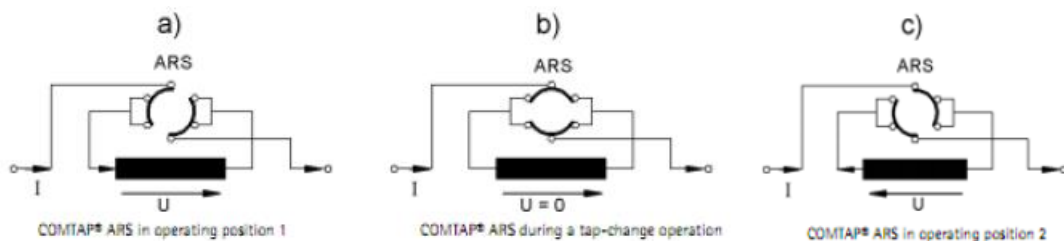


obr. 6-6 Princip OLTC přepínače [3]

Jak je ze schématu patrné, OLTC se skládá ze dvou přepínačů:

- *Volič odboček* – je tvořen dvěma nezávislými větvemi. Přepínání mezi odbočkami se provádí vždy na nezatížené větvi, což zabraňuje vzniku elektrického oblouku.
- *Výkonový přepínač* – provádí přepínání mezi zmíněnými větvemi při plném zatížení. Pro snížení průchozího proudu jsou použity odpory R_A a R_B . Aby se zamezilo vzniku elektrického oblouku, je tato část OLTC přepínače umístěna ve válci naplněném olejem. Tím je navíc zcela izolována od zbytku transformátoru.

ARS přepínač:



obr. 6-7 Princip ARS přepínače [3]

Pro změnu polarity budícího vinutí se používá ARS přepínač. Přepínání mezi pracovními polohami je realizováno otáčením hřídele, na které se nachází kroužek spojující příslušné

kontakty. Kromě obou polarit je ARS opatřen také odbočkou s nulovým napětím, což zajišťuje plynulé přepínání mezi oběma stavy. Princip funkce ARS přepínače a je naznačen na obr. 6-7. Při manipulaci s ARS přepínačem je potřeba, aby na OLTC byla nastavena první odbočka (nulový úhel).

6.4.3 Chlazení

Jak již bylo popsáno v kapitole 6.4.1, při chodu dochází v transformátoru ke ztrátám, které mimo jiné způsobují jeho oteplování. Tyto ztráty dělíme na ztráty nakrátko, naprázdno (tzv. v železe), které lze dále rozdělovat na magnetizační a ztráty vířivými proudy a dodatečné (přídavné) ztráty, vznikající nerovnoměrným rozložením proudu v kovových konstrukcích. Hlavním zdrojem tepla v transformátoru jsou jeho ztráty nakrátko neboli ztráty v „mědi“ podle vztahu:

$$P = I^2 R \quad (6.8)$$

Pokud není teplo dostatečně odváděno, může zvyšující se teplota vést k poškození izolace a následné poruše transformátoru. Pro snížení teplotní degradace, a tedy i zlepšení životnosti transformátoru o výkonu v řádu stovek MVA je proto třeba, aby bylo odvádění tepla aktivně řízeno, a to pomocí metod, jako jsou např.:

- ONAN (Oil Natural Air Natural)
- ONAF (Oil Natural Air Forced)
- OFAF (Oil Forced Air Forced)
- ODAF (Oil Directed Air Forced)
- OFWF (Oil Forced Water Forced)



obr. 6-8 Chladicí systém PST

Phase-shift transformátor od Tamini je navržen pro tři režimy chlazení v závislosti na jeho oteplení. Každá z transformátorových jednotek je proto opatřena dvěma bateriemi radiátorů. Baterie chladicí sériovou jednotku je složena z 16 samostatných radiátorů a čerpadel,

kteřé do nich vřání zahřátý olej. Proudění vzduchu skřze radiátory sériové jednotky je zajiřřováno 24 ventilátory. Z důvodu nižřího proudu, procházejícího budicí vinutím stačí pro chlazení derivační jednotky baterie osazené dvanácti radiátory s čerpadly a řestnácti ventilátory. Teplota odpovídající jednotlivým režimům chlazení odpovídá výkonovému zatížení transformátorů. Zmíněné tři režimy chlazení jsou:

- 1) **ONAN: do 65 % jmenovitěho výkonu** – Pro tento systém není zapotřebí řádného přídavněho chladicího mechanismu, jedná se o pasivní chlazení.
- 2) **ONAF: do 90 % jmenovitěho výkonu** – Pro zvýření účinnosti chlazení jsou použity ventilátory
- 3) **ODAF: pro chod při jmenovitěm výkonu** – Za pomoci čerpadel dochází k čerpání horkěho oleje z vrchní části transformátoru do radiátorů, kde je ochlazován. Odtud je potom vřáněn zpět do, tentokrátě spodní části, transformátoru. Tím dochází ke kontinuálnímu proudění oleje, což zvyšuje účinnost chlazení. Proces je navíc podporován ventilátory, vřánějícími vzduch mezi radiátory.

6.4.4 Propojení sériové a budicí jednotky

Elektrické propojení sériové a paralelní jednotky je realizováno uvnitř uzavřeného olejověho potrubí. Je tedy důležitě, aby uložení obou jednotek na místo instalace bylo co nejpřesnější. Nejcitlivější částí je v tomto ohledu jejich propojení na napěťové hladině 400 kV. Vřhledem ke značné velikosti transformátoru je pochopitelné, když při instalaci vznikne menří nepřesnost, ať už vlivem obrábění nebo při vyrovnávání stroje při instalaci. Tento problém je řeřen roztažnou průchodkou propojující vývody potrubí z obou jednotek (tzv. faltenbalg).



obr. 6-9 Propojení sériové a budicí jednotky

Tato součástka navíc umožňuje dopravu obou částí transformátoru zvlářř a jejich následné spojení na místě určení. Kromě toho řeří také problém tepelné roztažnosti propojovacího potrubí.

6.4.5 Doprava a instalace

Již při návrhu parametrů PST transformátoru bylo třeba vyřešit otázku jejich dopravy do rozvodny Hradec u Kadaně. Podle smlouvy řeší dopravu všech součástí PST přímo společnost Tamini. Jak bylo popsáno mezi parametry PST, jedná se o 8 transformátorových jednotek, každá o transportní hmotnosti 300 tun. Přestože vzdálenost mezi italským výrobcem, sídlícím v Miláně, a rozvodnou Hradec je přibližně 800 km, bylo třeba zvolit trasu několikanásobně delší. Rozměry a hmotnost transformátorů totiž neumožnily přímou silniční ani železniční dopravu. Trasa transportu PST je zobrazena na obr. 6-10.



obr. 6-10 Trasa dopravy PST Hradec

Jako nejvhodnější metoda transportu, snižující vzdálenost silniční přepravy na minimum, byla vybrána lodní doprava. Za pomoci kamionů se speciálně upraveným přívěsem byly transformátory dopraveny z Milánské továrny do přístavu poblíž italských Benátek. Odtud lodí kolem celé Evropy dopluly do Hamburku, odkud se po Labi dostaly do České republiky, konkrétně do Lovosic. Zde byly přeloženy opět na kamiony a posledních 90 km urazily po silnici.

Doprava PST byla naplánována na první polovinu roku 2016, přičemž budící jednotka prvního transformátoru dorazila začátkem února. Poslední měla být dopravena na své místo koncem července. Kromě vzdálenosti a několikanásobné překládky musel mnohatunový transformátor překonat řadu překážek. Jednou z nich byla hráz Nechanické přehrady, kde bylo pro tento účel třeba postavit mostní provizorium.



obr. 6-11 Doprava PST Hradec [3]

Objevilo se však také několik vážnějších problémů, které dodávku některých z PST transformátorů zkomplikovaly. Prvním z problémů bylo dlouhodobé sucho, které zapříčinilo nízkou hladinu Labe. Zpoždění způsobené nemožností plavby však nebylo závažné a začátkem června byly v České republice tři ze čtyř transformátorů. Zpoždění dodávky čtvrtého PST již znamenalo o poznání větší komplikace. Při přijímacích zkouškách posledního stroje byla objevena závažná porucha. Ta znamenala více než půlroční zpoždění a jelikož každá z dvojic transformátorů pracuje v paralelním zapojení, v plánovaném termínu v prosinci roku 2016 byla připravena k regulaci pouze linka 445. S koncem roku byl spuštěn zkušební provoz, avšak s plným spuštěním její regulace se čekalo na dostavbu zbývajících PST.

Obě transformátorové jednotky zbývajících PST dorazily na své místo teprve začátkem března 2017, kdy byla chladicí část transformátoru a další komponenty již připravena. Instalace poslední jednotky proběhla rychleji a již v průběhu dubna bylo možné začít se zkouškami a začátkem června uváděním do provozu zbývajících dvou transformátorů.

6.4.6 Dispečerské řízení a provoz PST

Při uvádění do provozu je třeba dodržet postup navržený specialisty ze společnosti ČEPS, a.s, kdy jsou nejprve zkoušeny jednotlivé stroje pod napětím, poté následuje zkoušení ve spřaženém módu a zkoušení režimů zatížení. Řídicí systém ovládající regulační schopnosti transformátorů je možné řídit dvěma způsoby – místně (z řídicího místa v rozvodně) nebo vzdáleně z vybraného komunikačního směru (dispečinku). Kromě toho umožňuje tři režimy regulace fázového úhlu:

- Automatická regulace
- Ruční regulace
- Režim Revize (všechny povely pro PST jsou zablokovány)

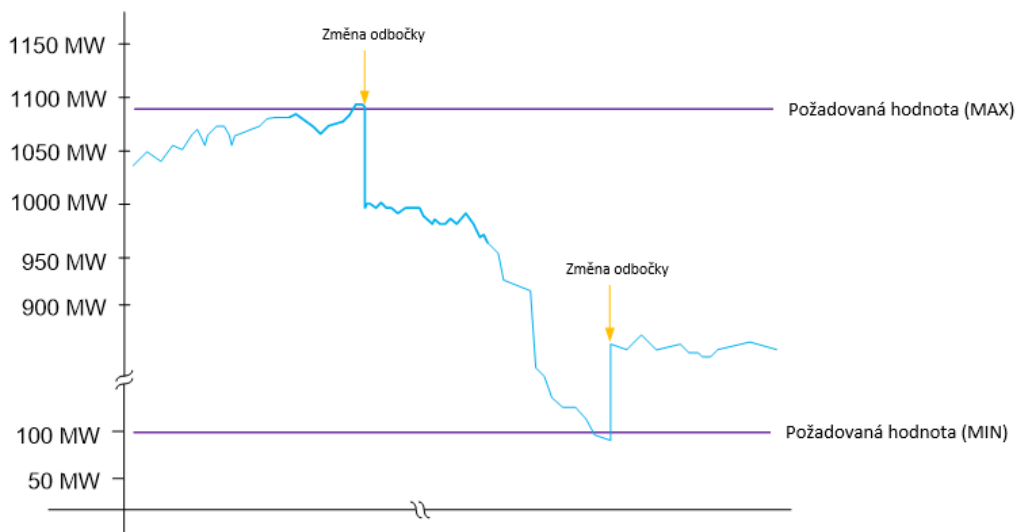
Ruční regulace:

V případě ruční regulace je možné transformátory ovládat ve dvou módech – tzv. „spřažený mód“, při kterém jsou obě jednotky regulovány synchronně a „individuální mód“, kdy je možné regulovat každou jednotku samostatně. Volba spřažené regulace přitom může být vybrána pouze pokud mají oba PST nastavenou shodnou odbočku. Naproti tomu „individuální mód“ je možné aktivovat pouze pokud je jeden z PST odpojen od systému.

Automatická regulace:

Řídící systém umožňuje tři módy automatické regulace:

- Nastavená odbočka – systém nastaví na jedné nebo obou paralelních jednotkách požadovanou odbočku
- Nastavený průchozí výkon – systém udržuje průchozí výkon PST na nastavené hodnotě pomocí přepínání odboček
- Nastavený maximální a/nebo minimální průchozí výkon – systém reguluje na příslušnou odbočku přepínače PST, když je dosaženo předem nastavené hodnoty průchozího výkonu (viz obr. 6-12)



obr. 6-12 Regule podle MIN/MAX

Popsané módy pro ruční i automatickou regulaci lze použít také v případě paralelní spolupráce více PST. V případě PST Hradec, tedy dvou paralelně propojených transformátorů pro každou z linek, s celkovým instalovaným výkonem 2x1700 MVA, jsou to tyto režimy provozu:

- a) Vedení propojeno přes by-pass (neregulovaný – PST mimo provoz)
- b) PST (1700 MVA) provozován nezávisle na druhém PST (spřažená regulace dvojice PST 2x850 MVA nezávislá na druhé dvojici se spřaženou regulací) – regulace podle nastavené hodnoty průchozího výkonu nebo odbočky PST.
- c) PST (1700 MVA) provozován nezávisle na druhém PST (spřažená regulace dvojice PST 2x850 MVA nezávislá na jednom PST z druhého vedení nebo nezávislý provoz jednoho PST 850 MVA na každém vedení) – regulace podle nastavené hodnoty průchozího výkonu po vedení nebo odbočky PST.
- d) Paralelní provoz obou PST 1700 MVA (paralelní provoz dvou spřaženě regulovaných dvojic PST (2x850MVA na každém vedení) v módu MASTER – SLAVE) – regulace podle nastavené hodnoty celkového výkonu oběma vedeními nebo nastavené odbočky PST (stejná odbočka na obou PST)
- e) V případě jiné provozní konfigurace, než v předchozím odstavci je automatická regulace v paralelním provozu blokována (mohou být regulovány jen jednotlivé PST nebo spřaženě regulované dvojice). [3]

7 EKONOMICKÁ EFEKTIVNOST PROJEKTU PST

7.1 NÁKLADY NA INSTALACI A PROVOZ PST

Od počátku projektu výstavby PST transformátorů se počítalo s náklady nepřevyšujícími 2,5 miliardy Kč. V ekonomickém zhodnocení projektu budeme počítat s náklady 2 miliardy korun. V této částce jsou, kromě zakoupení PST transformátorů, také náklady, na již zmíněné rozšíření rozvodny Hradec u Kadaně. Náklady na dodávku PST od firmy Tamini se blížily 1 mld. Kč. Samotná zařízení přitom vyšly na přibližně dvě třetiny této částky. Zbývající náklady do zmíněných 2 mld. zahrnují výkup pozemků, projektové práce, terénní úpravy, úpravu rozvodny Hradec a tak dále. Očekávaná životnost PST transformátorů je 40 let. Hodnota odpisů tedy činí 50 mil. Kč ročně. [13]

K pořizovacím nákladům je třeba počítat také náklady provozní. V těch jsou zahrnuty náklady na výkonové ztráty, výměnu oleje, zkoušky, diagnostiku a další údržbu. Pro výpočet celkových provozních nákladů je třeba rozdělení jednotlivých položek mezi náklady variabilní a fixní.

7.1.1 Fixní náklady

Do této položky řadíme veškeré náklady na pravidelnou diagnostiku, výměny oleje a údržbu všech čtyř transformátorů. Vzhledem k tomu, že stroje zatím nejsou v provozu, jedná se pouze o hrubý odhad budoucích nákladů. Přestože se dá očekávat, že se částka, vynaložená na tyto položky, bude s narůstajícím stářím transformátorů zvyšovat, budeme počítat s fixními náklady ve výši 2 mil. Kč ročně.

7.1.2 Variabilní náklady

Položka variabilních nákladů je tvořena téměř výhradně z nákladů na krytí výkonových ztrát na PST transformátorech. Velikost těchto ztrát v závislosti na regulačním úhlu transformátorů je zobrazena v tabulce v kapitole 6.4.1. Pro porovnání provozních nákladů při různých variantách zatížení využijeme hodnoty celkových ztrát pro střední a nejvyšší odbočku, respektive pro 15,28° a 30°. Výpočty pro oba regulační úhly provedeme pro jmenovité zatížení ($I = 1168$ A) a pro 60% zatížení transformátorů ($I = 700$ A). Konkrétní parametry jednotlivých variant jsou patrné z následující tabulky.

Varianta	Zatížení [A]	Regulační úhel	Ztráty nakrátko [kW]	Ztráty naprázdno [kW]	Celkové ztráty [kW]
A	1168	15,28°	1235	233	1468
B	1168	30°	1691	342	2033
C	700	15,28°	444	233	677
D	700	30°	607	342	949

Kromě výkonových ztrát samotných PST transformátorů je třeba zahrnout také výkon chladicího systému. Maximální výkon chladicí soustavy v režimu ODAF je 42 kW. Jak však bylo popsáno v kapitole 6.4.3, tohoto režimu chlazení je využíváno poměrně vzácně. Při výpočtu tedy bude chlazení zohledněno pouze při jmenovitém výkonu PST. Při chodu se 60% výkonem, kdy jsou transformátory chlazený pasivně, není třeba počítat náklady na přídatný chladicí mechanismus.

Při výpočtu celkové doby provozu PST budeme opět vycházet z očekávané životnosti PST transformátorů ($T = 40$ let). Odhadujeme, že každý rok bude třeba provést diagnostiku a pravidelnou údržbu zařízení, což si vyžádá odstávku transformátorů po dobu jednoho měsíce (30 dní/rok). Jako celkovou dobu provozu tedy budeme uvažovat 335 dní v roce, což odpovídá 8040 hodinám za rok.

Třetí důležitou položkou pro výpočet nákladů na pokrytí výkonových ztrát je cena vyrovnávací energie. Dodavatelé, a tedy i cena energie pro krytí ztrát jsou vybírány na základě výběrového řízení, které několikrát ročně vyhlašuje společnost ČEPS, a.s. Tyto aukce jsou vyhlašovány čtvrtletně, přičemž není výjimkou, pokud je při jedné aukci vybráno více dodavatelů s rozdílnou cenou. Pro výpočet nákladů budeme vycházet z průměrné ceny z aukcí za rok 2016 a první čtvrtletí roku 2017. [3] Ceny všech vybraných dodavatelů z tohoto období jsou:

2017	855 Kč/MWh
	835 Kč/MWh
2016	1003 Kč/MWh
	869 Kč/MWh
	813 Kč/MWh
	723 Kč/MWh
	823 Kč/MWh
	738 Kč/MWh
	584 Kč/MWh
	600 Kč/MWh
Průměrná cena	784,3 Kč/MWh

7.1.3 Celkové náklady

Z uvedených parametrů spočítáme celkové variabilní náklady pro zmíněné čtyři varianty podle vzorce:

$$VC = P \times C \times t$$

VC	Variabilní náklady
P	Provozní ztráty transformátorů
C	Cena krytí ztrát
S	Roční doba provozu

7.1.3.1 Varianta A

Varianta A počítá s provozem všech čtyř PST 335 dní v roce při jmenovitém výkonu, tedy napětí 400 kV a proudu 1168 A. Pro regulaci je vybrána střední odbočka, tedy úhel 15,28 stupně. Provozní náklady na roční provoz jednoho PST transformátoru jsou:

Fixní náklady	
Pravidelná údržba a diagnostika	2 000 000 Kč
Variabilní náklady	
Provozní ztráty	9 256 873 Kč
Chlazení PST	264 842 Kč
<hr/>	
Celkem	11 521 715 Kč
Celkem pro 4 PST	46 086 860 Kč

Provozní náklady pro čtyři transformátory jsou celkem 46 086 860 Kč. Při započtení nákladů na výrobu a instalaci PST v hodnotě 50 mil. ročně vychází celkové náklady na roční provoz 96 086 860 Kč.

7.1.3.2 Varianta B

Výpočet pro variantu B vychází z předpokladu nepřetržitého provozu při jmenovitých hodnotách po dobu 335 dní ročně s maximálním regulačním úhlem 30 stupňů. Výkonové ztráty budou v tomto případě přibližně o třetinu vyšší. V provozních nákladech se tato skutečnost projeví takto:

Fixní náklady	
Pravidelná údržba a diagnostika	2 000 000 Kč
Variabilní náklady	
Provozní ztráty	12 819 634 Kč
Chlazení PST	264 842 Kč
<hr/>	
Celkem	15 084 476 Kč
Celkem pro 4 PST	60 337 904 Kč

Při započítání ročních odpisů tedy výsledné náklady dosáhnou 110 337 904 Kč. Tato částka odpovídá hodnotě maximálních provozních nákladů při jmenovitém zatížení.

7.1.3.3 Varianta C

Varianta C počítá s provozováním transformátorů s průchozím výkonem o hodnotě 60 % jmenovitého a s nastavenou střední odbočkou. Dá se očekávat, že hodnota nákladů se v této variantě bude nejvíce blížit skutečným nákladům na provoz PST v rozvodně Hradec u Kadaně. Roční provozní náklady jsou:

Fixní náklady	
Pravidelná údržba a diagnostika	2 000 000 Kč
Variabilní náklady	
Provozní ztráty	4 269 008 Kč
Chlazení PST	0 Kč
Celkem	6 269 008 Kč
Celkem pro 4 PST	25 076 032 Kč

Výsledné roční náklady pro všechny čtyři PST dosáhnou při provozu podle varianty C 75 076 032 Kč.

7.1.3.4 Varianta D

Poslední varianta ukazuje rozdíl nákladů z varianty C při použití maximálního regulačního úhlu. V tomto případě budou provozní náklady:

Fixní náklady	
Pravidelná údržba a diagnostika	2 000 000 Kč
Variabilní náklady	
Provozní ztráty	5 984 178 Kč
Chlazení PST	0 Kč
Celkem	7 984 178 Kč
Celkem pro 4 PST	31 936 712 Kč

Celkové roční náklady, tedy hodnota odpisů i provozních nákladů na provoz všech čtyř PST, budou 81 936 712 Kč, což znamená zvýšení nákladů na základě regulačního úhlu o téměř 7 milionů Kč. Výsledné srovnání nákladů z jednotlivých variant zahrnujících všechny čtyři transformátory je zobrazeno v následující tabulce:

Varianta	A	B	C	D
Roční variabilní náklady	46 086 860 Kč	60 337 904 Kč	25 076 032 Kč	31 836 712 Kč
Celkové roční náklady	96 086 860 Kč	110 337 904 Kč	75 076 032 Kč	81 836 712 Kč

Z výsledných hodnot je patrné, že provozní náklady velmi výrazně ovlivňuje nejen samotné zatížení PST transformátorů, ale také nastavená regulační odbočka. Celkové náklady při jmenovitém zatížení transformátorů s maximální regulací přesáhly hodnotu 110 mil ročně. Naproti tomu při 60 % jmenovitého zatížení a polovičním regulačním úhlem byly náklady o více než 35 mil. nižší. Vzhledem k dlouhodobému provozu PST lze očekávat, že skutečné náklady se budou pohybovat v okolí spodní hranice vypočtených nákladů.

7.2 VÝNOSY Z PROVOZU PST

Ekonomické přínosy z provozu PST plynou zejména ze snížení neplánovaných přetoků na přeshraničním profilu ČEPS-50Hertz. Snížení nežádoucích toků umožňuje zvýšení obchodních příležitostí soukromým subjektům, a především zvýšení provozní spolehlivosti soustavy. To se projeví ve dvou základních aspektech – snížení provozních nákladů přenosové soustavy a zvýšení bezpečnosti provozu PS.

7.2.1 Snížení nákladů na redispečinky

Zvýšení spolehlivosti přenosové soustavy zároveň snižuje náklady, které je každoročně třeba vynakládat na udržení její stability. To se týká především tzv. redispečinků, jejichž využití je ve srovnání s ostatními podpůrnými službami velmi nákladné. Celkové náklady vynaložené na redispečinky je velmi obtížné predikovat. Kromě technického stavu sítě záleží také na proměnlivých faktorech jako je počasí, ovlivňující výrobu z obnovitelných zdrojů na severu Německa. Z toho důvodu jsou náklady na redispečinky velmi proměnlivé. Podle statistik ENTSO-E nepřesáhly v roce 2011 celkové náklady hranici 2 mil. Kč, zatímco v roce 2012 se vyšplhaly na téměř 25 mil. Kč. Krizovým rokem byl v tomto ohledu rok 2015, kdy bylo během pouhých 4 týdnů (prosinec 2014–leden 2015) zapotřebí masivních redispečinků za více než 80 mil. Kč. Přitom celkové náklady za rok 2015 jen těsně přesáhly hranici 90 mil. Kč. Za rok 2016 objem redispečinků opět klesl na „pouhých“ 35 mil. Kč. [3]

Výše financí, které má ČEPS, a.s. k dispozici na redispečink určuje každoročně Energetický regulační úřad (ERÚ). Obtížnost predikce však potvrzuje i fakt, že v roce 2015 byl takto nastavený limit 20 mil. překročen již během tří dnů. Na rok 2016 byl proto stanoven na 120 mil. Kč, ovšem celkové náklady na redispečink nedosahovaly ani třetinového objemu. Je tedy obvyklé, že se náklady na redispečink vyčíslují tzv. *ex post*, tedy až součtem skutečně provedených transakcí za určité období. Přestože situace, při kterých je ohroženo bezpečnostní kritérium n-1, nejsou příliš časté, nedá se vzhledem k rostoucímu tempu výstavby německých alternativních zdrojů očekávat, že by jejich počet klesal. Nedá se tedy ani předpokládat, že by bez zvláštních opatření došlo k dlouhodobému snížení nákladů na samotné redispečinky. Naopak od investice do PST transformátorů v rozvodně Hradec u Kadaně si společnost ČEPS, a.s. slibuje spolehlivé fungování české přenosové soustavy i bez použití těchto nákladných opatření.

V případě, že by částka vynaložená za redispečinky zůstala na průměrné hodnotě těchto opatření za posledních 5 let, jednalo by se o částku převyšující 42 mil. Kč ročně. Za 40 let provozu

by se částka vyšplhala na téměř 1,7 mld. Kč, což je částka téměř srovnatelná s náklady na instalaci PST v rozvodně Hradec u Kadaně. Vedle ušetřených každoročních výdajů na podpůrné služby je třeba do výnosů z PST zahrnout také zvýšení provozní spolehlivosti soustavy a odolnosti vůči havarijním stavům, které by mohly následkem přetížení v soustavě nastat.

7.2.2 Snížení rizika havarijních stavů

Spolu s růstem počtu rizikových stavů, a především s růstem objemu výkonů které tyto stavy způsobuje, narůstá pravděpodobnost narušení stability soustavy, rozpadu sítě na samostatné ostrovní provozy a následných rozsáhlých výpadků, tzv. blackoutů. Od roku 2003 zažily evropské státy již 6 takových výpadků s rozdílnými prvotními příčinami i dobou trvání, viz tabulka:

Datum	Trvání	Rozsah [tis. osob]	Zasažená oblast	Prvotní příčina
28. 8. 2003	1 hodina	500	Londýn	Dva výpadky v rychlém sledu
23. 9. 2003	2 hodiny	5 000	Dánsko, Švédsko	Závada odpojovače krátce po výpadku jaderné elektrárny
28. 9. 2003	12 hodin	56 000	Itálie, Švýcarsko	Bouře zničila vedení VVN
12. 7. 2004	12 hodin	5 000	Řecko	Přetížení přenosové soustavy, výpadek dvou elektráren
9. 1. 2005	-	870	Švédsko	bouře Gudrun
4. 11. 2006	20 minut	15 000	Německo, Francie, Itálie, Belgie, Španělsko, Portugalsko, Rakousko, Chorvatsko	Manuální odpojení vedení VVN bez ověření kritéria N-1 - > rozpad na 3 ostrovy

Z tabulky je zřejmé, že doba trvání blackoutu od výpadku do plného obnovení dodávky elektřiny se pohybuje v řádu hodin. Dokonce i při historicky největším výpadku, který postihl více než 500 mil. obyvatel Indie, byla dodávka energie obnovena za méně než jeden den. I přesto jsou sociálně-ekonomické ztráty téměř nevyčíslitelné a lze je jen velmi obtížně predikovat.

Vzhledem k hustotě přenosové sítě je riziko totálního blackoutu ve střední Evropě relativně malé. V případě hrozby narušení stability soustavy ovšem může dojít k vyhlášení tzv. „stavu nouze“, při kterém dochází k omezení dodávky elektřiny průmyslovým odběratelům. [14]

7.3 ODHAD EKONOMICKÝCH NÁSLEDKŮ OMEZENÍ DODÁVKY ELEKTŘINY

Ztráty, které lze alespoň částečně odhadnout jsou ty za nedodanou elektřinu. Je zřejmé, že se hodnota těchto ztrát bude lišit v závislosti na době výpadku i na počtu a struktuře odpojených odběratelů (průmysloví odběratelé/domácnosti). Výpočet tedy provedu pro několik

možných variant, od stavu nouze, kdy je omezena dodávka elektřiny pro velké průmyslové odběratele, po kolaps a následný blackout některé z částí české přenosové soustavy. Pro výpočty budou použity průměrné ceny elektřiny pro Českou republiku ze statistik společnosti EUROSTAT (viz tabulka).

rok	Domácnosti			Velkoodběratelé		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015
cena v EUR	0,149	0,127	0,129	0,099	0,082	0,078
cena v Kč (kurz 27,0)	4,023	3,429	3,483	2,673	2,214	2,106
Průměrná cena (Kč/kWh)	3,645			2,331		

Pro zjištění odchylky výsledných nákladů při různém zatížení elektrizační soustavy České republiky budou výpočty provedeny pro den ročního maxima a den ročního minima z roku 2015. Spotřeba elektřiny v těchto dnech byla:

Zatížení pro den maxima roku 2015 - (9. 2. 2015) [MWh]:

0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
8115	8228	8087	8044	8134	8643	9843	10392	10595	10818	10725	10786
12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
10852	10813	10602	10521	10436	10711	10514	10426	10057	9473	8922	8473

Celková spotřeba elektřiny v ČR byla v den ročního maxima 234 210 MWh.

Zatížení pro den minima roku 2015 - (2. 8. 2015) [MWh]:

0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
5424	5310	5288	5269	5189	4995	5056	5372	5881	6341	6710	6935
12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
6743	6670	6618	6600	6486	6261	6282	6314	6367	6448	6288	5941

Celková spotřeba elektřiny v ČR byla v den ročního minima 144 788 MWh. [15]

Poměrné zastoupení jednotlivých odběratelů elektřiny získáme z průměrného celkového ročního odběru statistik Energetického regulačního úřadu z let 2010-2015.

[GWh]	2011	2012	2013	2014	2015	Průměr	Procent
VO z vn	23724,3	23057,1	23896	22587,5	23354,1	23272,0	44 %
VO z vvn	6985,9	7343,6	6791	7266,1	7296,4	7039,0	13,3 %
MOP	8050,5	8100,6	8172	7733,7	7799,7	8055,8	15,2 %
MOO	14200,3	14580,7	14716	14124,6	14381,9	14505,2	27,4 %
Celkem	52961	53082	53575	51711,9	52832,1	52872,0	100 %

Vedle ztrát spojených s nedodanou elektřinou je třeba, obzvláště u dlouhodobějších výpadků, počítat s nepřímými, tzv. sekundárními ztrátami. Výše těchto ztrát velmi výrazně závisí nejen na době trvání výpadku elektřiny, ale především na jeho rozsahu. Do nákladů na

sekundární ztráty se zahrnují například výdaje na akce vojenských a záchranných sborů, spojených s výpadky (evakuace z metra, výtahů atd.), následky v průmyslovém a zemědělském sektoru (znehodnocení materiálu/výrobků), výdaje na dopravu (ztráty leteckých společností, zpoždění spojů), následky ve zdravotnictví a dalších veřejných službách.

Rozsah následků v Evropě podle odhadů přibližně odpovídá následkům blackoutu v USA. Pro odhad výše celkových ztrát využijí poznatky z blackoutu, ke kterému došlo v roce 1977 v americkém státě New York, kdy na dobu 25 hodin nastal výpadek výkonu o hodnotě 5000 MW. Tato hodnota odpovídá přibližně letnímu zatížení české elektrizační soustavy. Výpadek elektřiny tehdy postihl přibližně 9 milionů lidí. V následné analýze dopadů newyorského blackoutu, byly náklady přímo spojené s výpadkem elektřiny vyčísleny na \$0.66/kWh, sekundární náklady potom \$3.45/kWh. Nutno podotknout, že průměrná cena elektrické energie v této oblasti byla \$0.034/kWh. Konstanty přímých a nepřímých nákladů lze odhadnout z poměru zmíněných částek. [16] [12]

$$K = K_p + K_n = \frac{0,66}{0,034} + \frac{3,45}{0,034} = 19,4 + 101,5 \cong 120$$

7.3.1 Scénáře pro stav nouze

Při výpočtu ceny nedodané elektřiny pro stav nouze budeme vycházet z povinnosti omezení spotřeby velkoobdobatelů z VVN i VN o 30 %. Doba omezení přitom bude od 0:00 do 24:00 příslušného dne. Potom ztráty za nedodanou elektřinu lze z těchto parametrů spočítat podle vzorce:

$$Z = [S \times P_{vo} \times O_p] \times C$$

$$TZ = Z \times K$$

Z	Ztráty za nedodanou elektřinu
TZ	Ztráty po započtení konstanty výše škod
S	Spotřeba celkem
P_{vo}	Procento velkoobdobatelů
C	Cena elektřiny
O_p	Procentuální omezení
K	Konstanta následků

Při stavech nouze, jako byl například ten, který postihl českou přenosovou soustavu v létě roku 2006 jsou někteří odběratelé nuceni snižovat svou spotřebu. Počet odběratelů, které snižování postihne, i výše regulace vyplývá z příslušného regulačního stupně, který vyhláší provozovatel přenosové soustavy. V takovýchto případech jsou potom průmysloví odběratelé nuceni omezovat výrobu či odpojovat některé technologie, což vede k negativním následkům. Výše škod samozřejmě závisí na rozsahu i době omezení, která se však ze zákona nevztahují na nemocnice či provozovatele veřejné dopravy. I z toho důvodu nelze škody v případě stavu nouze

srovnávat se škodami způsobující totální blackout soustavy. Do celkového výpočtu bude proto zahrnuta pouze konstanta určující primární ztráty.

7.3.1.1 Varianta A – den ročního maxima

V případě vyhlášení stavu nouze za uvedených podmínek v den maximální spotřeby, budou parametry potřebné k výpočtu následující:

Celková spotřeba ČR		234 210 MWh
Procentuální zastoupení VO	- z VVN	13,3 %
	- z VN	44 %
	- Celkem	57,7 %
Spotřeba VO		135 139 MWh
Průměrná cena elektřiny pro VO		2,331 Kč/kWh

$$Z_A = 135\,139 \times 2\,331 = 94\,502\,822 \text{ Kč}$$

$$TZ_A = 94\,502\,822 \times 19,4 = 1\,833\,354\,746 \text{ Kč}$$

Ztráta z každé nedodané MWh je 2 331 Kč. Při 30% omezení spotřeby velkoodběratelů odpovídá výše ztrát za nedodanou elektřinu částce 94 502 822 Kč za den. Při zahrnutí konstanty pro primární ztráty, připočítávající ztráty jednotlivých podniků, se celkové náklady vyšplhají na částku blížící se 2 mld. Kč.

7.3.1.2 Varianta B – den ročního minima

Obdobným způsobem lze spočítat ztráty pro den roční minimální spotřeby.

Celková spotřeba ČR		144 788 MWh
Procentuální zastoupení VO	- z VVN	13,3 %
	- z VN	44 %
	- Celkem	57,7 %
Spotřeba VO		83 542 MWh
Průměrná cena elektřiny pro VO		2,331 Kč/kWh

$$Z_B = 83\,542 \times 2\,331 = 58\,421\,393 \text{ Kč}$$

$$TZ_B = 58\,421\,393 \times 19,4 = 1\,133\,375\,024 \text{ Kč}$$

V porovnání s dnem ročního maxima jsou ztráty v tomto případě o více než třetinu nižší. Pro variantu B je výsledná ztráta za nedodanou energii necelých 60 mil. Kč. Při následném odhadu ztrát i samotných průmyslových podniků je celková částka 1 133 375 024 Kč.

7.3.2 Scénáře pro blackout české ES

Obdobným způsobem lze odhadnout také škody, které by způsobil blackout české elektrizační soustavy. Je pravděpodobné, že v případě havarijního stavu by některé části soustavy zůstaly v chodu v již několikrát zmíněném ostrovním režimu. Následná obnova soustavy by navíc probíhala postupným připojováním linek, doba trvání blackoutu by tedy nebyla na celém území ČR stejná. Odhad výsledných ztrát bude opět proveden pro dvě varianty zatížení. Nejprve v den ročního maxima z roku 2015, poté den minima zaznamenaného téhož roku. Vedle zahrnutí všech odběratelů elektřiny je třeba zohlednit i rozdíl v ceně elektřiny domácností a průmyslových odběratelů., což se ve výpočtu projeví takto:

$$Z = [S \times P_p \times C_p] + [S \times P_d \times C_d]$$

$$TZ = Z \times K$$

Z	Ztráty za nedodanou elektřinu
TZ	Ztráty po započtení konstanty výše škod
S	Spotřeba celkem
P_p	Procento průmyslových odběratelů
P_d	Procento domácností
C_p	Cena elektřiny pro průmysl. odběratele
C_d	Cena elektřiny pro domácnosti
K	Konstanta následků

7.3.2.1 Varianta A – den ročního maxima

Pro případ „totálního blackoutu“ budou parametry potřebné k výpočtu škod následující:

Celková spotřeba ČR	234 210 MWh
Procentuální zastoupení odběratelů	
- Průmysl	72,6 %
- Domácnosti	27,4 %
Spotřeba průmyslových odběratelů	170 036 MWh
Spotřeba domácností	64 174 MWh
Průměrná cena elektřiny pro VO	2,331 Kč/kWh
Průměrná cena elektřiny pro domácnosti	3,645 Kč/kWh

$$Z_A = 396\,354\,988 + 233\,912\,553 = 630\,267\,541 \text{ Kč}$$

$$TZ_A = 630\,267\,541 \times 120 = 75\,632\,104\,920 \text{ Kč}$$

Pro den ročního maxima by ztráta za nedodanou elektřinu byla 630 267 541 Kč. Při započtení konstant pro přímé i nepřímé ztráty překročí odhadovaná ztráta hranici 75 mld. Kč, což průměrně odpovídá částce více než 3 mld. za hodinu výpadku. Za pouhou hodnu výpadku by tedy ztráta překročila celkové náklady na výstavbu i provoz PST. Jak již bylo zmíněno, jedná se o extrémní stav, přičemž scénář pro výpadek celé české přenosové soustavy je však více než nepravděpodobný. Z přepočtených škod na množství nedodané energie, které vychází necelých

323 tis. Kč/MWh však lze odvodit očekávanou maximální výši ztrát při výpadku rozdílného rozsahu. Pro porovnání je možné odhadnout výši škod v den ročního minima.

7.3.2.2 Varianta B – den ročního minima

Celková spotřeba ČR		144 788 MWh
Procentuální zastoupení odběratelů	- Průmysl	72,6 %
	- Domácnosti	27,4 %
Spotřeba průmyslových odběratelů		105 116 MWh
Spotřeba domácností		39 671 MWh
Průměrná cena elektřiny pro VO		2,331 Kč/kWh
Průměrná cena elektřiny pro domácnosti		3,645 Kč/kWh

$$Z_A = 245\,025\,396 + 144\,600\,795 = 389\,626\,191 \text{ Kč}$$

$$TZ_A = 630\,267\,541 \times 120 = 46\,755\,142\,920 \text{ Kč}$$

V případě ročního minima by ztráty byly o poznání nižší. Výsledná částka by při této variantě byla 46 755 142 920 Kč. Průměrně na hodinu výpadku by potom vycházela ztráta ve výši téměř 2 mld. Kč, což je srovnatelné s náklady na pořízení a výstavbu PST v rozvodně Hradec.

Jak již bylo zmíněno, přesnou výši škod způsobenou dlouhodobějším výpadkem elektřiny nelze předem stanovit. Jejich výše záleží na mnoha proměnných včetně doby výpadku, jeho rozsahu atd. Konstanty použité pro výpočty v této práci odpovídají newyorskému výpadku s podobnými vstupními parametry, jako by znamenal výpadek celého území České republiky. Výše škod však neroste v závislosti na čase lineárně. Odběrateli závislému na nepřetržité dodávce elektřiny mohou vzniknout škody již řádově vteřiny po výpadku, naproti tomu jiní jsou schopni zamezit jakýmkoliv ztrátám po dobu několika hodin či dní, za pomoci záložního zdroje. Nehledě na to, že v případě totálního blackoutu s dobou výpadku více než 24 hodin lze očekávat prudký nárůst kriminality, a dokonce i ztrát na životech. Je proto nejvyšším zájmem, nejen provozovatele přenosové soustavy, se takovými stavům i za cenu zvýšených provozních nákladů (např. za zmíněné podpůrné služby) vyhnout. Případné škody způsobené dlouhodobým výpadkem by hodnotu podpůrných služeb, stejně jako náklady na instalaci PST, překročily již během prvních několika hodin.

8 ZÁVĚR

V bakalářské práci jsem se zabýval problematikou transformátorů s regulací fáze, tedy zařízení, která jsou za pomoci změny fázového úhlu schopna řídit tok výkonu. Úvodní část je věnována vysvětlení důvodů použití těchto zařízení na příkladu problémů střední Evropy, která se již dlouhodobě potýká s nepravidelnými výkonovými přetoky. Ty jsou způsobeny obtížně predikovatelnou a neustále narůstající výrobou alternativních zdrojů elektřiny na severu Německa. Vlivem nedostatečné kapacity vnitřních německých vedení potom dochází k nerovnoměrnému přetěžování soustav okolních států.

Na úvodní kapitole, týkající se problémů s výkonovými přetoky, jsem navázal popisem možných řešení vyplývajících z rovnic pro přenos činného i jalového výkonu, včetně již zmíněného transformátoru s regulací fáze. Tím se dostáváme k další části práce, která je zaměřena na popis principu fungování PST transformátorů pro jednotlivé typy a jejich srovnání.

Přes následný popis již instalovaných, případně v dohledné době plánovaných, PST transformátorů v přenosových soustavách střední Evropy a Beneluxu, jsem se dostal ke stěžejní části své práce, tedy návrhu technického řešení PST, realizovaného v elektrizační soustavě České republiky. V úvodu kapitoly jsem srovnal projekt výstavby PST se dvěma variantami posílení vedení z hlediska rozsahu výstavby, investice a doby realizace. Z výsledků srovnání plyne, že instalace PST nenahradí rozvoj přenosové infrastruktury, je však vhodným řešením pro zachování spolehlivosti provozu přenosové soustavy. Následuje tedy popis návrhu specifikací samotného stroje, od velikosti regulačního úhlu, výpočtu instalovaného výkonu PST, až po návrh konstrukce použitého transformátoru. V rámci popisu konstrukce jsem popsal jednotlivé části PST umožňující jeho řízení a chlazení. Vzhledem k rozměrům, a především hmotnosti stroje nebylo možné transformátory dopravit klasickým způsobem po železnici, proto jsem samostatnou kapitolu věnoval dopravě PST a následnému uvádění do provozu.

V závěru své bakalářské práce jsem se zaměřil na ekonomické zhodnocení projektu PST. Vedle popsání nákladů na instalaci a odhadnutí fixních nákladů, tvořené každoroční údržbou, bylo třeba spočítat variabilní náklady PST transformátorů. Variabilní náklady jsou v tomto případě tvořeny téměř výhradně krytím výkonových ztrát. Pro výpočet jsem proto použil 4 varianty provozu PST s rozdílným zatížením a regulačním úhlem. Celkové provozní náklady PST pro regulaci obou přeshraničních linek V445 a V446 se pohybovaly v rozmezí 25-60 mil. Kč, přičemž horní hranice odpovídá jmenovitým hodnotám zatížení, navíc s maximální regulační odbočkou. Po započtení odpisů z pořízení PST vychází celkové odhadované náklady mezi 75 mil. a 110 mil. Kč, v závislosti na velikosti právě provozních ztrát. Naproti tomu bylo třeba posoudit projekt PST z hlediska výnosů. Výnosy PST plynou zejména ze zvýšení obchodních příležitostí pro české obchodníky s elektřinou, zvýšení provozní spolehlivosti přenosové soustavy a samozřejmě i snížení provozních nákladů přenosové soustavy z pohledu snížení potřeby využití podpůrných služeb, především redispečinku. Na redispečinky a výpočet následků snížení spolehlivosti přenosové soustavy jsem se poté blíže zaměřil.

Vzhledem k nepravidelnosti potřeby redispečinku není možné určit přesné náklady na jeho využití. V případě, že by jeho budoucí četnost odpovídala průměrné hodnotě využití za posledních 5 let, znamenalo by to za 40 let provozu PST úsporu více než 1,6 mld. Kč, což téměř odpovídá nákladům na instalaci PST transformátorů. Několikanásobně větší škody by však znamenal, byť jen jediný dlouhodobější výpadek dodávky elektrického proudu. Podle ztrát za nedodanou elektřinu jsem proto spočítal následky stavu nouze, kdy je omezována dodávka elektřiny průmyslovým velkoodběratelům, i stavu úplného blackoutu o trvání 24 hodin. Pro výpočty jsem využil konstanty, použité při odhadu následků newyorského blackoutu z roku 1977. Takovéto ztráty by jen za prvních několik hodin dosáhly hodnoty několika desítek miliard korun.

9 BIBLIOGRAFIE

- [1] M. Voříšek, „Německo investuje 30 mld. euro do offshore větrných parků,“ 18. duben 2015. [Online]. Available: <http://oenergetice.cz/obnovitelne-zdroje/nemecko-investuje-30-mld-euro-do-offshore-vetrnych-parku/>. [Přístup získán 7 prosinec 2016].
- [2] M. Voříšek, „Výstavba přenosového vedení v Německu nezrychluje, přibývá po kilometrech,“ 6. září 2016. [Online]. Available: <http://oenergetice.cz/nemecko/vystavba-prenosoveho-vedeni-v-nemecku-nezrychluje-pribyva-po-kilometrech/>. [Přístup získán 30. listopad 2016].
- [3] ČEPS, a.s., *Interní materiály společnosti ČEPS, a.s.*
- [4] ČEPS, a.s., *Mimořádná situace v PS ČR vlivem enormní výroby ve větrných parcích v Německu na přelomu roku 2014/2015*, Únor 2015.
- [5] J. Tlustý, *Monitorování, řízení a chránění elektrizačních soustav*, Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011.
- [6] J. Verboomen a kol., *International Conference on Future Power Systems (FPS): Amsterdam, Netherlands, November 16-18, 2005*, Piscataway, NJ: IEEE, 2005.
- [7] J. Velek, „Základní princip PST,“ ČEPS, a.s., Praha, 11430.
- [8] M. M. BEGOVIC, *Electrical transmission systems and smart grids: selected entries from the Encyclopedia of sustainability science and technology*, New York: Springer, 2013.
- [9] IEEE, *Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers*.
- [10] J. Verboomen, D. Van Hertem a P. H. Schavemaker, „Border-Flow Control by means of Phase Shifting Transformers,“ v *Power Tech, 2007 IEEE*, Lausanne, Switzerland, 1-5 July 2007.
- [11] R. Korab a R. Owczarek, „Application of phase shifting transformers in the tie-lines of interconnected power systems,“ v *Silesian University of Technology, Faculty of Electrical Engineering, Institute of Power System and Control*, Gliwice, 2015.
- [12] P. Babouček, „Možné dopady terorismu na ekonomiku států,“ VŠE, Fakulta managementu, Jindřichův Hradec, červen 2008.
- [13] „Datex Control Systems, spol. s.r.o.,“ [Online]. Available: http://www.datex.cz/clanek_140331.htm. [Přístup získán 2017 5. 2.].
- [14] B. Bechník, „tzb.info,“ 28. 1. 2013. [Online]. Available: <http://oze.tzb-info.cz/9517-blackout-a-obnovitelne-zdroje-energie>. [Přístup získán 11. 5. 2017].

- [15] Energetický regulační úřad, „Roční zpráva o provozu ES ČR,“ v *Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ*, Praha 2016, 2015.
- [16] O. o. T. A. U.S. Congress, *Physical Vulnerability of Electric Systems to Natural Disasters and Sabotage*, Washington, DC: U.S. Government Printing Office, June 1990.
- [17] E. Mircea, L. Chen-Ching a E. Abdel-Aty, *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*, Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2016.
- [18] ČEPS, a.s.; MAVIR; PSE; SEPS, *Unplanned flows in the CEE region*, January 2013.
- [19] U. Khan, *Modeling and protection of Phase Shifting Transformers: Electronic Thesis and Dissertation Repository*, London: Canada, 2013.
- [20] K. PADIYAR, *FACTS controllers in power transmission and distribution*, Anshan: Tunbridge Wells, 2009.
- [21] J. Reichl, „Tempo budování přenosové sítě v Německu neodpovídá tempu výstavby elektráren na severu Německa z obnovitelných zdrojů,“ 23. březen 2016. [Online]. Available: <http://ekonomicky-denik.cz/ceps-tempo-budovani-prenosove-site-v-nemecku-neodpovida-tempu-vystavby-elektren-na-severu-nemecka-z-obnovitelnych-zdroju/>. [Přístup získán 30. listopad 2016].
- [22] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien*, Dezember 2016.
- [23] J. Verboomen, *Optimisation of transmission systems by use of phase shifting transformers*, S.l.: [s.n.], 2008.
- [24] „TSCNET Services,“ [Online]. Available: <http://www.tscnet.eu/tag/phase-shifting-transformer/>. [Přístup získán 11. 4. 2017].
- [25] Reinhausen, „<http://www.reinhausen.com>,“ [Online]. [Přístup získán 2017 4. 21.].
- [26] W. L. Kling a kol., „Phase shifting transformers installed in the Netherlands in order to increase,“ 2004. [Online]. Available: <http://www.transform.ru/articles/pdf/sigre/c2-207.pdf>. [Přístup získán 20. 3. 2017].
- [27] R. Korab a R. Owczarek, „Impact of phase shifting transformers on cross-border power flows in the Central and Eastern Europe region,“ 1. 1. 2016. [Online]. Available: <http://www.degruyter.com/view/j/bpasts.2016.64.issue-1/bpasts-2016-0014/bpasts-2016-0014.xml>. [Přístup získán 26. 3. 2017].
- [28] „ResearchGate,“ [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/283641244_Modelling_of_Phase_Shifting_Transformers_installed_in_the_400_kV_Dutch_Transmission_Grid_using_EMTPATP/figures?lo=1. [Přístup získán 10. 5. 2017].

- [29] „TSCNet,“ [Online]. Available: <http://www.tscnet.eu/psts-for-czech-german-connection/>. [Přístup získán 2. 4. 2017].
- [30] „PowerTechnology.com,“ [Online]. Available: <http://www.power-technology.com/features/featurethe-10-worst-blackouts-in-the-last-50-years-4486990/>. [Přístup získán 15. 5. 2017].
- [31] „ProfiElektrika.cz,“ 19. 1. 2010. [Online]. Available: <http://elektrika.cz/data/clanky/spolehlivost-dodavky-elektricke-energie>. [Přístup získán 19. 5. 2017].
- [32] ABB, „new.abb.com,“ [Online]. Available: <http://new.abb.com/products/transformers/power/system-intertie-transformers/phase-shifting>. [Přístup získán 20. 5. 2017].