

OPTIMALIZACE SOUSTAVY 110 KV, ŘÍZENÍ ESTIMOVANÝMI HODNOTAMI V REŽIMU ON - LINE

Autor: Vlado Kubic, ČEZ Distribuce, a. s.

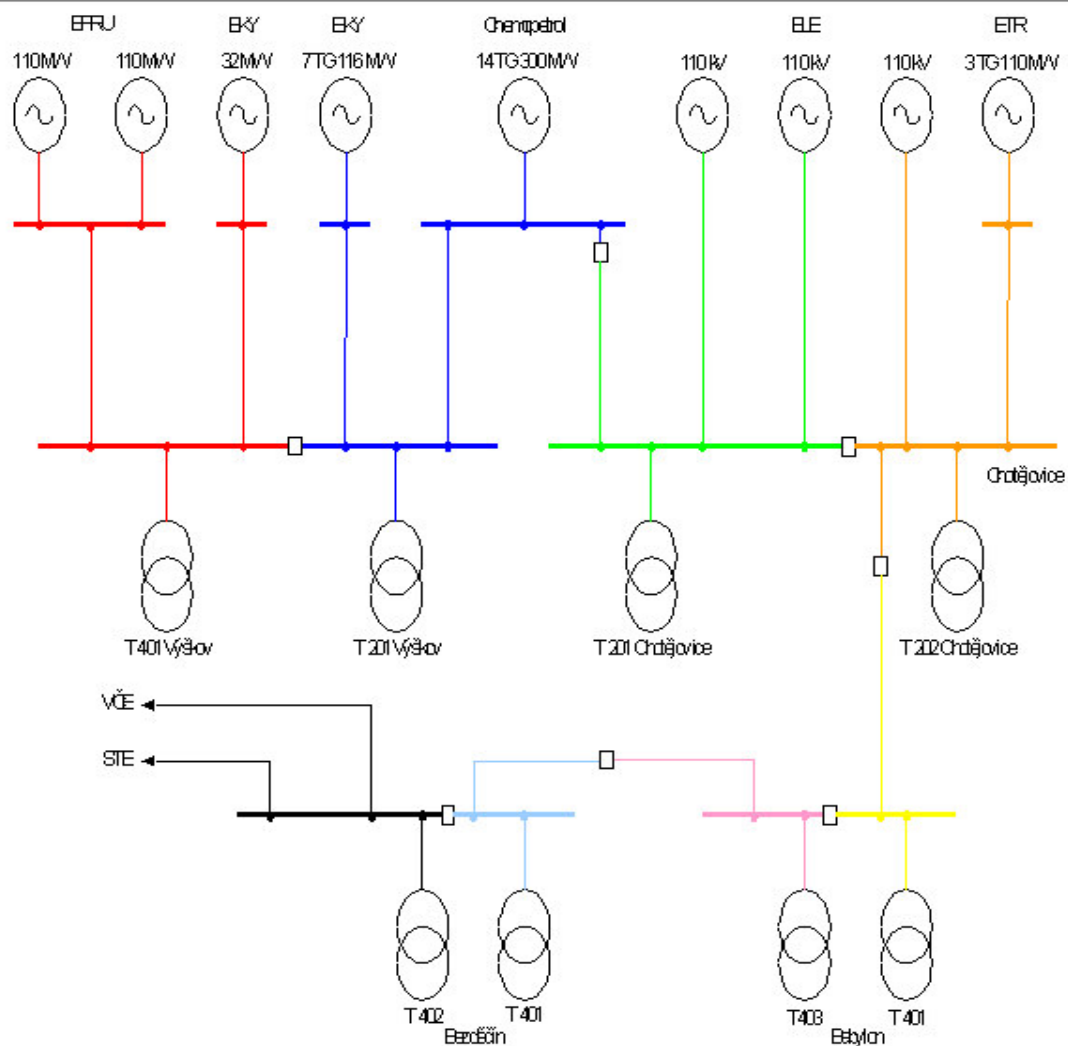
V roce 2004 provedlo pracoviště odboru Řízení sítí v Děčíně zásadní změnu základního zapojení distribuční soustavy 110 kV. Původní rozdělení na tzv. uzlové oblasti vždy s jedním napájecím transformátorem 400 nebo 220/110 kV s vazbou na přenosovou soustavu bylo nahrazeno paralelním provozem, při kterém je vytvořena jedna společná oblast napájená čtyřmi transformátory z přenosové soustavy s instalovaným výkonem 850 MVA a pěti elektrárnami s instalovaným výkonem 1 110 MVA. Od března 2005 je tato soustava pomocí funkcí řídicího systému TG 8000 optimalizována v režimu on-line. V tomto materiálu jsou vyhodnoceny zkušenosti a návrhy dalšího zkvalitnění řízení distribuční soustavy.

0. ÚVOD

Většinou se výraz optimalizace používá pro funkci minimalizace ztrát. Tento význam není ale zcela přesný, a proto je vhodné, pro tuto přednášku ho přesně definovat. *Optimalizace* obsahuje dvě vzájemně provázané funkce. Mají za úkol udržet chod soustavy v definovaných mezích, a to jak napětí, tak i toků a současně minimalizovat činné ztráty vyvolané přetokem jalové energie. Pro rozlišení těchto dvou funkcí jsou v dalším textu používány výrazy převzaté z řídicího systému TG 8000. *Optimalizace* (OPF) pro udržení DS ve stanovených mezích a Voltage Scheduler (VS) pro minimalizaci ztrát. Z definice je patrné, že tyto propojené funkce zejména v režimu on-line, vyžadují kompletní a bezchybný model sítě, značné množství dat z oblasti topologie a měření, spolehlivý výpočet estimace (SE) a ustáleného chodu.

1. ZMĚNY ZAPOJENÍ DS

1.1. PŮVODNÍ ZAPOJENÍ DS

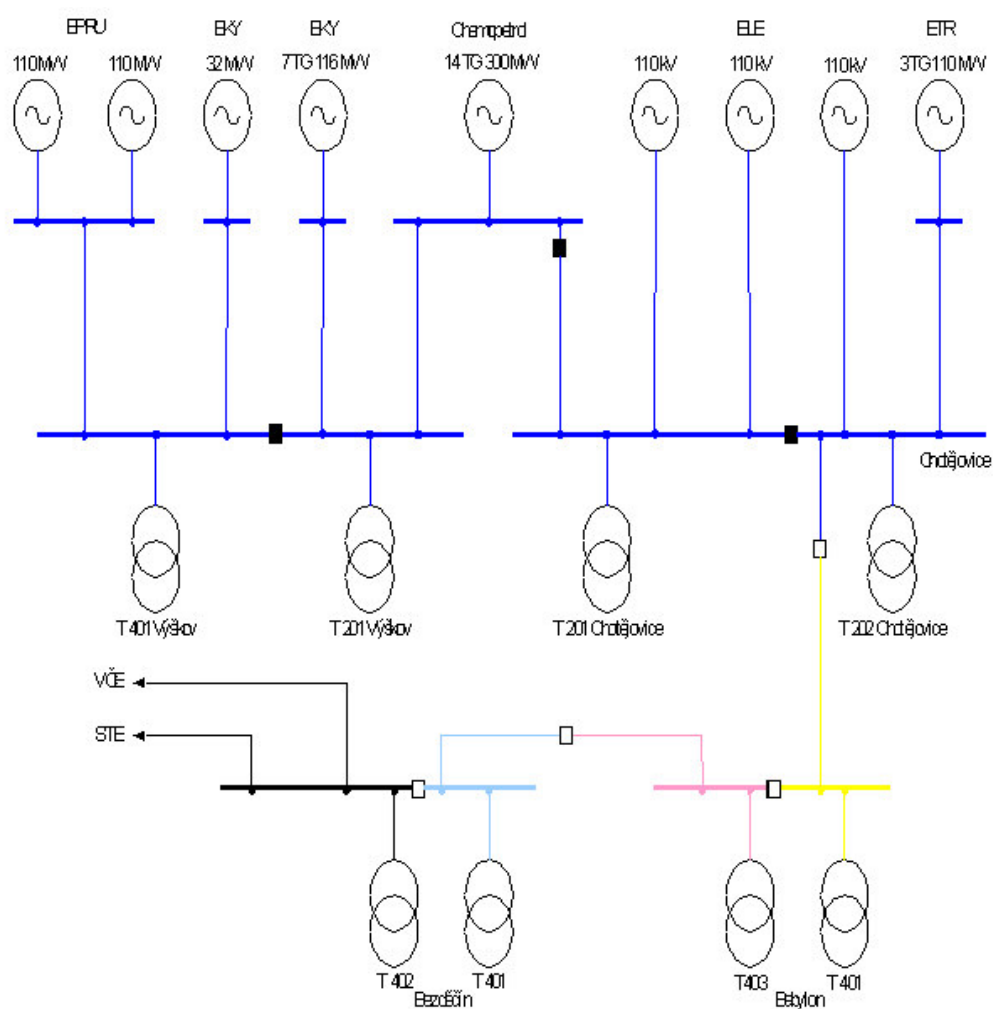


Obr. č. 1 – Původní separátní zapojení.

Na schématu jsou znázorněny pouze zdroje v DS a jejich vazby. Ve skutečnosti se jedná o komplikovanou síť s následujícími prvky:

Počet uzlových oblastí	9
Počet transformátorů VVN/VVN	9
Počet TG do 110 kV	43
Výroba TG do 110 kV [MW]	1369
Spotřeba DS [MW]	1637
Počet vedení 110 kV	125
Počet transformátorů VVN/VN	159

1.2. NOVÉ ZAPOJENÍ DS



Obr. č. 2 Nové paralelní zapojení.

2. SPOLEHLIVOST CHODU DS

V takto rozsáhlé propojené síti je naprosto nezbytné, aby v případě poruchového stavu bylo včas a jednoznačně odepnuto vedení s poruchou. Je nutné zajistit, aby nedošlo k nadbytečnému působení ochran a tím k rozšíření poruchového stavu, což by mohlo v konečném důsledku mít dopady na spolehlivost dodávky elektrické energie a provoz TG připojených k této soustavě, nebo přímo k značnému omezení dodávky elektrické energie.

2.1. OCHRANY

K zabránění rozšíření poruchového stavu do dalších úseků soustavy slouží rozpadové body, které jsou tvořeny spínači přípojnic rozvoden a přetokové ochrany, které nemají za úkol eliminovat zkraty, ale nebezpečně velké provozní toky s cílem rozdělit soustavu do stabilních celků. Situace je dobře zvládnuta také tím, že máme téměř ve všech důležitých rozvodnách nainstalované moderní digitální ochrany vývodů, ochrany přípojnic a selhání vypínačů.

2.2. ZKRATOVÉ VÝKONY

Při propojování uzlových oblastí do paralelního chodu dochází ke značnému navýšení zkratových proudů. Vzhledem k tomu, že uzlové rozvodny prošly modernizací a jejich zkratová odolnost činí 31,5 kA, nevznikají zde závažné problémy. Kritická místa s nižší zkratovou odolností jsou chráněna nadproudovými ochranami na spínačích přípojnic s časem $t = 0$ s, které zajišťují rozepnutím přípojnic okamžitý pokles zkratového výkonu na bezpečnou hodnotu. Dispečink má k dispozici spolehlivé funkce v řídicím systému, který umožňují provádět kontrolu zkratových výkonů v režimu on-line.

2.3. PROVOZNÍ MANIPULACE

Při provozních manipulacích se omezila spínání oddělených uzlových oblastí, která vyvolávají rázové přetoky a skokové změny napětí. Jedná se o manipulace s určitým rizikem.

2.4. OPF

2.4.1. Praktické využití

Funkce OPF pracuje cyklicky společně s funkcí VS v intervalu 5 minut. Vzhledem k tomu, že většina prvků DS je dostatečně dimenzována, její působení v oblasti činných toků je minimální. V této oblasti se využívá zejména pro studie mimořádných zapojení, kdy může být dosahováno mezních hodnot a není reálné nalézt optimální stav metodou postupných korekcí.

Velmi časté a účinné je ale její využití v oblasti jalového výkonu a napětí. Je to dáno dvěma vlivy:

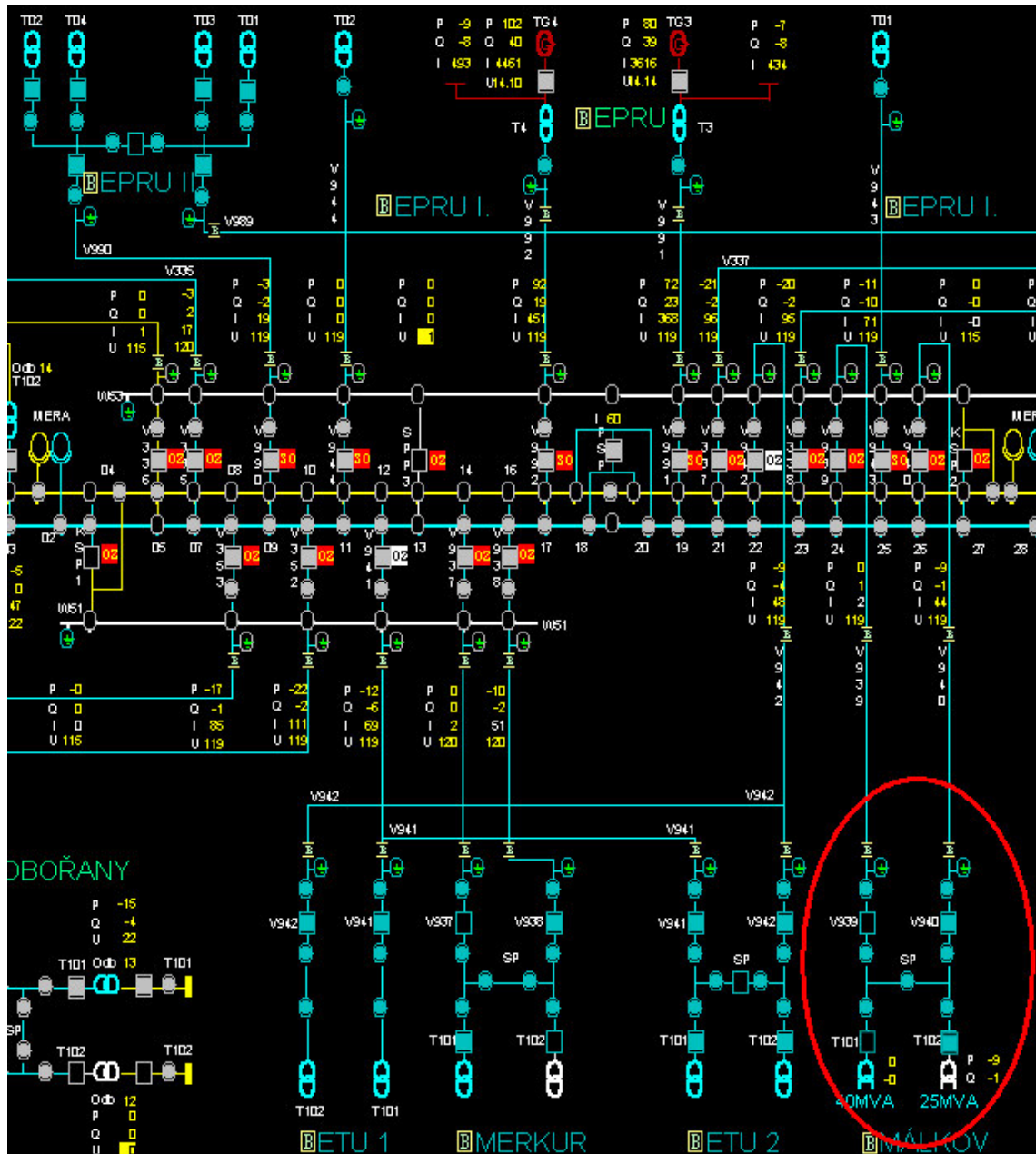
- Rozdílnými mezemi maximálního napětí v sousedních pilotních uzlech (117,3 a 121,0 kV).
- Nepřesnosti měření napětí.

Rozdílné hodnoty maximálního napětí jsou dány požadavkem Chezy, která připouští maximální hodnotu na jejich přípojnicích 117,5 kV.

Funkce VS – snižování ztrát se snaží využít maximální přípustnou hodnotu napětí. Nedostatečná přesnost měření v pilotních uzlech má za následek, že při regulaci dochází k překročení max. povolené hodnoty jak U tak i Q generátorů. Výpočet ustáleného chodu, který zásadně používá estimované hodnoty vyhodnotí překročení mezí a následně OPF provede potřebné korekce, aby se hodnoty napětí v pilotních uzlech a Q generátorů dostaly do stanovených mezí.

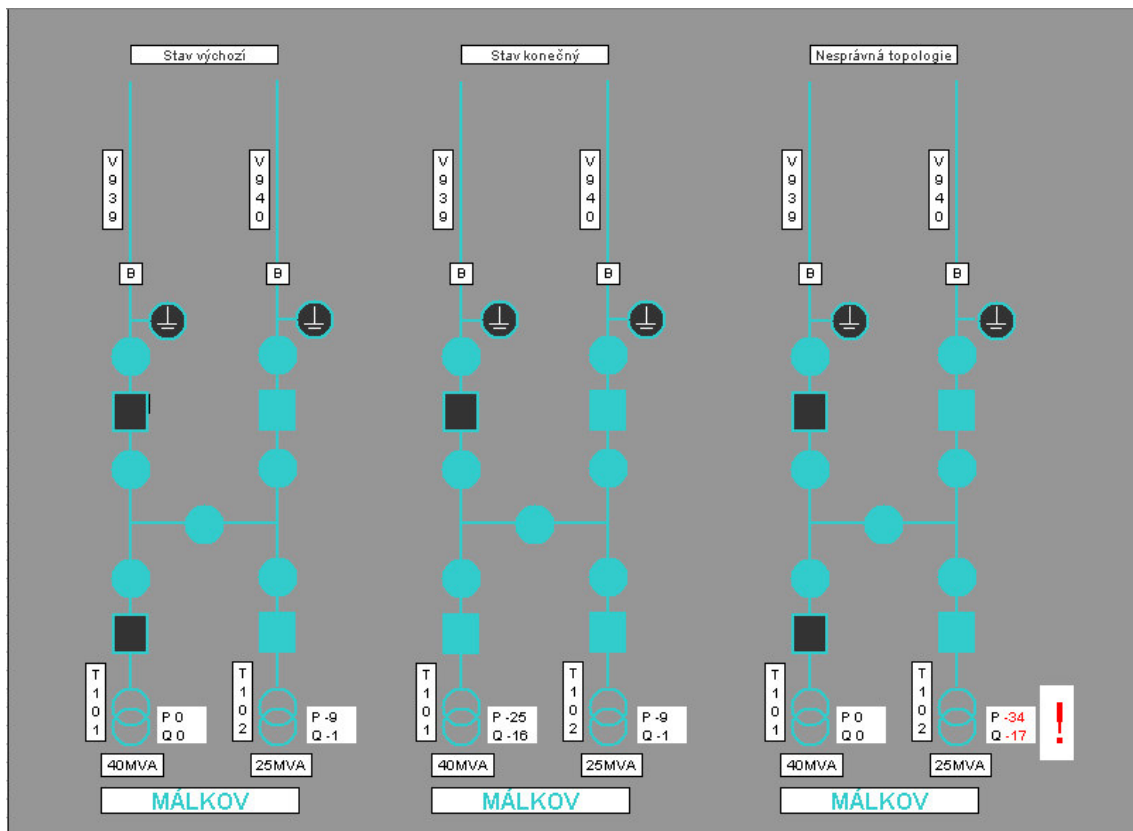
2.4.2. RIZIKA

Byly zaznamenány stavy skokových změn napětí a nebyla zřejmá jejich příčina. Po detailní analýze bylo zjištěno, že OPF vyhodnocuje značné překročení P, Q, I u distribučního transformátoru 110kV/VN TR Málkov. Jedná se o paprskově napájenou transformovnu Severočeských dolů z TR Vernéřov. Příčina se našla v chybné topologii.



Obr. č. 3 – TR Verněřov

Z TR Málkov není k dispozici ani dálková signalizace stavu prvků ani měření. Stavový estimátor vyhodnocuje zatížení transformátorů dle vývodu v TR Verněřov. V TR Málkov jsou instalovány 2 transformátory o výkonu 25 a 40 MVA. V základním stavu je provozován transformátor 25 MVA a při nárůstu spotřeby se zapíná druhý transformátor 40 MVA. Pokud ale dispečer neprovede tuto změnu v řídicím systému ručně, SE přiřadí celou spotřebu na stroj 25 MVA. Tím dojde ke značnému fiktivnímu přetížení stroje a OPF provede korekci provozu generátorů EPRU I, které jsou do rozvodny Verněřov připojeny. Tyto bloky 110 MVA mají dostatečnou rezervu Q a dojde ke zvýšení napětí na přípojnicí TR Verněřov ze 117,5 kV na hodnotu 121,0 kV. Uvedená chyba v topologii má za následek kolísání napětí a nárůst skutečných ztrát.



Obr. č. 4 – TR Málkov – chybná topologie.

2.4.3. Shrnutí OPF

Chybám v topologii je nutné zabránit. Máme několik možností, jak tento problém řešit.

- Organizační - obsluha transformovny a dispečer musí důsledně dodržovat pravidla řízení DS.
- Odstranit z modelu DS všechny transformátory 110/VN, u kterých není zajištěno měření a signalizace.
- Nastavit u nesignalizovaných prvků vyšší meze, než je možné reálně dosáhnout.
- Doplnit řídicí systém estimací topologie.

Organizační opatření lze zajistit okamžitě a bez nákladů, ale nelze předpokládat, že bude dostatečně efektivní.

Funkce estimace topologie zajistí vždy korektní chování PAS související se změnami zapojení DS. Ovšem jedná se o nákladnou záležitost a její doplnění do již provozovaného systému může být značně komplikované a finančně náročné. V uvedeném konkrétním případě, kde chyba topologie vznikla koncovém bodě sítě, ale nemá využití. Pro tyto případy se jeví jako nejvhodnější řešení nastavení mezí ve výši, která nebude dosažena. Je ale potom nutné věnovat těmto prvkům soustavy patřičnou pozornost.

Velmi důležitou součástí OPF je nastavení mezí.

Je nutné si uvědomit, že se jedná o naprosto odlišnou situaci od SCADA, kde meze jsou statické, nemusí být vzájemně provázané, protože v případě jejich dosažení slouží jako výstraha provozním zaměstnancům, kteří provedou patřičný zásah dle pracovního postupu.

U funkcí PAS ovlivňují stanovené meze výsledky řešení a u funkcí OPF a VS on – line přímo chod DS. V tomto případě musí být meze správně nastaveny nejen z pohledu jednotlivých prvků, ale musí být vzájemně provázány a musí se dle provozních stavů v některých případech měnit. Pokud by nebyly dodrženy tyto zásady, docházelo by k chybným výsledkům se všemi dopady do živé sítě nebo k tomu, že OPF nenalezne řešení a dojde k jeho zablokování. Mezemi pro funkci OPF se ovlivňuje chod DS, a proto není vhodné, aby jejich změny prováděli pouze pracovníci ASDŘ, ale potřebné znalosti musí mít také přímý uživatel, tedy příprava dispečerského řízení a dispečer.

2.5. VYHODNOCENÍ SPOLEHLIVOSTI

Po celou dobu nového zapojení nedošlo ani jednou k poruchovému rozpojení paralelního provozu. Byly dobře zvládnuty všechny i mimořádné provozní stavy bez přetěžování prvků a požadovaná hodnota napětí byla trvale udržována ve všech bodech DS. Při vypínání exponovaných vedení 400 a 220 kV se nepřístupovalo k plánovanému rozpojení paralelního provozu, ale bylo rozhodnuto, že případné poruchové stavy budou řešeny řídicím systémem, ochranami a automatikami dělení.

Lze konstatovat, že paralelní provoz a funkce OPF on-line přinesly podstatné zvýšení spolehlivosti provozu DS. I v případě rozsáhlého poruchového stavu, kdy by došlo k výpadku třech transformátorů 400/220/110 kV a k odstávce padesáti procent výroby, nedojde k přerušení dodávky elektrické energie zákazníkům.

3. VS - SNIŽOVÁNÍ ZTRÁT

Od paralelního provozu jsme očekávali kromě zvýšení spolehlivosti také snížení ztrát. V této stati je porovnáván očekávaný výsledek s reálným snížením. Studie byly prováděny při zatížení, které se blížilo ročnímu maximu a činilo 1 271 MW. Při tomto zatížení a původním zapojení činily ztráty 15,7 MW.

Provést exaktní vyhodnocení skutečného snížení ztrát je velmi obtížně. Porovnání předpokládaných hodnot ve studiích, popř. hodnot dosahovaných v minulosti v konkrétním zapojení a zatížení DS se současným stavem není možné, protože nelze zaručit naprosto stejné výchozí podmínky. Nelze použít ani dlouhodobé hodnoty z elektrické práce, protože v průběhu roku se značně mění zapojení DS a zdroje nemají stejné dodávky energie.

Zásadní vliv na velikost snížení ztrát má také výchozí stav DS. Pokud je síť provozována neefektivně, nasazením funkce VS může být dosaženo snížení ztrát až o 25%. V opačném případě, když se dispečink snaží ztráty snižovat, je efekt menší. Je ale zajištěno, že funkce VS zabrání stavům neefektivního provozování sítě, ke kterému by u komplikovaných paralelních provozů bez této kontroly docházelo.

Také je nutné mít na zřeteli, že očekávanou změnu, zmenšení ztrát, je možné pozorovat jenom při prvním výpočtu a regulačním zásahu. Další velké změny je možné indikovat pouze po podstatné změně topologie DS a nebo při velké změně zatížení. Pokud by funkce VS vykazovala snižování ztrát každý výpočet, jednalo by se pravděpodobně o situaci, kdy výsledky stavového estimátoru nejsou spolehlivé a oscilují.

Pro snížení ztrát byly použity současně následující metody:

- Rekonfigurace sítě.
- Omezení kolísání napětí.
- Funkce VS.

Využití těchto metod nemělo v soustavě stejné možnosti, proto není možné výsledky metod vzájemně porovnávat.

3.1. REKONFIGURACE SÍŤE

Paralelní provoz DS umožnil zrušit původní způsob záložního napájení vlastních spotřeb elektráren ze vzdálených uzlových oblastí, což mělo za efekt snížení ztrát o 0,7 MW na celkovou hodnotu 15,0 MW.

3.2. OMEZENÍ KOLÍSÁNÍ NAPĚTÍ

Při regulaci napětí pomocí automatik HRT a obsluhami transformoven byla hodnota udržována v toleranci 117,0 – 119,0 kV. Po nasazení ASRU EGÚ Engineering, a. s. bylo možné snížit rozptyl napětí ve většině DS na 118,0 – 119,0 kV, což přineslo snížení ztrát o 0,2 MW na hodnotu 14,8 MW.

3.3. VS

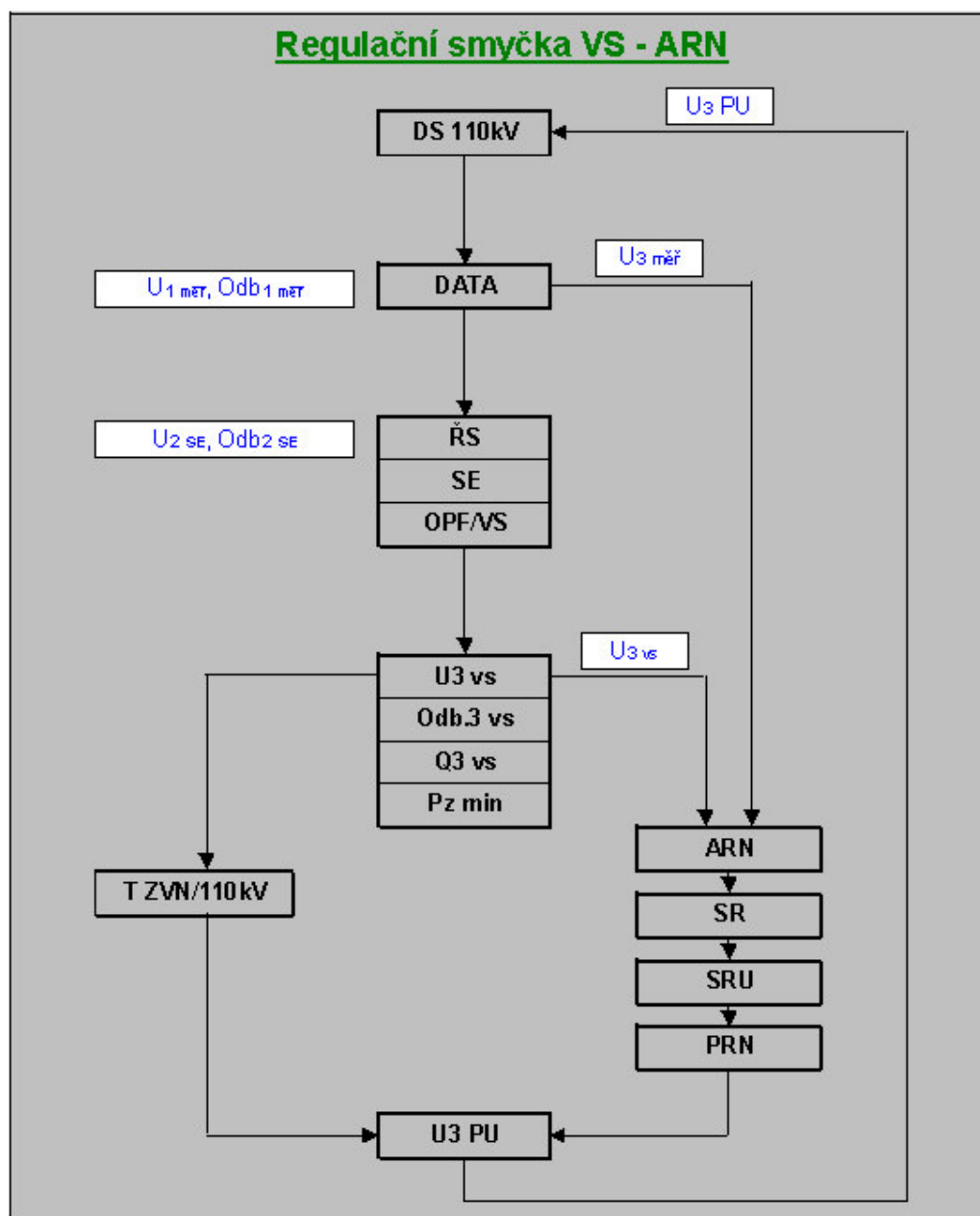
Hlavním úkolem projektu je snížení ztrát pomocí terciární regulace U/Q, která využívá změnu dodávek Q u TG a transformátorů 400/220/110 kV. Praktické použití může mít metoda pouze v těch částech DS, kde jsou k dispozici vhodné TG, transformátory s vazbou na přenosovou soustavu, popř. tlumivky, a to s potřebnou diverzifikací. Tato situace je právě v uvedené propojené oblasti na obrázku č. 2. Ve dvou zbylých uzlových oblastech, které jsou napájeny pouze transformací z PS bez výroby do sítě 110 kV možnosti snižování ztrát pomocí VS jsou nepatrné.

Dle provedených studií bylo zjištěno, že ztráty snížené na 14,8 MW pomocí rekonfigurace a ustálení napětí, budou funkcí VS sníženy o 2,4 MW na hodnotu 12,4 MW.

Provedli jsme řadu testů v nejrůznějších provozních stavech. Výsledkem bylo zjištění, že ke snížení ztrát dochází, ale nedosahuje očekávaných hodnot. Snížení činí místo 2,4 MW pouze 1,5 MW.

Analyzovat příčiny tohoto jevu se podařilo následujícím způsobem. Po provedení výpočtu funkce VS byl ponechán potřebný čas pro provedení regulačních zásahů. V okamžiku dosažení požadovaných hodnot napětí v pilotních uzlech byl tento stav uložen jako studie a zaznamenáno snížení ztrát. Následně byl znovu ve studii proveden výpočet VS. Hodnoty ztrát ve studii se snížily proti reálu o dalších 0,5 MW. Tedy součet s reálnou hodnotou činil 2,0 MW. Uvedený postup má při opakování stejné výsledky. Celkové zatížení DS v době testů nedosahovalo maximálních hodnot, proto také nebylo dosaženo předpokládaného snížení ztrát o 2,4 MW.

Hlavní příčinou toho, že reálné snížení ztrát nedosahuje hodnot ze studie, spočívá v tom, že funkce VS používá jako vstup estimované hodnoty napětí s přesností na jednotky voltů, ale regulační smyčka je prováděna pomocí měřených hodnot s nižší přesností o 2 až 3 řády. Následující obrázek č. 5 znázorňuje uvedený proces.



Obrázek č. 5 – Regulační smyčka ARN pomocí měřených hodnot

Regulační zásah je ukončen za předpokladu, že $U3 vs = U3 měř$.

3.3.1. Přesnost měření napětí

Přesnost měření napětí v pilotních uzlech má zásadní vliv na kvalitu regulačního zásahu. Provedli jsme porovnání měřených a estimovaných hodnot napětí v pilotních uzlech. Rozdíly byly zjištěny následující:

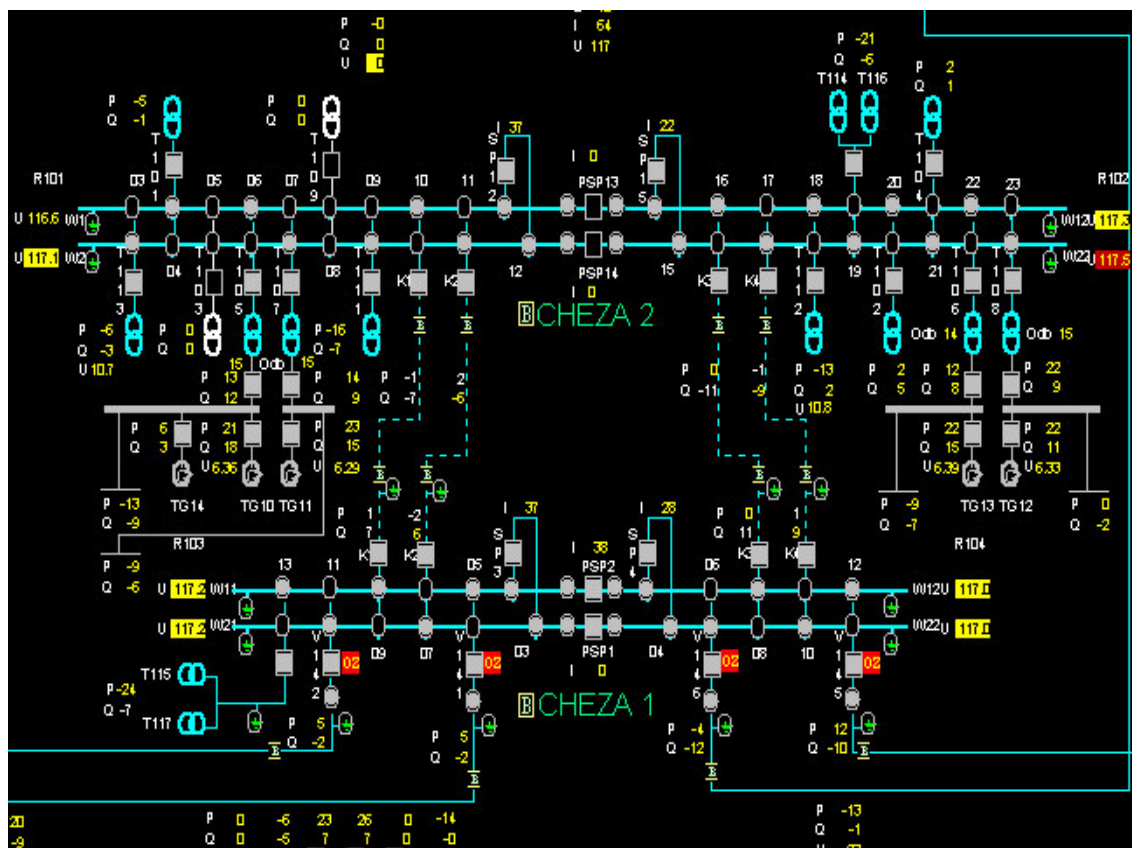
Č.	Pilotní uzel	dU SE / Měř (kV)
1.	CHEZA	- 0,7 ÷ 1,0 kV
2.	CHOT	+ 0,2 ÷ 0,5
3.	VYS	+ 0,2 ÷ 0,4
4.	EKY	+ 0,1 ÷ 0,4
5.	ETR	+/- 0,2
6.	VER	+/- 0,1

Přesnost výsledků estimace byla ověřena prakticky. Nejdříve tak, že se porovnávaly vypočtené hodnoty fázových posuvů s hodnotami, které udávají synchrotakty v rozvodnách. Výsledky byly shodné. Provedlo se měření napětí na přípojnicích v CHEZA a ETR pomocí přístroje Omicron. Naměřené hodnoty se rovnaly výsledkům SE.

3.3.2. Vliv chyb měření pro pilotní uzel

Největší nepřesnost je v TR Cheza. Měřené hodnoty napětí jsou o 0,7 ÷ 1,0 kV nižší než skutečné. To zásadně ovlivňuje regulační zásah.

Rozvodna TR Cheza je komplikovaným objektem s kombinací zdrojů a spotřebních transformátorů.



Obr. č. 6 Rozvodna Cheza 110 kV

Proces regulace:

	U PU	(kV)	Q zdroje	(MVAr)
1.	U měř. 1	116,0	Q měř. 1	15
2.	U SE	117,0	QSE	15
3.	U vs	117,5	QVS	22
3.	U měř. 3	117,5	Q měř 3	57

- Funkce VS má horní mez pro pilotní uzel Cheza 117,5 kV, tato hodnota je vyžádána zákazníkem.
- Okolní pilotní uzly mají horní mez 121,0 kV.
- Funkce VS požaduje zvýšení napětí o 0,5 kV proti U SE.
- Zvýšení napětí regulované pomocí měřených hodnot činí 1,5 kV.
- To má za následek, že dodávka Q je navýšena o 42 MVAr místo o 7 MVAr dle VS. Generátory se tím dostanou do meze přebuzení.
- Funkce OPF zjistí dosažení meze Q generátorů a provede snížení buzení. Požadovaná hodnota napětí není dosažena.
- Příštím výpočtem (interval 5 minut) se celá situace opakuje.

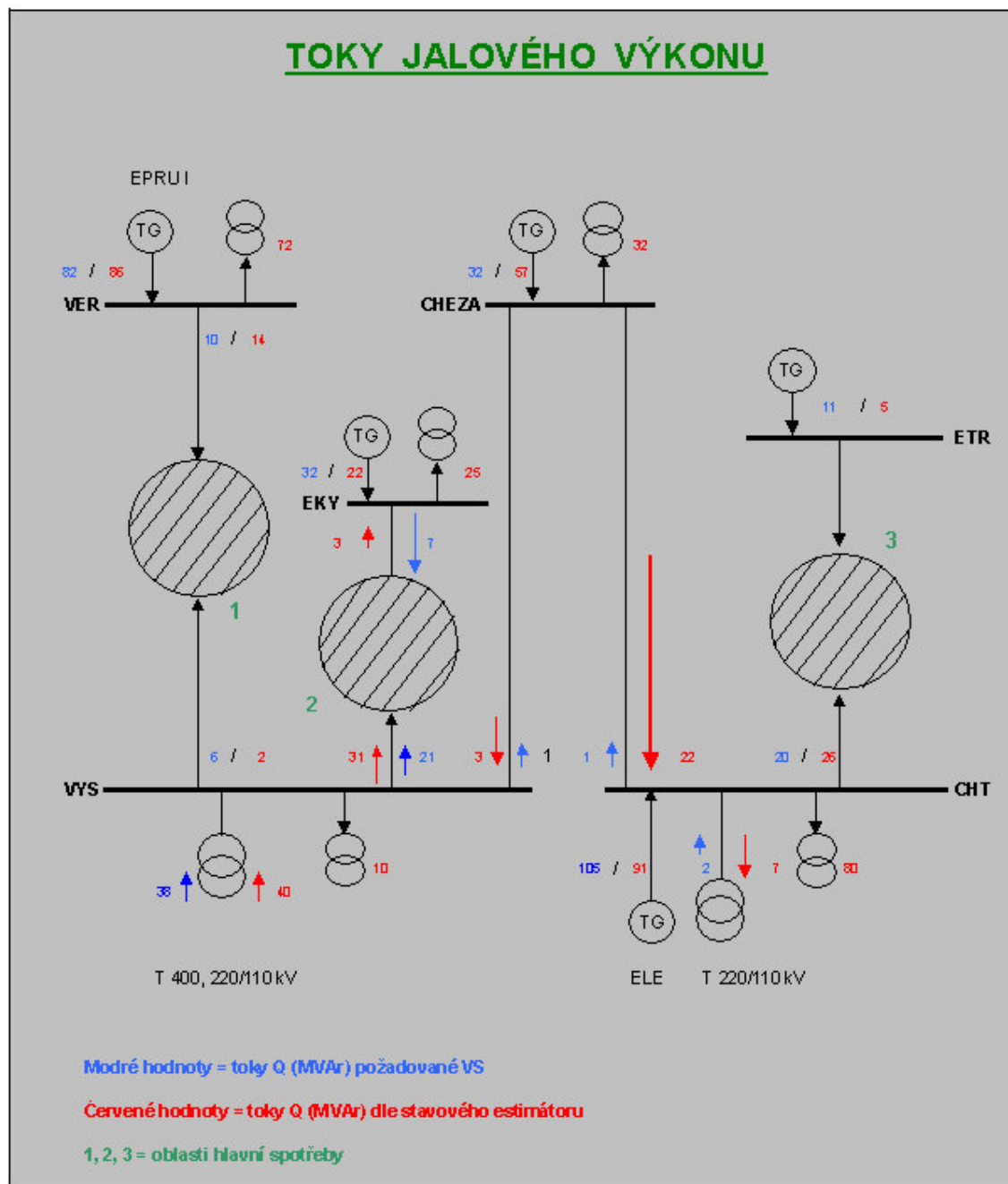
Tento příklad ukazuje, jaké vzniknou problémy v jednom pilotním uzlu. V propojené DS je dopad mnohem závažnější.

3.3.3. Vliv chyb měření v propojené DS

Relativně malé chyby měření napětí mají podstatný vliv na změnu dodávky Q zdrojů proti požadavku výpočtu:

Č.	Zdroj	Q dle VS (MVAr)	Q dodávané (MVAr)	d VS/ Měř. (MVAr)
1.	CHEZA	32	57	+ 25
2.	ELE	105	91	- 14
4.	EKY	32	22	- 10
5.	ETR	11	5	- 6
6.	EPRU	82	86	+ 4

Následující obrázek č. 7 ukazuje, jak nepřesné měření napětí deformuje toky Q. Jsou zde znázorněny rozdíly mezi požadovanou dodávkou VS a skutečnou dodávkou (dle stavové estimace) po provedení regulace pomocí měřených hodnot.



Obr. č. 7 Toky jalových výkonů

- V oblastech spotřeb č. 1 a 3 je situace poměrně příznivá. Dochází k malému rozvážení mezi zdroji.

- V oblasti č. 2 je situace již podstatně horší, protože elektrárna Komořany místo aby dodávala Q do místa spotřeby, je sama spotřebitelem. Jalová energie přitéká z přenosové soustavy a dotuje spotřebu na přípojnicí zdroje.
- Nejhorší situace je mezi pilotními uzly Cheza a Chotějovice. To je dáno tím, že v PU Cheza je měřená hodnota trvale o 0,7 – 1,0 kV nižší, kdežto v PU Chotějovice je o 0,2 – 0,5 kV vyšší. Dochází k tomu, že dodávka Q od zdrojů v Cheze je značně vyšší, než požaduje VS a v ELE je tomu naopak. Výsledek je ten, že místo aby zdroje v Cheze kryly pouze místní spotřebu, přetéká jalová energie až do PU Chotějovice a dále do PS.

Důsledky tohoto stavu:

- **Snížení ztrát je nižší než jaké by mohlo být.**
- **Vytváří se podmínky pro překračování mezí toků a napětí ve větvích, které nejsou vyvolány ději v síti, ale tyto stavy iniciuje sám řídicí systém.**
- **Dochází k nadbytečným regulačním zásahům a kolísání napětí.**

4. MOŽNOSTI ODSTRANĚNÍ VLIVU CHYB MĚŘENÍ

Chyby v měření napětí v pilotních uzlech degradují možnosti funkce VS. Tento problém je možné řešit třemi hlavními způsoby.

4.1. ZPŘESNĚNÍ MĚŘENÍ

Výsledná hodnota napětí je ovlivňována řetězcem: třídou přesnosti TV, kritériem dU/dt digitálních převodníků, kritériem dU koncentrátoru. Dle použitých prvků a jejich přesnosti, jakou zaručují výrobci není reálné dosáhnout větší přesnosti než 1%. To znamená, že chyba může být větší než 1 kV, což přináší výše popsané problémy. Protože výrobce uvádí max. přípustnou chybu, která je ale ve skutečnosti obvykle menší, nelze předem stanovit jak velká chyba bude. Značné rozdíly v přesnosti u jednotlivých pilotních uzlů můžou být také způsobeny náhodným součtem +/- tolerancí všech prvků.

Z toho vyplývá, že nemá smysl kontrolovat kvalitu měření plošně, ale zaměřit se pouze na prvky, které ovlivňují regulaci a vykazují podstatné rozdíly proti výsledkům estimace.

Provedení kontroly není jednoduchou záležitostí. Vyžaduje spolupráci odborníků jak na straně provozovatele řídicího systému tak i zdroje a speciální měřicí zařízení. Práce se skládá z podrobné přípravy, měření se záznamem a vyhodnocení. Tato fáze má samozřejmě své náklady, ale mnohem větší náklady bude mít odstranění chyb. Reálně lze uvažovat s oceňováním převodníků a korekcemi v SW. Výměna TV pro svoji náročnost nepřichází v úvahu, neměla by ekonomickou návratnost. Tyto kontroly by se musely provádět periodicky.

Z uvedeného vyplývá, že eliminace vlivu chyb na funkci VS kontrolou a údržbou měření napětí se nejvíce jako vhodná.

4.2. PŘÍMÉ ŘÍZENÍ TG

V případě přímého řízení TG by odpadl problém s kvalitou měření napětí v pilotních uzlech. Jedná se ale o mnohem náročnější způsob řízení. Proti současnému způsobu regulace je nutné splnit další podmínky:

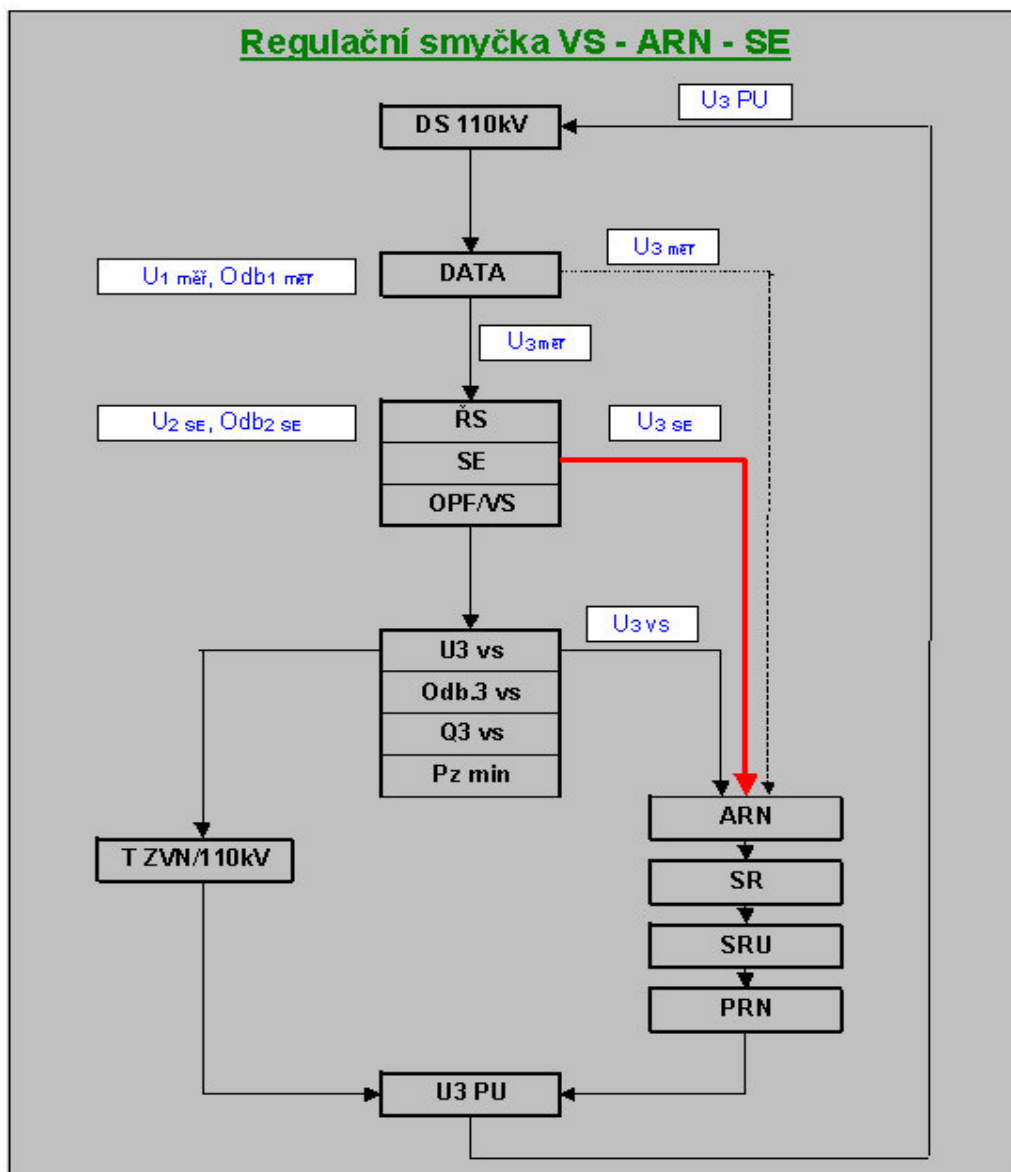
- Řídicí systém musí mít v modelu DS všechna potřebná data včetně P/Q diagramů všech TG a musí být také vyhodnocovány rezervy Q všech TG.
- TG zařazené do regulace musí mít regulaci s digitálním řízením dQ s odpovídající přesností.
- Musí být zajištěna spolehlivá komunikace řídicí systém – zdroj.
- Řídicí systém musí zaručit trvalé a spolehlivé výsledky.

Tento způsob řízení také vyžaduje investice, a to zejména na straně regulace zdrojů. Kromě nesporných výhod jsou zde ale také i rizika. Hlavním rizikem je skutečnost, že regulační zásah je velmi rychlý. Například u bloků 110 MVA činí regulační změna činí 4,5 MVar/s. To má sice pozitivní dopad na rychlost požadované změny, ale na druhé straně je zde nebezpečí dosahování horních a dolních mezí napětí a rozkývání DS.

4.3. ZPĚTNÁ VAZBA POMOCÍ ESTIMOVANÝCH HODNOT MĚŘENÍ

Úvaha vychází z toho, že současný způsob použití funkce VS a realizace výsledků je ve své podstatě chybný. Vstupem pro funkci VS jsou pouze estimovaná data. Výpočet je prováděn s přesností na 1 V, ale regulace pomocí měřených hodnot se provádí s přesností o 3 řády nižší. Odstranit tuto nelogičnost je možná tím, že se pro regulaci použijí také estimované hodnoty napětí.

4.3.1. Princip regulace



Obr. č. 7 – Regulační smyčka ARN pomocí estimovaných hodnot

Regulační proces je ukončen za předpokladu $U_3 \text{ vs} = U_3 \text{ se}$.

Tento způsob regulace zajistí, že bude dosaženo požadovaných hodnot napětí funkcí VS a tím budou TG dodávat v pilotních uzlech požadované hodnoty Q. Odstraní se cyklické dosahování mezí U v pilotních uzlech, zajistí se optimální toky Q v DS a sníží se ztráty v DS.

4.3.2. Proces regulace

Do systému není třeba začlenit žádný nový HW. Celý proces lze zajistit současnou konfigurací, kterou tvoří řídicí systém - ASRU. Změna spočívá v tom, že k současné komunikaci koncentrátor – ASRU (analog) se přidá komunikace z řídicího systému pro výsledky hodnot U SE. Základem je spolehlivá, přesná a rychlá SE.

4.4. VYHODNOCENÍ ELIMINACE CHYB MĚŘENÍ

Z uvedených třech možností, jak eliminovat chyby měření, se jeví jako nejvhodnější způsob zpětná vazba pomocí SE. Za předpokladu, že je k dispozici spolehlivý řídicí systém s potřebnými funkcemi, nevyžaduje nasazení této metody velké náklady a nevznikají žádné další provozní náklady.

5. REALIZACE NA DISPEČINKU V DĚČÍNĚ

V současné době na dispečinku ČEZ Distribuce v Děčíně probíhá realizace projektu, jehož cílem je řízení regulace funkce VS pomocí hodnot SE.

5.1. VÝCHOZÍ PODMÍNKY

Řídicí systém TG 8000 má v modelu zahrnutou celou DS 110 kV včetně zdrojů a cca 40% sítě PS. V tomto rozsahu je zajištěna stavová signalizace všech prvků a měření. Ve spolupráci s dodavatelem systému ASRU EGÚ - Engeneering, a.s. bylo zvoleno následující řešení:

5.2. ŘEŠENÍ

5.2.1. Rychlost výpočtu

Funkce OPF/VS poběží periodicky s intervalem 5 minut a výsledky budou předávány do ASRU stávajícím způsobem.

Funkce SE poběží periodicky s intervalem 20 sekund a bude vytvořena nová komunikace do ASRU. Tato data nahradí měřené hodnoty.

5.2.2. Spolehlivost výpočtu a komunikace

- Funkce VS má zadané meze napětí nejen pro pilotní uzly, ale pro všechny přípojnice v modelu.
- Funkce SE provádí vlastní kontrolu výpočtu. V případě chybného výpočtu nedojde k přenesení výsledků do ARN. Princip spočívá v tom, že jsou porovnávány celkové náklady na výpočet (metodou nejmenších čtverců) s koeficientem k (počet proměnných). V případě, že by celkové náklady byly vyšší než k, je výsledek označen jako nevěrohodný.
- ARN bude spouštěno pomocí synchronizačního čítače inkrementovaného po každém úspěšném výpočtu.

5.2.3. Bezpečnost řízení

V této oblasti nebude prováděno posílení stávajících opatření. Kromě prostředků v předchozím bodě jsou použity k zamezení překročení max. hodnot napětí v pilotních uzlech a buzení TG:

- Meze max. a min. dodávky Q TG.
- Meze napětí na svorkách TG.

- Meze napětí na vlastní spotřebě TG.
- Meze U a Q SCADA jako alarm pro dispečera.

Další opatření bude technicko-organizační:

- Nebude zrušena současná komunikace pro měřené hodnoty.
- Dispečer bude mít možnost zvolit zdroj dat pro regulaci.
- Alarm v případě překročení nastavené časové periody pro výpočet OPF/VS.

5.3. ÚPRAVY SYSTÉMŮ

- U řídicího systému TG 8000 je zajištěn export výsledků SE a jsou tyto hodnoty označeny validní značkou.
- Rychlost výpočtů byla ověřena a nevzniká zde žádný problém.
- U systému ASRU byla provedena úprava SW.
- Po provedení úprav byl systém podroben provozním zkouškám.

6. ZÁVĚR

První provozní zkoušky proběhly úspěšně. Je nutné připravit a provést komplexní zkoušky, které otestují chování celého řetězce výpočtu a povelování u všech subjektů podílejících se na této podpůrné službě. Následně přistoupit ke zkušebnímu provozu, který bude trvale monitorován. Na základě výsledků provést rozhodnutí o možné praktické funkčnosti regulace pomocí estimovaných hodnot.

Nahrazením měřených hodnot napětí v pilotních uzlech hodnotami estimovanými se řízení DS 110 kV dostává na kvalitnější úroveň. Od tohoto projektu hlavně očekáváme:

- Kvalitnější a spolehlivější řízení DS 110 kV.
- Přesnější regulaci napětí s tolerancí +/- 0,05 kV.
- Další snížení ztrát na hodnotu blížící se úrovni úvodních studií.

Jedná se o složitou problematiku, a proto její řešení vyžaduje spolupráci provozovatele DS, poskytovatelů podpůrné služby sekundární regulace U/Q, dodavatelů řídicích systémů a automatik. Očekáváme, že při realizaci se objeví nové otázky k řešení. Již dnes víme, že bude nutné řešit způsob provozu automatik HRT na transformátorech 440/220/110 kV ve spolupráci s funkcemi OPF/VS, nebo možné kolize mezi limity SCADA a PAS.

Důležitá je i výše finančního ohodnocení pro poskytovatele podpůrné služby sekundární regulace U/Q. Možnosti ohodnocení v DS a PS se velmi liší. To má za následek, že jsou k dispozici zdroje vhodné pro tuto službu, ale není z jejich strany potřebný zájem.

Vyřešení všech problémů, které souvisí s optimalizací včetně povelování pomocí estimovaných hodnot posune řízení distribuční sítě 110 kV na kvalitativně vyšší úroveň.

7. ZDROJE:

- Řídicí systém TG 8000 – Řízení sítí sever ČEZ Distribuce, a. s.
- Studie: Řízení DS on-line - Řízení sítí sever ČEZ Distribuce, a. s.
- ASRU EGU Engeneering, a. s.

Autor:

Vlado Kubic, zaměstnanec ČEZ Distribuce, a.s.,

pracuje jako vedoucí oddělení Přípravy sever odboru Řízení sítí

Kontakt: tel. 411 122 206 / 724 636 062

e-mail: vlado.kubic@cezdistribuce.cz