

FAKULTA
ELEKTROTECHNICKÁ

DISERTAČNÍ PRÁCE

PLZEŇ, 2012

Ing. Richard Habrych



Fakulta elektrotechnická

DISERTAČNÍ PRÁCE

k získání akademického titulu doktor
v oboru

Elektroenergetika

Ing. Richard Habrych

**System regulace napětí
a jalových výkonů v DS**

Školitel: Doc. Ing. Jiřina Mertlová, CSc.

Datum státní doktorské zkoušky:

Datum odevzdání práce:

V Plzni, 2012

Poděkování

V úvodu bych chtěl velice poděkovat paní Doc. Ing. Jiřině Mertlové, CSc. za velkou pomoc a podporu při tvorbě této disertační práce.

Ing. Richard Habrych

Obsah

1.	ÚVOD	5
2.	POUŽITÉ POJMY	9
3.	VÝCHODISKA REGULACE U A Q	11
4.	SYSTÉM REGULACE U A Q	22
5.	TERCIÁRNÍ REGULACE NAPĚTÍ	30
6.	AUTOMATICKÁ SEKUNDÁRNÍ REGULACE NAPĚTÍ (ASRU)	36
7.	AKČNÍ ČLENY SYSTÉMU REGULACE U A Q	61
8.	ASRU LDS	80
9.	ASRU VĚTRNÉHO PARKU	102
10.	TECHNICKO EKONOMICKÉ PŘÍNOSY REGULACE U A Q	121
11.	VÝPOČET OPTIMALIZACE TECHNICKÝCH ZTRÁT	131
12.	ZÁVĚR	137
13.	PŘÍLOHA Č. 1 – OBRAZOVÉ PŘÍLOHY	138
14.	PŘÍLOHA Č. 2 – GRAFY	140
15.	PŘÍLOHA Č. 3 – POUŽITÁ LITERATURA	141
16.	PŘÍLOHA Č. 4 – VLASTNÍ PUBLIKACE	142
17.	PŘÍLOHA Č. 5 – PRÁCE NA VYBRANÝCH PROJEKTECH	144

1. Úvod

1.1. Cíl práce

O problematice regulace U a Q má stále smysl psát, neboť v současné době nejsou všechny potenciálně možné regulační systémy realizovány a i u těch již realizovaných je ještě reálná možnost jejich zásadního rozšíření a lepšího využívání a tím i zvýšení jejich užitné hodnoty pro PDS a konečného odběratele elektřiny. Kromě organizačních a ekonomických důvodů rozhodují o efektivitě využití akčních členů v tomto regulačním systému také důvody čistě technické. K nim také patří vyřešení způsobu funkčního zapojení konkrétního typu akčního členu do regulačního systému. S postupujícím technickým a technologickým pokrokem lze řadu problémů úspěšně řešit. Navíc s rostoucí cenou elektřiny a nároků konečných odběratelů na její kvalitu a bezpečnost dodávky, omezení výstavby nových přenosových a distribučních kapacit a dalších důvodů se stává, jak realizace systémů regulace U a Q, tak i jejich další rozšiřování ekonomicky mnohem zajímavější, než tomu bylo v minulých letech. Nelze stále využívat pouze extenzivní postupy rozvoje přenosové a distribuční soustavy, ale je nutné i hledat zdroje úspor a efektivního využívání stávajících kapacit. Regulace U a Q je jednou z hlavních technických možností jak efektivněji využívat stávající kapacity bez vynaložení významných investičních nákladů.

Ve své práci poukazuji nejenom na technickou podstatu a praktickou využitelnost samotné regulace U a Q v řízení provozu DS 110kV, ale hlavně na značný potenciál, který je zatím skrytý v nevyužívaných zdrojích regulačního Q jako jsou LDS s vlastní vnořenou výrobou elektřiny a také nově budované farmy větrných elektráren a případně i elektráren fotovoltaických, neboť efektivita každého Systému regulace U a Q je dána počtem, velikostí a umístěním jeho akčních členů regulace U a Q v regulované soustavě a schopností regulačního systému plně využít regulačních schopností těchto akčních členů (celou jejich dostupnou rezervu Q). Tyto technické prostředky byly zatím chápány z pohledu regulace U a Q jako pasivní a očekávalo se od nich pouze, že budou udržovat předepsaný účinek pomocí instalovaných kompenzačních zařízení nebo předepsanou konstantní dodávku Q do DS. O jejich vlastní reálné možnosti se zapojit do regulačního procesu se zatím příliš neuvažovalo.

Tento přístup má však několik zásadních problémů, ke kterým patří absence regulačního jalového výkonu v DS a hlavně jejich působení proti stávajícím regulujícím akčním členům. Tím dochází k tomu, že se v soustavě nevyužijí všechny dostupné možnosti, ale také nevyužívané akční členy působí proti regulujícím a tím zhoršují kvalitu regulačního procesu.

Chtěl bych hlavně dokumentovat to, že regulační Q je možné efektivně získávat nejenom dnes již klasickým způsobem změnou dodávky Q generátorů a přerozdělením mezi napěťovými soustavami pomocí transformátorů, ale také přímo z napěťově podřízených sítí a to jak závodních LDS, tak i regionálních DS vn, což je způsob, který zatím byl využíván ve značně omezené míře pouze po dispečerské línii a bez využití vhodné automatizace.

Popisují jednu z technických forem realizace Systému regulace U a Q, která ze své technické podstaty umožňuje zapojení širšího portfolia akčních členů a jejich koordinovanou regulační činnost ve prospěch konečného odběratele elektřiny s využitím regulátoru s negativní zpětnou vazbou.

Obecně je přínos problematiky regulace U a Q dán důležitosti U jako jednoho ze dvou základních parametrů kvality provozu elektroenergetické soustavy (vedle frekvence) pro konečného odběratele a schopností Q pozitivně U ovlivňovat jak v jeho aktuální velikosti, tak i jeho charakteru (kolísání).

Dostatek regulačního Q v soustavě je také nutnou prevencí napětového kolapsu, který je pro soustavu fatální poruchou končící rozpadem soustavy a nutností jejího opětovného postupného spuštění a případně i opravy vzniklých závad.

Pomocí systému regulace U a Q lze dosáhnout v regulované soustavě s relativně malými investičními náklady snížení nákladů na distribuci (snížení technických ztrát), zvýšení kvality dodávky elektřiny konečným zákazníkům (eliminace kolísání U a udržování U v blízkosti jmenovité hodnoty) a zvýšení bezpečnosti dodávky elektřiny (eliminace napětového kolapsu soustavy).

1.2. Podklady pro vznik práce

První myšlenky související s optimalizací přenosů Q v ES a tím i regulací U a Q vycházely z poznatků získaných během prvních experimentů s výpočty chodu sítě, kde bylo možné dosáhnout kvalifikovanou změnou dodávky Q jiných napětových poměrů v soustavě a také snížení technických ztrát.

Z tohoto poznatku pak vznikly otázky typu:

- Jak výpočet optimálních přenosů Q urychlit?
- Jak zajistit dostatečnou rezervu Q pro potřeby výpočtu v reálné soustavě a rychlé a přesné splnění vypočtených požadavků?

Řešení první otázky vedlo k vývoji speciálních metod výpočtu optimálního chodu sítě bez změny výroby P s názvem Terciární regulace napětí (TRN) a druhá potom k vývoji automatizovaných systémů Sekundární regulace napětí (ASRU). Primární regulace napětí (PRN) byla řešena samostatně v rámci vývoje generátorů větších instalovaných výkonů.

K těmto dvěma otázkám se časem přiřadily ještě dvě otázky další:

- Jak průběžně kontrolovat funkčnost implementovaného regulačního systému?
- Jak zajistit efektivní korekci zjištěných anomálních stavů regulačního systému?

Důležitým zdrojem praktických poznatků byly první aplikace ASRU v Československu na elektrárně Lipno, kde po určitou dobu tento regulátor úspěšně pracoval a dále potom ASRU v rámci UO 110kV Neznášov, kde se regulátor do rutinního provozu nepodařilo spustit. Důvody byly koncepční (špatně koncipovaná regulační úloha), technické (sběr dat, výkonnost technických prostředků a nedostatečné technické vybavení akčních členů) a také organizační, neboť celá akce byla koncipována jako výzkumný úkol a po jeho ukončení se dokončení ASRU již nikdo seriózně nevěnoval a zařízení bylo časem demontováno. Přesto získané praktické zkušenosti vedly k poznatku, že další vývoj těchto automatů ASRU bude cestou metody pilotních uzlů a funkčního oddělení TRN a ASRU.

V oblasti VFDŘ se začínalo v 80. letech vývojem konzultačního programu U a Q, který byl následně implementován v ŘS oblastního dispečinku Čechy v Praze na Bohdalci a vývojem optimalizačních úloh na bázi umělé inteligence. Jejich praktické implementaci však dlouho bránil nedostatek a nepřesnost vstupních dat.

Materiál ale především vychází z poznatků získaných během mého působení ve Výzkumném ústavu energetickém a jeho nástupnických organizací a bylo pro jeho sestavení využito vedle praktických

a teoretických poznatků také řada poznatků získaných z archivních datových souborů instalovaných stanic ASRU. Tato data, která se začala uchovávat a pravidelně vyhodnocovat od roku 1996, kdy byly spuštěny dva první regulační systémy v ES ČR (Hradec u Kadaně a Výškov), popisují datový obraz, jak zcela běžného regulačního procesu, tak i řadu anomálních stavů regulovaných soustav (asi nejzajímavější jsou datové soubory z 25. července 2006) a akčních členů (např. výpadky generátorů či jejich ostrovní provoz). Dalšími datovými zdroji byly data z měření a zkoušek ASRU a částečně i data z ŘS dispečinků regulovaných soustav.

Problematika regulace U a Q je také bohatě popisována v zahraničních odborných materiálech, které se hlavně soustředí na rozbor různých optimalizačních metod a také v materiálech oficiálního charakteru (ENTSO-E, CIRED, Pravidla provozování přenosových a distribučních soustav, atd.).

Pro zpracování jsem využíval podklady z českých, zahraničních textových materiálů, závěrů ze zkoušek a periodických revizí ASRU, technických částí protokolů z oprav, studií proveditelnosti a úvodních projektů regulátorů, atd. Tyto zdroje jsou uvedeny v seznamu použité literatury.

V rámci technickoorganizačního zajištění spuštění prvních regulačních systémů byla provedena řada statických a dynamických výpočtů, jejichž cílem bylo nalezení optimální struktury technických a programových prostředků těchto systémů, nastavení jejich regulačních konstant a omezovacích podmínek a ošetření chování při anomálních stavech regulované soustavy.

Součástí všech instalovaných regulačních systémů je také Diagnostické pracoviště. Mezi jeho funkce patří průběžná archivace dat a jejich matematické a statistické vyhodnocování s cílem optimalizace regulační funkce a vykazování množství poskytnuté podpůrné služby dle určené metodiky. Tato diagnostická pracoviště jsou bohatým zdrojem informací pro podrobné porovnání problematiky a hlavně zachycují reakce regulačních systémů na různé druhy anomálních stavů regulované soustavy.

Hlavním zdrojem jsou praktické poznatky získané při návrhu, implementaci, realizaci a vyhodnocování předkomplexních a komplexních zkoušek regulátorů a jejich zkušebním a rutinním provozu. Samostatnou kategorií jsou potom certifikační zkoušky a zkoušky prováděné v rámci periodické revize zařízení ASRU a související technologie, které jsou velice podrobným monitorem reálných vlastností regulační technologie i soustavy a podkladem pro úpravy architektury a parametrizace regulátorů.

1.3. Metoda zpracování

Výzkumná práce je charakteristická také používáním specifických nástrojů, které umožňují efektivním způsobem shromažďovat data, informace a znalosti z různých zdrojů svého vzniku, provádět jejich kvalifikované vyhodnocování a formulovat korektní, prakticky využitelné výstupy.

Pro modelování soustavy a ověřování se využíval dynamický simulační model.

Pro zpracování archivních dat byly v rámci Diagnostického pracoviště ASRU vyvinuty standardní procedury, které umožňovaly sledování nedodržení omezovacích podmínek (např. tolerance U), minimální a maximální hodnoty jednotlivých veličin, směrodatnou odchylku atd. Hlavním zdrojem poznatků z dat byly u regulačních systémů grafické průběhy důležitých veličin, které umožňovaly odhalovat anomální stavy soustavy, akčních členů nebo samotného regulačního systému.

Zpracování externích textových a elektronických materiálů o problematice regulace U a Q bylo problematické hlavně v tom, že v jednotlivých státech (soustavách) mají nejenom k řešení více či méně rozdílný technický přístup, ale také různé akční členy, technické vybavení, hustotu sítí a další aspekty. Navíc řada článků je psána autory nových obecných výpočetních metod, kteří

hledají pro tuto svoji konkrétní metodu uplatnění napříč technickými a ekonomickými obory a ověřují tuto metodu pouze v laboratorních podmínkách na soustavách omezených velikostí a pouze na malém počtu provozních režimů.

Pro řešení zjištěných obecných technickoorganizačních problémů jsem využíval metody založené na rozboru problému – jeho příčiny – eliminace příčin. Při hledání nových řešení byly využity i metody brainstormingu.

1.4. Strukturování materiálu

Na základě těchto poznatků jsem se rozhodl strukturovat svoji práci od teoretického rozboru problematiky regulace U a Q přes formulaci konkrétního nástroje pro realizaci, který jsem pracovníě nazval Systém regulace U a Q a popis jeho jednotlivých komponent. Dále jsem se zaměřil na hlavní akční členy Systému regulace U a Q. Hlavní část své práce potom spatřuji v kapitolách, které popisují způsob zapojení podřízených sítí a farem větrných elektráren (VtE) do Systému regulace U a Q.

1.5. Poznámky

- Práce je zaměřena na problematiku regulace U a Q v DS 110kV. V přenosové soustavě je tato regulace také nasazována, ale z odborného hlediska je jednodušší a tím i méně odborně zajímavá. Je hlavně dáno tím, že portfolio akčních členů je v PS menší a v případě PS ČR se prakticky jedná pouze o elektrárny s bloky větších instalovaných výkonů. Odborně zajímavější jsou PS se zapojenými parky větrných elektráren, které jsou vybaveny zařízením ASRU (např. PS Španělska nebo Rumunska).
- V případě výroben zapojených do DS vn je vždy na zvážení, zda mají regulovat U a Q nebo udržovat zadaný účinník podle PPDS, neboť praktické možnosti zvýšení hospodárnosti distribuce elektřiny v soustavě vn pomocí regulace U a Q jsou hodně omezené a mnohem větší efekt lze získat průběžnou rekonfigurací zapojení těchto soustav.

2. Použité pojmy

Distribuční soustava (DS)	Vzájemně propojený soubor vedení a zařízení 110kV, s výjimkou vybraných vedení a zařízení 110kV, která jsou součástí přenosové soustavy a vedení a zařízení o napětí 0,4/0,23kV, 3kV, 6kV, 10kV, 22kV a 35kV, sloužící k zajištění distribuce elektřiny na vymezeném území České republiky, včetně systémů měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky; distribuční soustava je zřizována a provozována ve veřejném zájmu.
Dodavatel	Dodavatelem se pro účely Kodexu DS rozumí každý uživatel DS, který dodává energii do DS.
Elektrizační soustava (ES)	Vzájemně propojený soubor zařízení pro výrobu, přenos, transformaci a distribuci elektřiny, včetně elektrických přípojek a přímých vedení a systémy měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky.
Energetický regulační úřad (ERÚ)	Správní úřad pro výkon regulace v energetice, jehož hlavní působností je podpora hospodářské soutěže a ochrana zájmů spotřebitelů v těch oblastech energetických odvětví, kde není možná konkurence s cílem uspokojení všech přiměřených požadavků na dodávku energií.
Kodex DS	Soubor veřejně dostupných dokumentů specifikujících zásady působnosti provozovatele distribuční soustavy.
Pilotní uzel	Rozvodna DS, ve které je udržováno sekundární regulací U a Q zadané U.
Podpůrné služby	Činnosti fyzických či právnických osob, jejichž zařízení jsou připojena k elektrizační soustavě, které jsou určeny k zajištění systémových služeb.
Poskytovatel	Uživatel DS poskytující povinně nebo nabízející podpůrné služby na základě dohody s provozovatelem DS.
Přenosová soustava (PS)	Vzájemně propojený soubor vedení a zařízení 400kV, 220kV a vybraných vedení a zařízení 110kV, uvedených v Kodexu PS, sloužící pro zajištění přenosu elektřiny pro celé území České republiky a propojení s elektrizačními soustavami sousedních států, včetně systémů měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky; přenosová soustava je zřizována a provozována ve veřejném zájmu.
ŘS dispečinku DS	Všechny technické a programové prostředky určené pro podporu dispečerské činnosti.

Sekundární regulace U a Q	Lokální udržování zadané velikosti U v pilotních uzlech a rozdělování vyráběného jalového výkonu na jednotlivé zdroje pracující do daného uzlu.
Systémové služby	Činnosti provozovatele přenosové soustavy a provozovatelů distribučních soustav pro zajištění spolehlivého provozu elektrizační soustavy České republiky s ohledem na provoz v rámci propojených elektrizačních soustav.
Terciární regulace U a Q	Centralizovaná služba koordinující zadané U v pilotních uzlech pro bezpečný a ekonomický provoz ES jako celku.
Uzlová oblast 110kV (UO110kV)	Oblast 110kV vč. odběrových transformátorů napojená na PS jedním, nebo více transformátory PS/110kV.
Uživatel DS	Subjekt, který dodává elektřinu do DS a/nebo je zásobován elektřinou z DS.
Výrobna	Elektrárna, teplárna nebo závodní teplárna.

Použité zkratky:

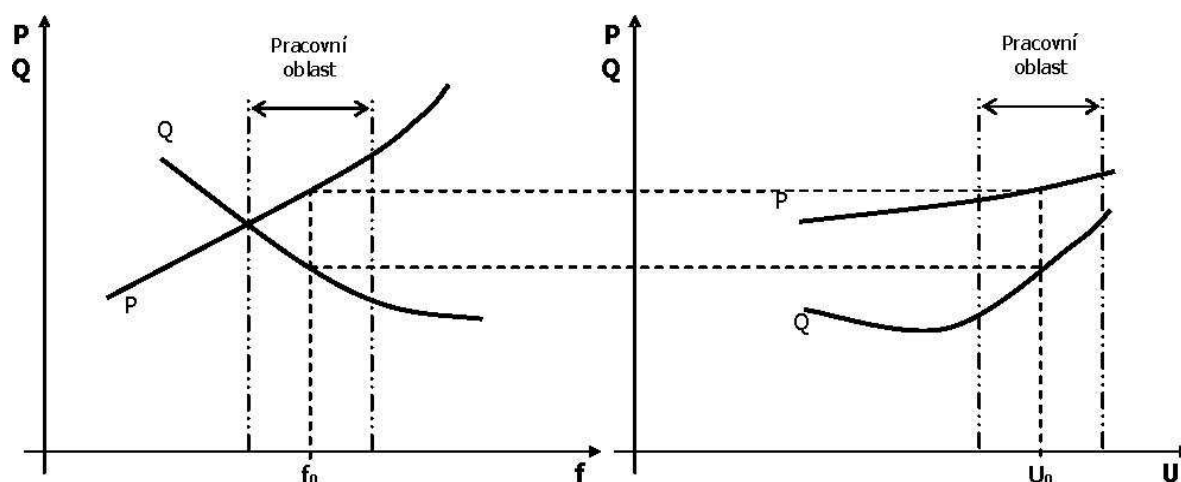
ARN	automatický regulátor U
ASRU	automatická sekundární regulace U a Q
ČEPS, a.s.	provozovatel přenosové soustavy ČR
DS	distribuční soustava
ES	elektrizační soustava
FVE	fotovoltaická elektrárna
HRT	hladinový regulátor U transformátoru
PDS	provozovatel distribuční soustavy
PpS	podpůrné služby
PRN	primární regulátor U
Pz	činné ztráty
PS	přenosová soustava
Q	jalový výkon
SyS	systémové služby
TRN	terciární regulace U a Q
U	napětí
VFDŘ	vyšší funkce dispečerského řízení
VP	větrný park
VtE	větrná elektrárna

3. Východiska regulace U a Q

3.1. Fyzikální vazba U a Q

Základní princip regulace U a Q v ES lze dle materiálu [1] prezentovat na definici statických charakteristik zátěže.

Výkon odebíraný konečným odběratelem je závislý na U a f na přípojnicích spotřebitelů. Tyto závislosti se nazývají statické charakteristiky U a f. Jsou to graficky nebo analyticky vyjádřené závislosti činného resp. jalového výkonu jako funkce frekvence a napětí (viz obr. 1).



Obr. č. 1: Statické charakteristiky zátěže

Tyto závislosti lze zapsat:

$$P = F(f,U) \text{ a } Q = F(f,U) \quad (1)$$

Bilance výkonů v ES platí jen pro určité hodnoty frekvence a napětí v soustavě. Při jejich změnách dochází k změnám vyráběných, resp. spotřebovaných výkonů. Platí to i opačně: při změně dodávaných výkonů, resp. změně zatížení, v ES dochází ke změně U a f.

Funkční závislost změn U a f při změně obou výkonů lze zjistit rozložením statických charakteristik zátěží do Taylorovy řady (členy s derivacemi vyšších řádů zanedbáme):

$$P = P_0 + \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial P}{\partial U} \Delta U \quad (2)$$

$$Q = Q_0 + \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial Q}{\partial U} \Delta U \quad (3)$$

P_0, Q_0 – je výchozí hodnota celkového činného, resp. jalového zatížení soustavy.

Při označení změny činného, resp. jalového, výkonu na svorkách generátorů ES jako $\Delta P_G, \Delta Q_G$ lze zapsat, že:

$$\Delta P_G = \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial P}{\partial U} \Delta U \quad (4)$$

$$\Delta Q_G = \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial Q}{\partial U} \Delta U \quad (5)$$

Soustava rovnic (4) a (5) určuje vztah mezi změnami výkonů na svorkách generátorů a změnami parametrů kvality elektřiny. Řešením této soustavy dostaneme:

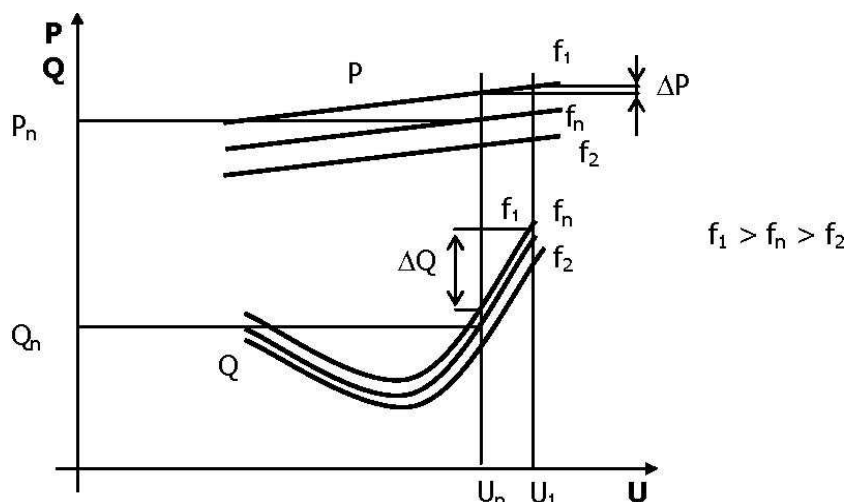
$$\Delta f = \frac{\begin{vmatrix} \Delta P_G & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \Delta Q_G & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} \frac{\partial P}{\partial f} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial f} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{vmatrix}} = \frac{\Delta P_G \cdot \frac{\partial Q}{\partial U} - \Delta Q_G \cdot \frac{\partial P}{\partial U}}{\Delta} \quad (6)$$

$$\Delta U = \frac{\begin{vmatrix} \frac{\partial P}{\partial f} & \Delta P_G \\ \frac{\partial Q}{\partial f} & \Delta Q_G \end{vmatrix}}{\Delta} = \frac{\Delta Q_G \cdot \frac{\partial P}{\partial f} - \Delta P_G \cdot \frac{\partial Q}{\partial f}}{\Delta} \quad (7)$$

Kde:

$$\Delta = \frac{\partial P}{\partial f} \cdot \frac{\partial Q}{\partial U} - \frac{\partial P}{\partial U} \cdot \frac{\partial Q}{\partial f} \quad (8)$$

Analýzou rovnic (8) a (9) je možné dojít k závěru, že narušení bilance P způsobuje změnu především f a narušení bilance Q způsobuje změnu U ES. Toto tvrzení je patrné z obr. 2, kde jsou znázorněné statické charakteristiky zatížení jako funkce U (parametrem je f).



Obr. č. 2: Statické charakteristiky zátěže jako funkce U

Z obrázku č.2 je patrné, že:

- Charakteristiky pro P leží daleko od sebe, to znamená, že při změně f (při určitém U) se značně změní P , přičemž naopak změnou U se P příliš nemění.
- Charakteristiky pro jalové výkony leží blízko sebe, to znamená, že při změnách f se Q příliš nemění, ale Q se značně mění s U .

Uvedené vlastnosti ES umožňují analyzovat její chování odděleně pro závislost $P = F(f)$ a $Q = F(U)$. Přitom je potřebné si uvědomit, že f v ES charakterizuje vyrovnanost bilance činných výkonů v celé ES, ale U vyrovnanost jalových výkonů jen dané oblasti.

Proto f je celo-systémový (globální) provozní parametr ES, ale U je místní (lokální) provozní parametr ES.

Vliv změny napětí na zatížení

Spotřebiče provozované v ES jsou navrhované na jmenovitou (nominální) hodnotu napětí. Každá větší odchylka napětí jmenovité hodnoty má obvykle nepříznivé důsledky na tyto spotřebiče. Například změna napájecího U asynchronních motorů v rozmezí 5 až +10 % U_n způsobí změnu rychlosti až o 2,5 %, přičemž se mění P a Q a také životnost motorů. Při snížení U se snižuje svítivost žárovek, na druhé straně zvýšení U podstatně snižuje jejich životnost. Odchylka U od nominální hodnoty má podstatný vliv i na provoz synchronních generátorů a synchronních kompenzátorů. Výkon těchto zařízení je závislý na hodnotě statorového proudu a napětí na jejich svorkách.

Vliv změny napětí na parametry elektrických zařízení

Zvýšení ztrát transformátorů vlivem zvýšení/snížení napětí v důsledku nárůstu magnetizačního proudu a tím zvýšení činných a jalových ztrát naprázdno:

$$\Delta P_0 = \Delta P_n \left(\frac{U_n}{U} \right)^2 \quad (10)$$

$$\Delta Q_0 = \Delta Q_n \left(\frac{U_n}{U} \right)^2 \quad (11)$$

kde ΔP_n a ΔQ_n - činné a jalové ztráty při jmenovitém napětí U_n
 U - skutečná hodnota napětí

Zvýšené ztráty na vedeních:

$$\Delta P = \Delta P_n \left(\frac{U_n}{U} \right)^2 + \Delta P_k \left(\frac{U}{U_n} \right)^m \quad (12)$$

kde P_k - ztráty způsobené korónou
 m_u - koeficient zahrnující povětrnostní podmínky $0 \leq m \leq 10$.

V přenosových sítích ≥ 400 kV jsou ztráty způsobené korónou porovnatelné se ztrátami vlivem zatížení.

Jalové ztráty na vedeních:

$$\Delta Q = \Delta Q_n \left(\frac{U_n}{U} \right)^2 - Q_B \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \quad (13)$$

kde ΔQ - celkové jalové ztráty na vedení
 ΔQ_n - jmenovité jalové ztráty na vedení při U_n
 Q_B - nabíjecí výkon vedení při U_n
 U - skutečné napětí na vedení

Vzhledem na uvedené negativní vlivy je potřebné napětí držet v určitých mezích – povolené toleranci. Přípustné odchylky napětí předpisují příslušné normy.

Je tedy nutné provádět v jednotlivých ES regulaci napětí.

Jak bylo řečeno a zdůvodněno bude se regulace napětí v ES provádět regulací jalových výkonů v ES.

V ES musí v každém časovém okamžiku být dodržena bilance jalových výkonů.

$$\sum_I Q_g + \sum_I Q_B + \sum_I Q_{kz} = \sum_I Q + \Delta Q \tag{14}$$

kde: ΣQ_g - celkový generovaný jalový výkon na elektrárnách

ΣQ_B - celkový nabíjecí výkon vedení

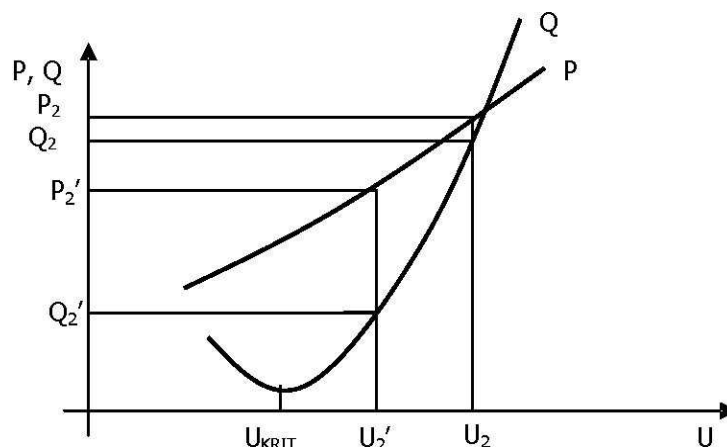
ΣQ_{kz} - celkový jalový výkon kompenzačních zařízení

ΣQ - celkový jalový výkon zatížení (včetně vlastní spotřeby elektráren a rozveden)

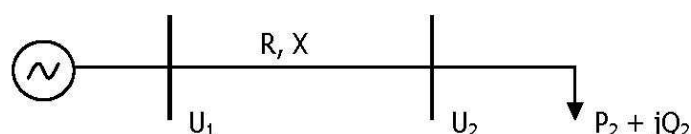
ΔQ - celkové jalové ztráty výkonu v ES

Tato bilance v ES je neustále držena vzhledem ke změně generovaného jalového výkonu a změně spotřebovaného jalového výkonu.

Statické charakteristiky zatížení v závislosti od napětí $P, Q = F(U)$ jsou patrné na obr. 3.



Obr. č. 3: Statické napěťové charakteristiky zátěže



Obr. č. 4: Schéma přenosu

Předpokládejme, že v libovolném časovém okamžiku je v ES (obr. 4) držena bilance jalových výkonů, a napětí na počátku vedení je U_1 a na konci U_2 . Těmto napětím odpovídá zatížení na konci vedení P_2, Q_2 (v souladu se statickými charakteristikami obr. 3).

Napětí na konci pak je:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2} \quad (15)$$

Jestliže se sníží napětí z nějakého důvodu na začátku vedení na hodnotu U_1 , dojde k snížení napětí i na konci vedení na hodnotu U_2 a tím i k snížení odběru na P_2 a Q_2 (obr. 4).

$$U_2' = U_1' - \frac{P_2' \cdot R + Q_2' \cdot X}{U_2'} \quad (16)$$

Při změně napětí o 1% U_n dojde ke změně činného výkonu P o 0,6 - 2 % a Q o 2 - 5 %. Při snížení napětí U_1 se sníží i úbytek napětí $\Delta U(U_2 - U_2 < U_1 - U_1)$

V tomto případě při změně zatížení spotřebičů v souladu se statickými charakteristikami dojde k samoregulačnímu efektu zatížení vlivem změny napětí. Těmto novým hodnotám U_1 a U_2 odpovídají nové podmínky bilance jalového výkonu.

Samoregulační efekt se projeví jen do hodnoty U_{KRIT} (obr. 5). Jestliže napětí klesne pod tuto hodnotu, regulace bude opačná, tj. snížení napětí vyvolá zvýšení jalové spotřeby zatížení a tím i zvýšení úbytku napětí a dalšímu snížení napětí U_2 . V takovémto případě dochází k lavině napětí a nedodržení bilance jalového výkonu. Průběh laviny napětí je znázorněn na obr. 5, kde t_1 čas snížení napětí na hodnotu U_{KRIT} , $t_2 - t_1$ je čas charakterizující proces laviny (trvá jenom několik vteřin). Výsledkem laviny napětí je narušení stability zatížení, které se odrazí v samoodlehčení spotřebitelů. Po jejich vypnutí se napětí ustálí. Hodnota kritického U pro uzly se smíšeným charakterem zatížení je $U_{KRIT} = 0,8 - 0,75 U_n$. Lavina napětí může proběhnout v celé ES nebo v jejích jednotlivých uzlech.

Přenos jalového výkonu v ES je spojený se značnými úbytky napětí a jalovými ztrátami, vzhledem na velké reaktance vedení a transformátorů. Proto, jestliže je generovaný velký jalový výkon v jednom uzlu ES ještě to neznamená, že zabezpečíme potřebné napětí v ostatních uzlech. V tomto případě je potřebné bilanci jalových výkonů dodržet nejen pro celou ES, ale i pro každý uzel ES zvlášť.

Na obr. 5 je průběh laviny napětí, která začíná v okamžiku t_1 , kdy došlo k poklesu napětí pod kritickou hodnotu napětí (U_{KRIT}). Výsledkem je pak napěťový kolaps daný tím, že soustava nemá dostatek jalového výkonu pro zajištění stability napěťového profilu.



Obr. č. 5: Průběh laviny napětí

3.2. Princip regulačního algoritmu

Asi každý návrh regulačního algoritmu U a Q musí vycházet z následující fyzikální závislosti, která byla již mnohokrát ověřená teoretickými výpočty i samotnou praxí:

$$U_i = a_{ij} \cdot Q_j$$

U_i - U v uzlu i

a_{ij} - konstanta citlivosti změny U uzlu i na změnu jalového výkonu v uzlu j

Q_j - změna jalového výkonu v uzlu j

Z uvedeného vztahu vyplývá, že k dosažení změny U v libovolném uzlu sledované soustavy je potřeba provést změnu dodávky Q vypočtené velikosti v některém z uzlů této soustavy. Jak velká bude tato změna U , závisí vedle velikosti změny dodávky jalového výkonu také na aktuální velikosti citlivostní konstanty mezi těmito dvěma uzly soustavy. Tato konstanta charakterizuje elektrickou vzdálenost obou těchto uzlů a je určena topologií soustavy v daném okamžiku, tzn. rozsahem a hustotou regulované soustavy (zkratovými příspěvky jednotlivých zapojených vedení). Z její velikosti lze také okamžitě zjistit, která změna Q je z pohledu požadované změny U smysluplná, neboť vzájemné ovlivňování vzdálených uzlů je prakticky neměřitelné. A může zároveň dojít k napěťovému ovlivnění uzlů ostatních, kde tato napěťová změna nemusí být žádoucí.

3.3. Pilotní uzel

3.3.1. Charakteristika

Pilotní uzel je základním elementem regulace U a Q, neboť se jedná o jediné místo, kde je možné operativně měnit U změnou dodávky Q, což je nutnou podmínkou regulace U a Q. Z pohledu teorie regulace zastupuje regulovanou soustavu.

Filosofie pilotních uzlů umožňuje efektivně ovlivňovat napěťové poměry v regulované soustavě.

Regulovat U a Q je ještě obecně možné na patě elektrárny, což není tak stabilní a efektivní regulace jako v pilotním uzlu anebo v jiném uzlu soustavy (např. v odběrovém uzlu významného odběratele). Přitom je však nutné uvažovat více omezovacích podmínek a efektivita regulace je významně menší a zatížení akčních členů větší.

Pilotní uzel lze obecně charakterizovat takto:

- Je bodem napěťové stability v regulované soustavě, neboť na něm je možno dlouhodobě udržet zadané U v požadované toleranci napětí i při velkých změnách toku Q v soustavě.
- Soustava prakticky není schopna mu dlouhodobě vnutit jiné U, než je jeho U zadané, neboť je na něm možno, při změně toků Q do uzlu (nebo z uzlu), rychle a přesně vyrovnávat bilanci Q na zadaném U změnou dodávky Q připojených akčních členů a tím eliminovat vzniklé napěťové odchylky od zadané hodnoty.
- Disponuje dostatkem regulačního Q na akčních členech zapojených do uzlu (při vyčerpání této rezervy Q ztrácí automaticky schopnost pilotního uzlu) během převážné části kalendářního roku.

3.3.2. Obecné požadavky

Požadavky na pilotní uzel:

- Klasická rozvodna s přípojnici, neboť ta je napěťově stabilnější než bod na vyšší straně blokového transformátoru, což lze prokázat na konkrétní realizaci pilotního uzlu přímo na blokovém vedení (elektrárna Mělník 3).
- Existence připojení odběru elektřiny do pilotního uzlu, neboť tyto uzly jsou napěťově stabilnější než uzly bez odběru.
- Připojení výroby elektřiny přímo do pilotního uzlu, neboť pak není nutné sledovat omezovací podmínky dané rozvodnami mezi zdrojem a pilotním uzlem, který je zvolen v jiné části soustavy.
- Kvalitní měření U na přípojnících rozvodny.
- Existence dálkového sběru dat pro vyhodnocování aktuální topologie na rozvodně (zapojení blokových vedení elektráren, distribučních vedení, transformátorů a tlumivek).
- Možnost průběžného určování derivace dU/dQ (z Jacobiho matice nebo zkratových přírůstků připojených vedení).

3.3.3. Vlastnosti pilotního uzlu

Mezi vlastnosti pilotního uzlu, které je nutné při realizaci regulačního systému akceptovat, patří:

- Neustálé kolísání U, jehož velikost je závislá na charakteru sledované části regulované soustavy.
- Průběžné změny zapojení pilotního uzlu (vypínání a zapínání vedení, podélné a příčné spínání přípojníc, vynucená atypická zapojení během oprav a modernizace, atd.).

3.3.4. Poznámky

V jedné rozvodně může vzniknout více pilotních uzlů. Jejich počet závisí na:

- Počtu přípojníc vyhodnocované rozvodny.
- Počtu samostatně připojených akčních členů.
- Počtu příčných a podélných dělení přípojníc.

U složitějších rozvodnů může být určení jednotlivých aktuálních pilotních uzlů dosti složitým topologickým problémem, hlavně v případě náhradních zapojení rozvodny při revizích a opravách.

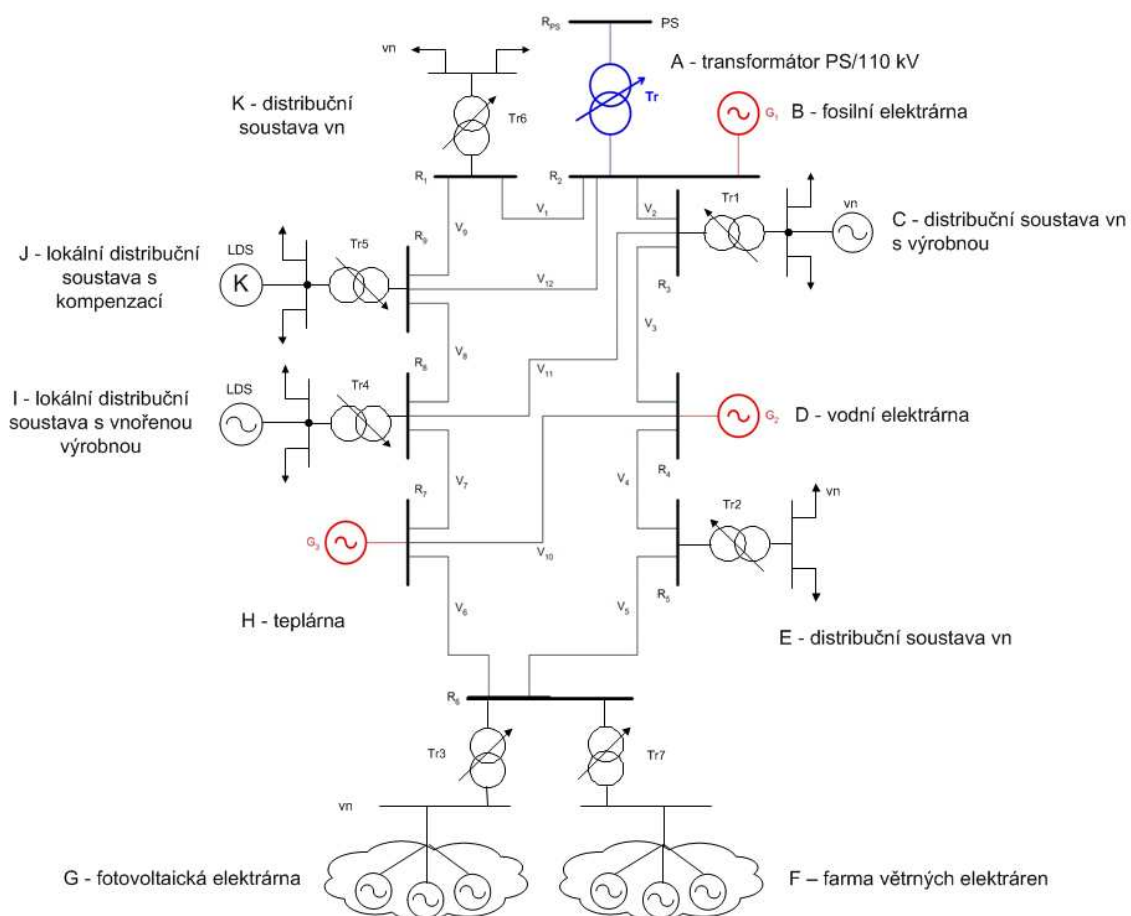
3.4. Popis regulované soustavy

Regulovanou soustavou je UO110kV podle obr. 6.

Stručná charakteristika soustavy 110kV s ohledem na problematiku regulace U a Q:

- Částečně přenosový charakter UO 110kV.
- Možnost optimalizace toků Q v soustavě změnou U v pilotních uzlech.
- Změny zapojení vedení během provozu soustavy v závislosti na:
 - Aktuálně zapojených generátorech.
 - Zatížení soustavy.
 - Poruchách důležitých zařízení v soustavě.
 - Pracích v soustavě.
- Základní prvky UO110kV:
 - Rozvodna
 - Distribuční vedení
 - Transformátor PS/110kV
 - Transformátor 110kV/vn pro regionální distribuci elektřiny
 - Transformátor 110kV/vn pro lokální distribuci elektřiny
 - Elektrárna zapojená přímo do 110kV

- Teplárna zapojená přímo do 110kV
- Propojení na sousední DS 110kV
- Park větrných elektráren
- Velká fotovoltaická elektrárna
- Velkoodběratel elektřiny s vlastní vnořenou výrobou elektřiny
- Velkoodběratel elektřiny s kompenzačními prostředky



Obr. č. 6: Obecná UO110kV v ES ČR

Chování distribuční soustavy s ohledem na regulaci U a Q je dynamické a ovlivněno hlavně:

- Výrobní průběžně snižují a zvyšují svoji výrobu P a Q běžnou regulací nebo zapínáním a vypínáním generátorů a tím způsobují změny toků Q různé velikosti.
- Odběratelé průběžně snižují a zvyšují svoji spotřebu P a Q a mohou tím způsobovat běžné nebo skokové změny U.
- Manipulace v soustavě (zapínání a vypínání vedení, změny odboček transformátorů, propojování a rozpojování soustav, atd.).

- Ve vlastní soustavě a soustavách sousedních dochází k anomálním stavům, které jsou vyvolány poruchami a anomálními stavy.

Předpokládaný rozvoj soustav 110kV:

- Propojování UO110kV do větších celků s větším počtem napájecích transformátorů PS/110kV.
- Propojování celých soustav 110kV do větších síťových celků.
- Rozšíření počtu mezinárodních propojení na napěťové úrovni 110kV (např. se Slovenskem).
- Instalace nové generace ŘS výroben, rozvoden a dispečinků soustav.
- Zvyšování kvantity a kvality sběru měření a signalizace ze soustavy.
- Vyšší požadavky na kvalitu elektřiny ze strany stávajících a nově připojovaných odběratelů.
- Připojování obnovitelných zdrojů (hlavně VtE a FVE).

4. Systém regulace U a Q

4.1. Obecné zadání pro Systém regulace U a Q

4.1.1. Určení požadované úrovně hospodárného stavu provozu DS 110kV

Hospodárnost distribuce elektřiny je také závislá na velikosti přenosů jalového výkonu v této soustavě. Tyto přenosy jsou pro provoz soustavy sice nutné, ale jejich velikost je možné optimalizovat s ohledem na reálné potřeby soustavy a tím také snižovat velikost technických ztrát, které přenos Q v soustavě vyvolává. Pro dodržení optimálních hodnot je nutné tyto hodnoty umět průběžně počítat a vytvářet technické podmínky pro jejich udržování. Konkrétně to znamená disponovat výpočetním programem, který bude průběžně počítat zadané hodnoty U v pilotních uzlech, při jejichž dodržení bude hodnota přenosu Q v soustavě optimální a přitom budou dodrženy všechny technické omezovací podmínky s ohledem na bezpečnost dodávky elektřiny konečným odběratelům a reálným možnostem akčních členů regulace U a Q.

Důležitou otázkou je nalezení uživatelského optima technických ztrát. Je to dáno rozporem mezi reálnou možností snižovat technické ztráty a cenou za jejich snížení. Velikost přenosu Q je závislá na počtu, velikosti a dispozici akčních členů regulace U a Q v regulované soustavě. Čím je větší počet pilotních uzlů a jejich regulační rezervy Q, tím více Q se vyrobí v místě spotřeby a není nutné tento výkon dodávat z větších vzdáleností. To však prakticky znamená zapojit nejenom všechny stávající akční členy, ale i využívat kompenzační zařízení a kompenzační provoz přečerpávacích elektráren a případně i instalovat nová zařízení v určených místech soustavy. Tím se sice dosáhne dalšího snížení technických ztrát, ale za výrazně vyšších nákladů. To už z čistě ekonomického hlediska přestává být, při současných cenách elektřiny, pro distributora zajímavé. Jeho motivaci pak může zvýšit pouze stát svými zásahy (např. možnost uplatnit v uznatelných nákladech pouze omezené množství technických ztrát).

Posuzování hospodárnosti provozu soustavy je ekonomická úloha, která využívá statické nástroje pro svůj výpočet. Je však aplikována na dynamicky proměnnou soustavu a z toho vzniká určitý rozpor. Konkrétně jde o to, že optimalizační výpočet na vstupu načte aktuální datový vzorek a na něm provede výpočet, jehož výsledky jsou platné po určitou další dobu. Současná úroveň optimalizačních výpočtů neumožňuje výpočet s nějakou predikcí budoucích změn a krátký interval mezi optimalizačními výpočty nemá kladný vliv na napěťovou stabilitu soustavy, neboť kromě řady přirozených změn daných změnami zatížení a výroby v soustavě jsou uměle vyvolávány změny U další.

Otázkou také je, pro jaký ekonomický přínos má smysl vnášet do soustavy změnu jejího chování. Prakticky každý výpočet optimálních technických ztrát je určitý přínos schopen vypočítat, ale jeho hodnota v úspoře distribučních nákladů může být hodně odlišná a v některých případech i z ekonomického hlediska zcela nezajímavá. Přitom i minimální přínos může vyžadovat velké změny U v soustavě, což znamená určité zhoršení kvality dodávky elektřiny konečným odběratelům (větší fluktuace U) a zbytečně zvýšená zátěž pro akční členy regulačního systému.

Hospodárnost provozu soustavy se vyjadřuje v procentech technických ztrát z celkového množství přenesené elektřiny ve sledované soustavě.

Obecně lze získat úsporu technických ztrát změnou zapojení soustavy nebo změnou dodávky (odběru) jalového výkonu. Ostatní teoretické možnosti již v prakticky provozované soustavě použít není možné a v případě DS 110kV jsou i možnosti změn zapojení soustavy (rekonfigurace) hodně omezené.

Optimální hodnota technických ztrát je tedy taková hodnota technických ztrát, kterou lze dosáhnout při adekvátních nákladech, tedy provozní stav z hlediska distribučních nákladů nejvýhodnější. Přitom do celkových nákladů je nutné počítat vedle nákladů na pořízení technických ztrát, také náklady na provoz akčních členů (platba z podpůrné služby), na provoz kompenzačních zařízení (spotřebují činný výkon) a některé další náklady. Optimální technické ztráty v soustavě proto nejsou ztráty minimální.

4.1.2. Určení požadované úrovně kvality dodávky elektřiny v DS 110kV

Kvalita dodávky elektřiny konečnému zákazníkovi závisí kromě frekvence také na napětí, při kterém je končenému odběrateli elektřina dodávána. A to jak na jeho absolutní velikosti, tak také na jeho fluktuaci (kolísání).

Kritérium pro splnění prvního požadavku je dáno odchylkou reálné a zadané hodnoty U a lze ho průběžně statisticky sledovat pomocí směrodatné odchylky U od zadané hodnoty U v daném uzlu soustavy 110kV. Pro dodávku konečnému odběrateli je určeno kritérium přímo předpisem.

Pro statistické sledování kolísání U na úrovni 110kV lze také využít směrodatnou odchylku U . Čím je tato hodnota menší, tím menší kolísání U se ze soustavy 110kV předává na nižší napěťové soustavy.

Možnosti PDS ovlivnit úroveň kolísání U vlastními prostředky jsou ale dosti omezené a ani regulace U a Q ve spolupráci se systémovými elektrárnami nemusí být dostatečná pro dosažení potřebné úrovně. Proto je vhodné eliminovat hlavní zdroje kolísání U (velkoodběratele s dynamickou změnou zatížení) co nejlépe těchto zdrojů kolísání (např. v areálu výrobního závodu jejich vlastními technickými prostředky nebo v místě připojení do soustavy 110kV externím zařízením).

Problematické je porovnávání úrovně dosaženého kolísání U jak mezi různými UO 110kV, tak i jednotlivými uzly stejné soustavy, případně i dny v týdnu stejných uzlů. Vždy to závisí na velikosti zatížení sledované části soustavy a dynamice změn tohoto zatížení. Přesto však je možné doložit hlavně u převážně průmyslových soustav (např. Severní Morava) velké rozdíly ve fluktuaci U mezi regulovanou a neregulovanou soustavou.

Regulační systémy U a Q jsou schopny udržet v pilotních uzlech soustavy 110kV U v tolerančním pásmu $\pm 0,5\text{kV}$ a často i užším (až $0,25\text{kV}$). Tato hodnota již sice není garantovaná ve všech odběrových uzlech regulované soustavy, ale v případě dostatečného počtu pilotních uzlů nemusí být jejich odchylka příliš rozdílná (max. $\pm 1\text{kV}$). Zase to závisí na schopnosti a ochotě PDS „umravnit“ hlavní poškozovatele kvality U s využitím platné legislativy a případnou technickoorganizační podporou.

PDS musí vynakládat na udržení kvality U určité prostředky ve formě platby za podpůrné služby (v případě, že regulující akční člen splňuje určená kritéria a je s ním uzavřena odpovídající smlouva) a musí zvažovat poměr mezi přínosy a náklady.

V případě, že se bude PDS snažit udržet U v pilotních uzlech v extrémně úzkém tolerančním pásmu, k čemuž bude potřebovat soustavnou aktivitu akčních členů, může dojít k anomálnímu chování PRN generátorů s následnou destabilizací regulované soustavy.

Kvalita U může být také v rozporu s ekonomikou soustavy, neboť časté změny zadaného U vyvolají zvýšení kolísání U. I mezi těmito dvěma požadavky je tedy nutné hledat vhodný kompromis.

4.1.3. Určení požadované úrovně bezpečnosti provozu DS 110kV

Úroveň bezpečnosti soustavy před vznikem napěťového kolapsu je dána množstvím a případně i dispozicí jalového výkonu, který má dispečer v okamžiku vzniku anomálního stavu v soustavě k dispozici pro eliminaci významného poklesu napěťové hladiny a může ho okamžitě použít.

Konkrétní úroveň potřebné úrovně rezervy jalového výkonu pro sledovanou soustavu lze určit pomocí dynamických výpočtů.

V případě poklesu rezervy regulačního jalového výkonu v soustavě je nutné provést adekvátní opatření (např. změna dodávky z PS).

4.1.4. Postup dosažení požadované úrovně hospodárného stavu DS 110kV

V dobře regulované soustavě nesmí být významný rozdíl mezi optimální velikostí technických ztrát a jejich reálnou hodnotou, neboť optimální velikost se počítá také na základě znalosti aktuální disponibilní rezervy Q na akčních členech regulačního systému a ze stejných vstupních dat z regulované soustavy. V případě, že implementovaný regulační systém průběžně zajišťuje dodržení všech vypočtených zadaných hodnot při efektivní koordinaci činnosti akčních členů, neměla by být diference mezi oběma hodnotami ztrát větší než je výpočetní chyba.

Složitější je eliminace rozdílu mezi optimálními a reálnými ztrátami na transformátorech PS/110kV a 110kV/vn, které fungují současně jako akční členy regulace U a Q. Tam je nutné udržovat tok jalového výkonu v určeném tolerančním pásmu (běžná hodnota je ± 20 MVar).

Na straně výrobců a odběratelů vznikají také technické ztráty na jejich vlastní a účelové spotřebě, které lze omezit udržením vypočteného tolerančního pásma U.

Technické ztráty v soustavě jsou souborem několika typů ztrát (např. Joulovy ztráty, ztráty kolonou, atd.). Přesné určení těch ztrát, které patří mezi technické a netechnické ztráty, je stále věcí diskuse. Hlavní a výrazně největší složkou jsou technické ztráty, Jouleovy ztráty, jejichž velikost lze funkčním regulačním systémem U a Q zásadně ovlivnit a tím zlepšit hospodárnost provozu regulované soustavy.

4.1.5. Postup dosažení požadované úrovně kvality dodávky elektřiny

Pro regulační systémy U a Q platí požadavek, že každá odchylka U v pilotním uzlu musí být eliminována maximálně do 2 minut od svého vzniku, což je za normálních podmínek reálně splnitelný požadavek (běžně se dosahuje 30 ÷ 60 sekund).

V odběrových uzlech nelze napěťovou odchylku přímo eliminovat, ale je možné pomoci regulačnímu systému změnou chování odběratelů a případně lokální regulací U a Q na vn.

Kolísání U je vyvoláno změnami dodávky jalového výkonu do soustavy a hlavně změnami odběru jalového výkonu ze soustavy. Je proto větší u dynamicky proměnných soustav.

Na zjištěnou diferenci musí regulační systém reagovat okamžitou změnou dodávky jalového výkonu akčního zdroje, který pracuje do sledovaného pilotního uzlu.

Zadanou hodnotu U je možné udržovat pouze v pilotních uzlech a tato hodnota musí odpovídat reálné rezervě Q .

4.1.6. Postup dosažení požadované úrovně bezpečnosti DS 110kV

Aktuální rezervu jalového výkonu je možné sledovat na jednotlivých regulujících generátorech, v pilotních uzlech jako součet rezervy generátorů a v rámci UO 110kV jako sumární hodnotu, kterou je pak možné porovnávat s hodnotou zadanou.

4.1.7. Způsob kontroly dosažení požadované úrovně hospodárnosti DS 110kV

Vypočtenou diferenci mezi optimálními a aktuálními technickými ztrátami lze ukládat a archivovat pro další zpracování. V případě, že tato diference je vyšší, než je hodnota obvyklá a také je trvalejšího charakteru, je to podnětem pro analýzu důvodů existence této odchylky.

Jestliže je diference ztrát na transformátoru větší, než je hodnota obvyklá, je to podnět pro hledání šetrnějšího způsobu využívání tohoto transformátoru.

Na straně velkoodběratelů je běžná úroveň technických ztrát v jejich sítích 1-2 % z celkového množství přenesené elektřiny. U výrazně větší hodnoty je vhodné hledat úspory hlavně ve změnách zapojení. Podobný problém mohou mít i výrobci se složitou vlastní spotřebou.

4.1.8. Způsob kontroly dosažení úrovně kvality dodávky elektřiny

Dlouhodobý rozdíl mezi požadovanou a aktuální hodnotou kolísání U určené ze směrodatné odchylky signalizují hlavně problémy na straně akčních členů.

Skokové změny U lze určit z denních grafů, které se vyhodnocují v rámci servisu ASRU.

Nestandardní chování odběratelů lze zjistit z průběžného vyhodnocení jejich účinníku.

4.1.9. Způsob kontroly dosažení požadované úrovně bezpečnosti DS 110kV

Statisticky lze sledovat regulační rezervu Q konkrétně UO 110kV a porovnávat jí s minimální požadovanou hodnotou. V případě jejího nedodržení vzniká podnět na hlubší analýzu.

Složitým problémem je sledování korektnosti reakce UO 110kV na významné přechodové děje v soustavě (anomální stavy). To vyžaduje podrobnou analýzu dat z dané události a jejich zpracování (např. grafy a statistika) a modelování na dynamickém modelu soustavy.

Posuzování korektnosti chování akčních členů lze provádět z dat jejich diagnostického pracoviště.

4.1.10. Způsob eliminace zjištěných problémů v dosažení požadované úrovně hospodárnosti

Nedodržení optimální hodnoty technických ztrát v rámci soustavy má řadu technických a organizačních důvodů. Od chybného optimalizačního výpočtu, přes nekorektní chování akčních členů až po chybné určení diference. K organizačním důvodům patří chyby obsluhy, spory mezi PDS a provozovateli výroben, atd.

Nárůst technických ztrát na transformátorech je dán velkým přetokem Q , který může být dán nutností intervence PS v DS, ale také chybným využíváním těchto transformátorů.

Nápravná opatření na straně výrobců a odběratelů jsou hlavně investičního charakteru.

4.1.11. Způsob eliminace zjištěných problémů v dosažení požadované úrovně kvality dodávky elektřiny

Důvodem velkého kolísání U bývá anomální chování akčních členů regulace U a Q nebo dlouhodobé jednostranné vyčerpání jejich regulační rezervy.

Důvodem skokových změn U bývá chování velkoodběratelů elektřiny.

4.1.12. Způsob eliminace zjištěných problémů v dosažení požadované úrovně bezpečnosti

Důvodem absence regulační rezervy Q bývá absence akčních členů v regulačním systému.

Hlubší poznání chování regulačního systému při anomálních stavech povede k optimalizaci jeho chování.

4.2. Systém regulace U a Q – základní dispozice

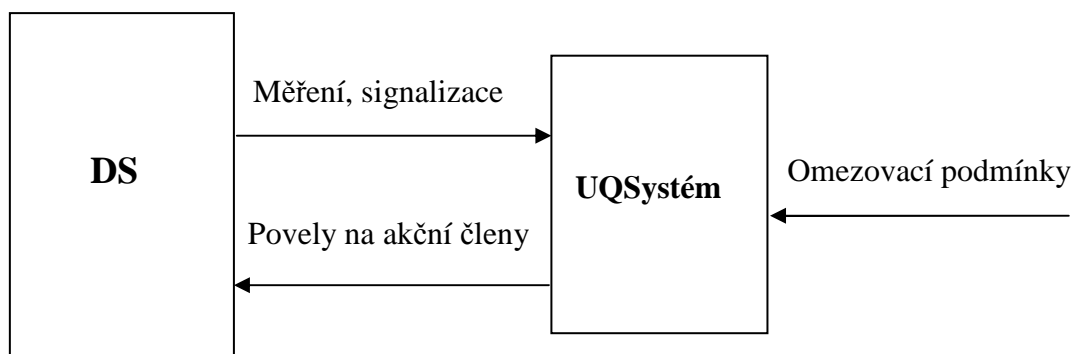
Při návrhu se formuluje nástroj, který bude schopen ovlivňovat stav DS ve smyslu zadaných požadavků. Prakticky se jedná o systém nad DS (obr. 7), který bude dostatečně robustní, aby funkčně odolával působení DS a na druhé straně dostatečně efektivní, aby dosahoval požadovaných změn ve stavu DS. Přitom je nutné, aby vynaložené zdroje na jeho vytvoření a provoz byly úměrné k dosaženému přínosu.

Obecně se systémy rozdělují na tři základní části:

- Vstupy
- Procesy
- Výstupy

Vstupy jsou v případě Systému regulace U a Q signalizace z DS (případně i PS) a výroben a technické omezovací podmínky. Zahrnují vazby systému s DS. Procesy se skládají z prvků a vazeb uvnitř systému a jejich fungování je nezbytné pro přeměnu vstupů na výstupy.

Výstupy představují působení Systému regulace U a Q na DS, konkrétně se jedná o změnu chování akčních členů (generátorů, transformátorů, atd.) ve směru požadované změny stavu sledované DS.



Obr. č. 7: Základní schéma Systému regulace U a Q

Pro rozhodování o konkrétní implementaci Systému regulace U a Q je důležité, zda velikost regulační rezervy akčních členů, jejich dispozice a technické vybavení umožní navrhnout a implementovat dostatečně efektivní Systém regulace U a Q. Tyto požadavky nemusí být ve všech DS úplně splněny a proto se při návrhu systému využívá dynamické modelování DS, PS a modelu regulačního systému, aby se ověřila jak schopnost navrhovaného Systému regulace U a Q odolávat přechodovým dějům z DS, tak i schopnost efektivně na DS působit.

V rámci Systému regulace U a Q se využívá zpětné vazby, tj. informačního vztahu subjektu řízení s výstupem ze systému. Podle charakteru výstupu je pak upravováno samotné řízení. Konkrétně obsahuje tzv. **negativní zpětnou vazbu** vznikající z porovnání cílů systému se současným stavem. Pokud je zjištěn rozdíl, je navrženo opatření pro eliminaci tohoto rozdílu. Prakticky se tedy jedná o **negování poruch a odchylek**. Negativní zpětnovazební smyčka neustále vrací sledovanou DS do stavu, ve kterém se nacházela před vznikem odchylky. DS jako složitý dynamický systém je prakticky neustále vystavován působení přechodových dějů vyvolaných různými podněty (zapínání/vypínání vedení a zdrojů, změny zatížení, regulace transformátorů, poruchy, atd.) a z tohoto důvodu je také nutné provádět eliminaci vzniklých odchylek v relativně krátkém čase a citlivě bez ohrožení stability DS.

4.3. Funkční popis

Činnost Systému regulace U a Q (obr. 8) začíná v první fázi definicí cíle pro aktuálně provozovanou DS (prvek **PLÁN**). Cílem se v tomto případě rozumí výpočet požadované (minimální) hodnoty P_z .

Tato hodnota prakticky závisí na:

- Konkrétním zapojení sledované DS.
- Aktuální regulační rezervě spolupracujících akčních členů.
- Charakteru a stupni zatížení DS.
- Technických omezovacích podmínkách (např. minimálním a maximálním U na přípojnicích rozveden 110kV).

Ve druhé fázi (prvek **ČINNOST**) probíhá řízená změna chování spolupracujících akčních členů s cílem dosažení Požadované hodnoty P_z a jejího udržení. Výsledkem je pak Aktuální hodnota P_z .

Ve třetí fázi (prvek **VYHODNOCENÍ**) se porovnávají Požadovaná a Aktuální hodnota P_z . Výsledkem je Diference P_z .

Ve čtvrté fázi (prvek **KOREKCE**) probíhá rozbor Diference P_z . V případě, že je tato diference větší než hodnota maximálně povolená, je potřeba určit příčinu tohoto stavu a změnit zadání (úprava technických omezovacích podmínek). To je případně doprovázeno přijetím konkrétních opravných opatření.

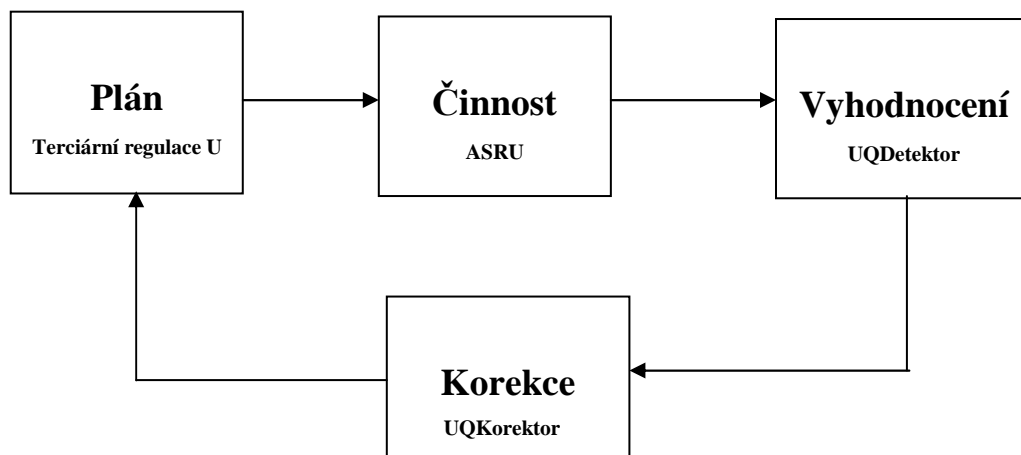
Základní prvky procesu:

Prvek **Plán** je reprezentován systémovou službou TRN, která na základě aktuálního zapojení regulované soustavy, disponibilní rezervy jalového výkonu akčních členů průběžně počítá hodnoty U v pilotních uzlech sledované soustavy, při jejichž udržení jsou technické ztráty blízké minimu v daném okamžiku. Udržení plánované hodnoty je cílem činnosti Systému regulace U a Q .

Prvek **Činnost** je reprezentován systémovou službou ASRU, podpůrnou službou SRU a konkrétními dispečerskými zásahy. Úkolem ASRU je udržovat zadané hodnoty U v pilotních uzlech v určeném tolerančním pásmu.

Prvek **Vyhodnocení** je reprezentován výpočty programů Estimace nebo Chodu sítě, které mohou kontinuálně počítat aktuální hodnoty technických ztrát ve sledované soustavě.

Prvek **Korekce** reprezentuje korekční zásahy, jejichž cílem je minimalizovat odchylky mezi požadovanou a aktuální úrovní technických ztrát.



Obr. č. 8: Činnost Systému regulace U a Q

4.4. Nutné podmínky pro instalaci Systému regulace U a Q

Mezi výchozí předpoklady implementace Systému regulace U a Q patří:

- Dostatečný počet dálkově přenášených měření a signalizací v soustavě.
- Dostatečný počet akčních členů s možností dálkového ovládní změny dodávky Q.
- Potřebná legislativa a případně i motivační prostředky pro provozovatele výroben a PDS.
- Reálná šance získat v regulované soustavě adekvátní přínosy.

4.5. Poznámky

- Systém regulace U a Q tak, jak je v materiálu popisován, není v celém rozsahu zatím v rámci žádné DS 110kV plně implementován, ale v jednotlivých soustavách jsou jednotlivé jeho komponenty v různém rozsahu a formě k dispozici a průběžně dochází k jejich modernizaci a funkčnímu rozšiřování.

5. Terciární regulace napětí

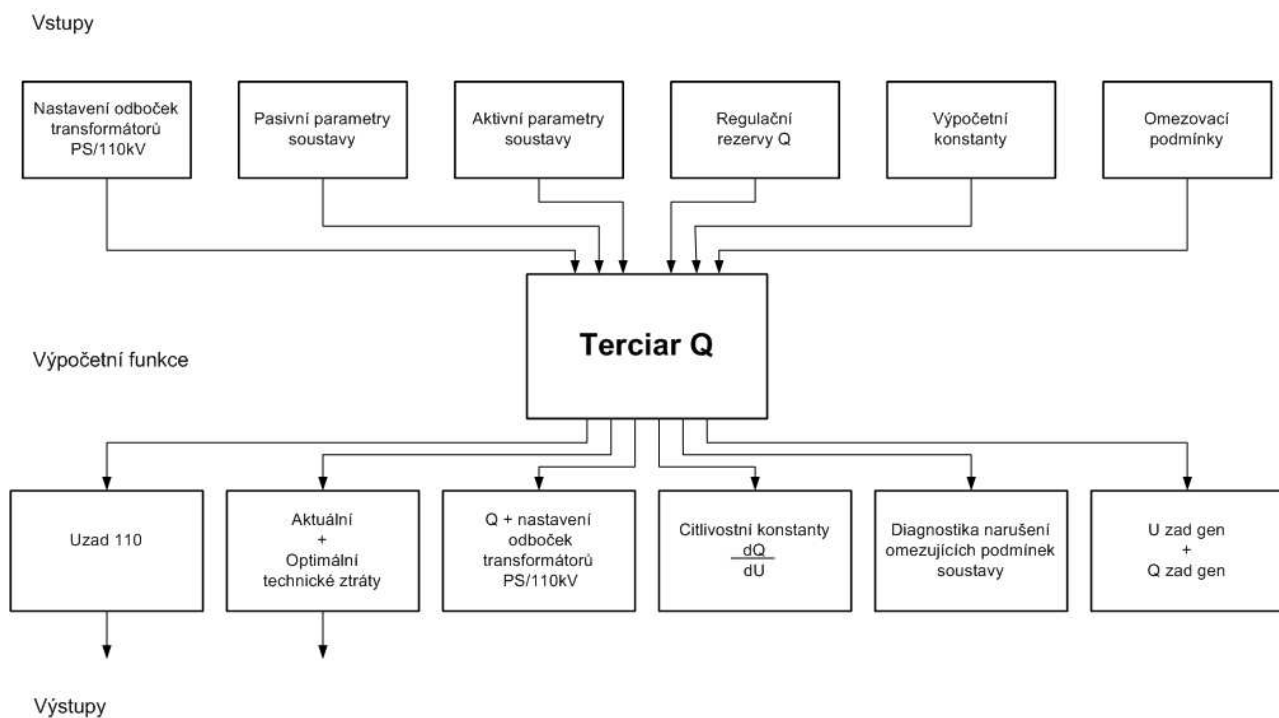
5.1. Charakteristika

Prvek vyhledává takový stav pro aktuální sledovanou DS, který vykazuje nejnižší technické ztráty při respektování všech určených omezovacích podmínek. Tuto činnost v automatizovaném systému zajišťuje programová funkce TRN.

5.2. Princip práce

Úkolem TRN je určování konkrétních zadaných hodnot U pro jednotlivé pilotní uzly regulované soustavy. Základním kritériem je minimalizace technických ztrát v regulované soustavě.

Základní funkce TRN je patrná z obr. č. 9.



Obr. č. 9: TRN - schéma vstupů a výstupů

Legenda

vstupní hodnoty:

- **Nastavení odboček transformátorů PS/110kV** – Aktuální čísla odboček jednotlivých transformátorů PS/110kV.
- **Pasivní parametry soustavy** – hodnoty R a X pro vedení a transformátory.
- **Aktivní parametry soustavy** – hodnoty P a Q dodávek a odběrů.
- **Regulační rezervy Q** – hodnoty regulační rezervy Q pro pilotní uzly.
- **Výpočetní konstanty** – konstanty dané použitou metodou.
- **Omezovací podmínky** – omezovací podmínky dané regulovanou soustavou.

výstupní hodnoty:

- **U_{zad} 110kV** – hodnota U.
- **Aktuální a optimální technické ztráty** – Vypočtené technické ztráty reálné soustavy a optimalizované technické ztráty.
- **Q + nastavení odboček transformátorů PS/110kV** – nový tok Q přes transformátory PS/110kV a nové nastavení odboček na těchto transformátorech.
- **Citlivostní konstanty dQ/dU** – hodnoty vypočtené z Jacobiho matice.
- **Diagnostika narušení omezovacích podmínek soustavy** – diagnostické informace.
- **U_{zad} gen a Q_{zad} gen** – požadované změny na generátorech.

Hlavními omezovacími podmínkami výpočtu jsou:

- Minimální a maximální hodnoty U v uzlech soustavy (technická omezení).
- Aktuální hodnoty rezervy regulačního jalového výkonu pro jednotlivé pilotní uzly.
- Toky jalového výkonu např. přes hraniční vedení v případě přenosové soustavy nebo přes transformátory PS/110kV v případě distribuční soustavy 110kV, atd.

Prakticky se jedná o optimalizační výpočet na bázi chodu sítě, kdy se hledá k aktuálnímu stavu sledované soustavy stav s minimálními ztrátami při akceptování všech uvedených omezovacích podmínek. Pro řešení této úlohy existuje sice řada výpočetních metod, ale k praktickému využívání v operativním provozu lze využívat pouze dostatečně rychlé a robustní programové nástroje. Navíc je nutné využívat pro výpočty estimovaná data nikoliv přímo data přímo měřená, neboť citlivost optimalizačních výpočtů na kvalitu vstupních dat je extrémně vysoká.

Absence kvalitní výpočetní funkce TRN snižuje výslednou kvalitu celého regulačního procesu, neboť fyzikální vztahy v ES jsou příliš složité a pouhá empirická znalost neumožňuje určit pro daný provozní stav odpovídající napěťovou úroveň, kterou lze prakticky použitelnými prostředky dosáhnout a udržet. Obecně sice platí, že čím je v celé soustavě vyšší U, tím jsou nižší technické ztráty. Ale jestliže v části soustavy je významný deficit jalového výkonu a tím i nižší dosažené U, vzniká napěťová diference a technické ztráty naopak rostou. Proto je nutné průběžně upravovat napěťové poměry tak, aby bylo U v celé sledované soustavě na blízké úrovni.

5.3. Výhody implementace

Kontinuální výpočet TRN přináší tyto hlavní výhody:

- Rychlé reakce na změnu zapojení nebo zatížení sledované DS.
- Rychlá reakce na změnu v počtu nebo regulačních možnostech akčních členů.
- Snížení náročnosti jak pro pracovníky přípravy provozu DS, tak i samotné dispečery.
- Citlivé čerpání regulačního jalového výkonu na generátorech a zajištění efektivní spolupráce mezi jednotlivými akčními členy.
- Efektivní zapojení i dalších typů kompenzačních prostředků.
- Bez průběžného výpočtu TRN nelze v rámci Systému regulace U a Q zajistit plnou funkčnost prvku Vyhodnocení a tím i uzavřít zpětnou vazbu.

5.4. Metody výpočtu

Úloha TRN je obecně úloha hledání extrému nelineární funkce více proměnných, vázaného omezujícími podmínkami ve tvaru nerovností.

V zásadě lze takový optimalizační problém řešit:

- Analytickými (přesnými) metodami nelineárního programování
- Heuristickými (přibližnými) metodami evolučních algoritmů.

Pro oba způsoby existuje celá řada metod, pro první způsob se nejčastěji užívají různé penalizační či bariérové metody nebo metoda Lagrangeových multiplikátorů a pro druhý způsob metody multiagentní (strategie mravenčí kolonie či včelího roje), genetických algoritmů či simulovaného žhání. Výhodou první třídy metod je nalezení přesného optima v krátkém čase, nevýhodou pak potřeba splnění celé řady předpokladů, které obecně nemusí platit a metody pak havarují.

Výhodou druhé třídy metod je jejich robustnost, tj. nejsou podmíněny téměř žádnými předpoklady. Jsou zbaveny celé řady neduhů analytických optimalizačních metod, jako např. požadavek spojitosti či diferencovatelnosti kriteriální resp. vazební funkce, problém respektování omezujících podmínek, uvíznutí v mělkém lokálním minimu či divergence. Na druhou stranu však je při jejich aplikaci zapotřebí nastavení jistých volných parametrů, které je nutné „naladit“ v závislosti na tom kterém optimalizačním problému. Konkrétní nevýhodou je pak nalezení nepřesného suboptima v relativně dlouhém čase.

Z výše uvedeného pak plyne, že první třída metod se spíše hodí pro on-line úlohy v reálném čase a druhá pro off-line úlohy, kde řešení nemusí být k dispozici okamžitě.

5.4.1. Metoda Lagrangeových multiplikátorů

Podle materiálu [5] lze obecně problém minimalizace ztrát zapsat ve tvaru:

Minimalizace : $f(\mathbf{x})$ (objektivní funkce)
 subject : $\mathbf{h}_i(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \quad i = 1, 2, \dots, m$ (omezení ve tvaru rovností)

$$\mathbf{g}_j(\mathbf{x}) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (\text{omezení ve tvaru nerovností})$$

Řešení obsahuje m omezení ve tvaru rovností, n omezení ve tvaru nerovností a počet proměnných je roven dimenzi vektoru \mathbf{x} .

Řešení tohoto problému vyžaduje vytvoření Lagrangianu:

$$L(\mathbf{z}) = f(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\mu}^T \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{g}(\mathbf{x}) \quad \dots \text{Lagrangian}$$

$$\text{kde } \mathbf{z} = [\mathbf{x} \quad \boldsymbol{\mu} \quad \boldsymbol{\lambda}]^T$$

$\boldsymbol{\mu}$ a $\boldsymbol{\lambda}$ jsou vektory Lagrangeových multiplikátorů, a $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ pouze obsahuje konstanty nerovností.

5.4.2. Metoda simulovaného žhání

TRN realizovaná pomocí metody simulovaného žhání je od roku 2004 implementovaná na dispečinku 110kV v Ostravě. Dále je uveden obecný popis principu této metody podle materiálu [6].

Představme si, že argument kriteriální funkce jednoznačně určuje makrostav nějakého termodynamického systému o energii rovné funkční hodnotě, pak můžeme vyjádřit jeho termodynamickou pravděpodobnost

$$P(E_i) = |\{ \bar{\mathbf{x}} \in \mathbb{R}^n \mid f(\bar{\mathbf{x}}) = E_i \}|$$

jako počet jemu odpovídajících mikrostavů.

Ponoříme-li uvedený systém nabývajících různých makrostavů o energiích E_i do tepelné lázně o energii E_0 , pak dle Boltzmannovy rovnice, pro jednotkovou velikost Boltzmannovy konstanty, pomocí Taylorova rozvoje diferencovatelné funkce můžeme po vyrovnání teplot vyjádřit pro $E = E_0 + E_i = \text{const}$ a $E \gg E_i$ entropii lázně:

$$S(E_i) = S(E) - \frac{dS(E)}{dE_i} E_i = \ln P(E - E_i)$$

z čehož užitím definice teploty $dE/dS(E) = T > 0$ vyjádříme termodynamickou pravděpodobnost makrostavů tepelné lázně jako funkci energie makrostavu vloženého systému, tj. pomocí Boltzmannova faktoru:

$$P(E - E_i) = c e^{-\frac{E_i}{T}}$$

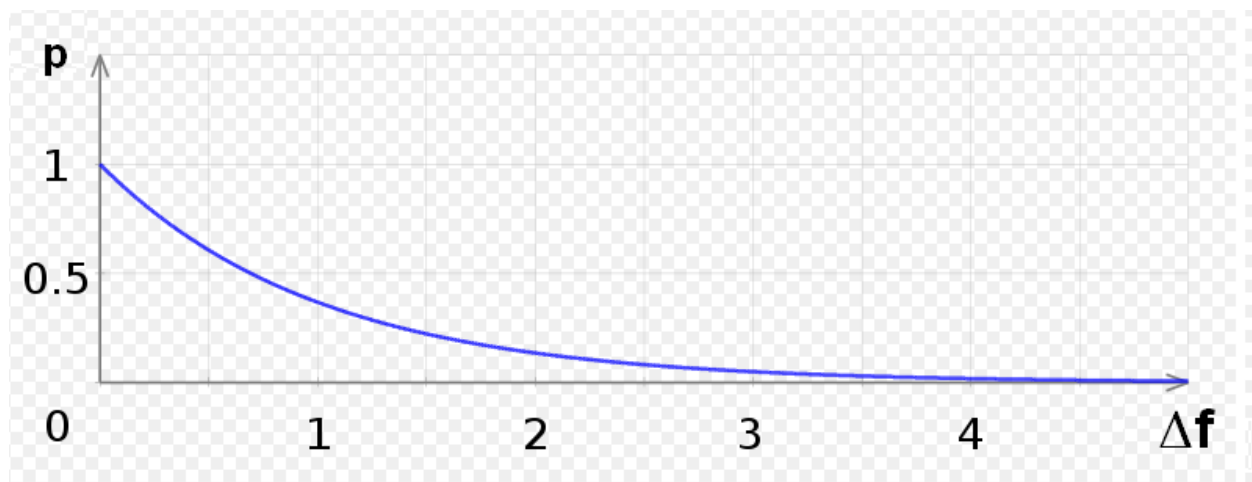
Algoritmus simulovaného žíhání spočívá v poruše kandidáta na optimum a následném rozhodnutí o jeho nahrazení poruchou v každé iteraci algoritmu dle Metropolisova kritéria:

$$p(\bar{x}_i \rightarrow \bar{x}_j) = \frac{P(E_j)}{P(E_i)} = e^{-\frac{\Delta E}{T}} \quad \Delta E > 0$$

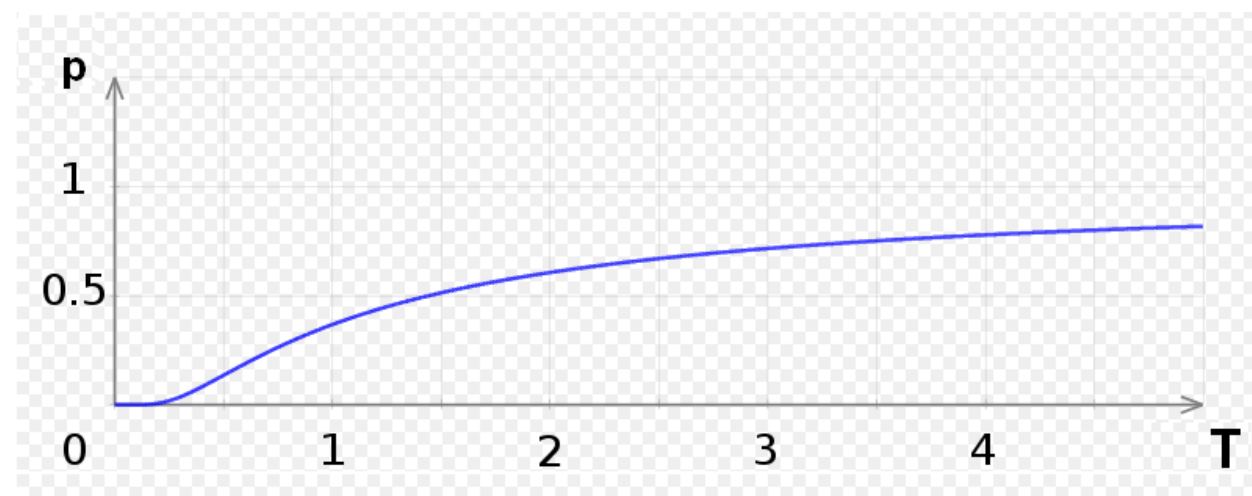
$$p(\bar{x}_i \rightarrow \bar{x}_j) = 1 \quad \Delta E \leq 0$$

vyjadřujícího pravděpodobnost přechodu systému z jednoho makrostavu do druhého, kde $\Delta E = E_j - E_i$.

Posloupnost generovaných perturbací, tj. přípustných řešení optimalizační úlohy, tvoří Markovův řetězec s pamětí řádu jedna, tj. výskyt daného řešení je podmíněn pouze výskytem řešení předcházejícího. Perturbace ležící mimo oblast přípustných řešení se zamítají automaticky.



Obr. č. 10: Závislost pravděpodobnosti na přírůstku energie



Obr. č. 11: Závislost pravděpodobnosti na teplotě

Ze závislosti $p(\Delta f)$ (obr. 10) je zřejmé, že výrazně „horší“ řešení se akceptuje vůči předcházejícímu řešení s mnohem menší pravděpodobností než řešení jen o málo „horší“. Závislost $p(T)$ (obr. 11) lze užít k řízení pravděpodobnosti akceptace řešení během iteračního cyklu. Iterační cyklus startujeme s tak vysokou teplotou, aby se po jistou dobu akceptovalo téměř každé navržené řešení, což případně umožní počáteční aproximaci řešení „vyklouznout“ z oblasti mělkých lokálních minim, ke konci iteračního cyklu naopak teplotu dostatečně snížíme tak, aby se neakceptovalo téměř žádné „horší“ řešení, tj. během iteračního cyklu chladíme systém představující optimalizační úlohu z dostatečně vysoké teploty na dostatečně nízkou teplotu tak, že nám v závěru cyklu řešení „zamrzne“ v dostatečně hlubokém lokálním minimu.

5.5. Poznámky

- Při výměně funkce TRN (většinou v rámci výměny celého ŘS dispečinku) je často nutné přizpůsobit ASRU na nově definované datové rozhraní této funkce, které je dáno reálnými výstupy nově implementované optimalizační funkce a doplnit dalšími SRU výroben dalšími funkcemi. Rozsah a typ změn vychází z použité metody TRN, její konkrétní implementace, možností úprav a parametrizace.
- Praktická implementace TRN je postavena na základním rozporu mezi výpočtem ve statické a dynamické soustavě. Tvůrci TRN vycházejí z představy, že při korektním nastavení a udržování vypočtené hodnoty Q akčních členů budou v soustavě optimální toky Q . To, ale platí pouze ve statické soustavě, kde nedochází k dynamickým změnám Q , které jsou vyvolávány odběrateli, výrobci a samotnou soustavou. V reálné dynamicky se měnící soustavě lze buď udržet konstantní dodávku Q generátorů, nebo hodnotu U v pilotních uzlech v určeném tolerančním pásmu. Oba požadavky současně plnit nelze a nemá to ani praktický smysl, neboť konečného odběratele zajímá kvalita U a ne aktuální velikost dodávky Q generátorů zapojených do soustavy.
- Ve stávající ES ČR existuje rozpor v oblasti TRN, neboť provozovatel každé soustavy si optimalizuje svojí soustavu samostatně, čím si navzájem tyto provozovatele nepomáhají, ale naopak spíše poškozují, což je vidět hlavně na přenosu Q přes neoptimalizované transformátory PS/110kV. Lepším řešením by byla globální optimalizace přes síť 400kV, 220kV a 110kV, kdy by bylo možné dosáhnout nejen vyšší úrovně úspor technických ztrát, ale i lepší spolupráce při zvyšování kvality dodávky konečnému odběrateli.
- Samotná TRN jako optimalizační funkce je zajímavým cílem pro řadu tvůrců expertních funkcí a v literatuře již byla publikována řada metod, které mají více či méně šanci uspět i v praxi. Mezi hlavní problémy některých spíše laboratorně využitelných metod patří: absence potřebných výpočetních konstant v reálné soustavě, dlouhá doba výpočtu, atd.
- V stávajících ŘS dispečinků může TRN pracovat pouze nad vzorkem estimovaných dat, neboť kvalita měření, která jsou k dispozici, neumožňuje spolehlivý výpočet. Estimační program dopočítá, na základě redundance hodnot, chybějící měření a nahradí chybná měření fyzikálně korektnějšími a opraví případné chyby v topologii. K tomu však také potřebuje určitou úroveň datového modelu v ŘS. Jinak je nutné doplnit chybějící měření a signalizace a opravit případné technické problémy v systému sběru a přenosu dat.

6. Automatická sekundární regulace napětí (ASRU)

6.1. Charakteristika

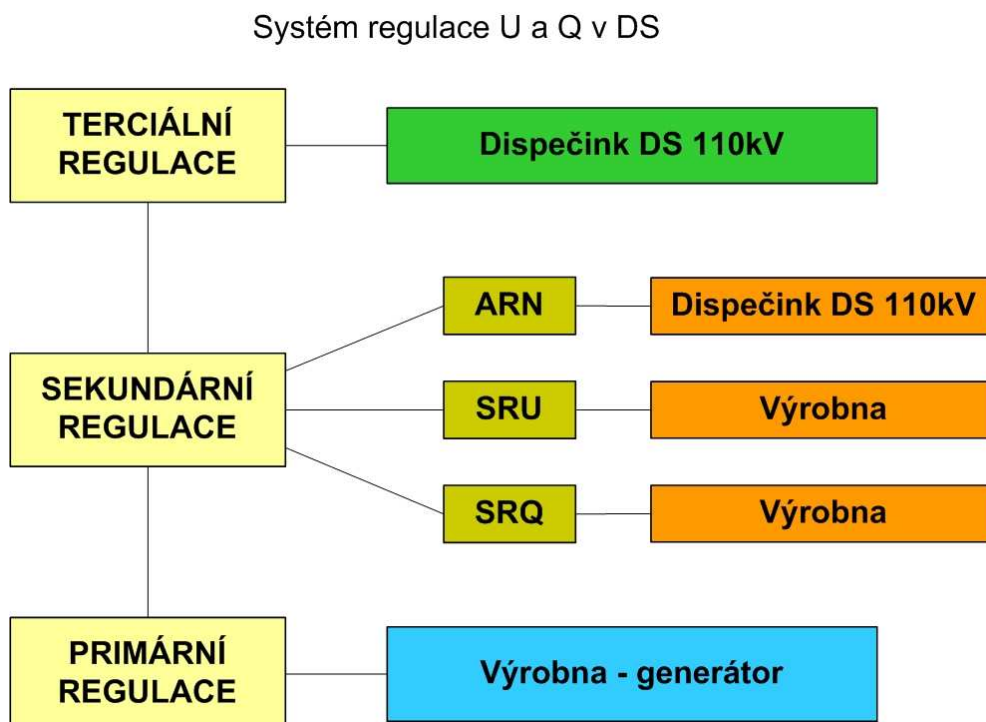
Prvek zajišťuje podle zadání TRN udržování zadané hodnoty U v pilotních uzlech sledované DS v nastaveném tolerančním pásmu pomocí řízené změny dodávky Q ovládaných akčních členů.

6.2. Princip práce

Funkci ASRU lze obecně popsat jako technologický proces, který obnovuje rovnováhu spotřeby a výroby Q v pilotním uzlu právě na úrovni požadovaného U v tomto uzlu. Tím nastavuje i napěťovou úroveň pro elektricky blízké uzly. Navazuje na výpočet TRN a výstupy předává na zařízení PRN generátorů a případně ovládání odboček transformátorů či dalších akčních členů.

ASRU se skládá (viz obr. 12) z:

- Automatické regulace napětí (ARN)
- Skupinové regulace napětí (SRU)
- Sekundární regulace jalového výkonu (SRQ)
- Regulatoru odboček transformátoru PS/110kV

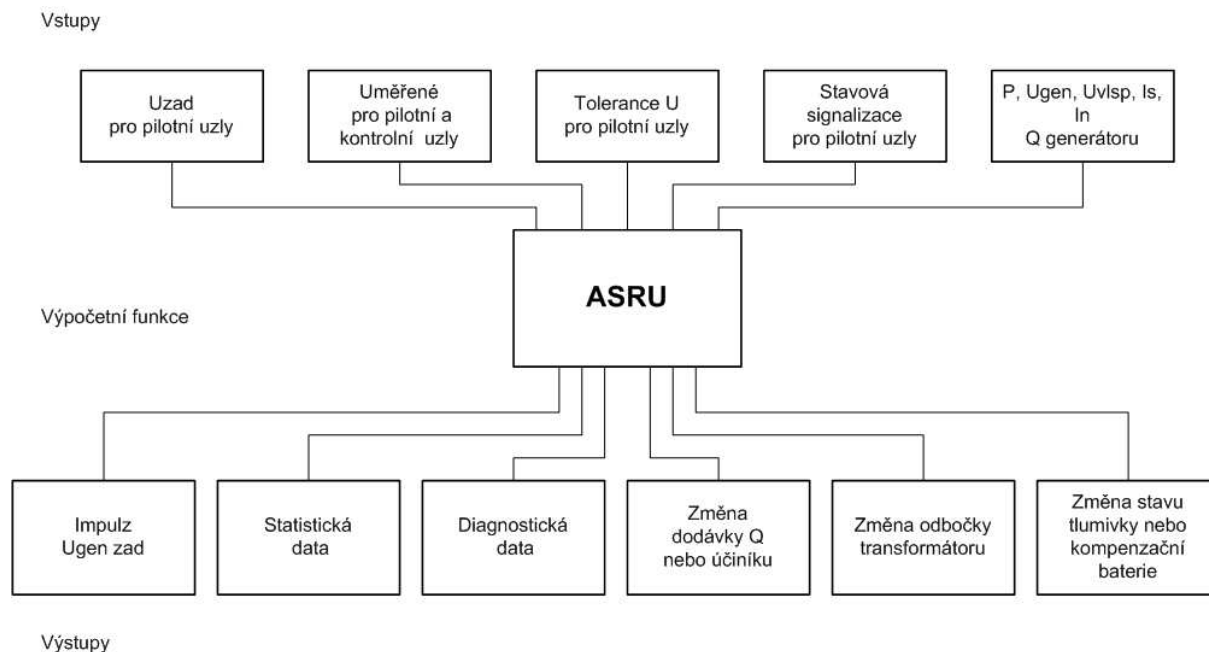


Obr. č. 12: Blokové schéma návazností sekundární regulace U a Q

6.3. Popis funkce ASRU

6.3.1. ASRU – vstupní a výstupní hodnoty

Blokové schéma vstupů a výstupů je na obr. 13.



Obr. č. 13: ASRU schéma vstupů a výstupů

Legenda

vstupní hodnoty:

- **Uzad pro pilotní uzly** – hodnota U určená dispečerem nebo výpočtem TRN.
- **U měřené pro pilotní a kontrolní uzly** – měřená hodnota U na přípojnicí rozvodny pilotního uzlu (v případě existence více měření se jedná o vážený průměr z těchto měření).
- **Tolerance U pro pilotní uzly** – toleranční pásmo U, v němž se může regulovaná hodnota U pohybovat, aniž vyvolá regulační odchytku.
- **Stavová signalizace pro pilotní uzly** – stavy vypínačů a odpojovačů vedení a spínačů přípojnic pilotního uzlu.
- **Měření z generátoru** – soubor základních měření generátoru (P, Q, Ugen, Uvlsp, Istat, Irot, číslo odbočky transformátoru vlastní spotřeby).

vstupní hodnoty:

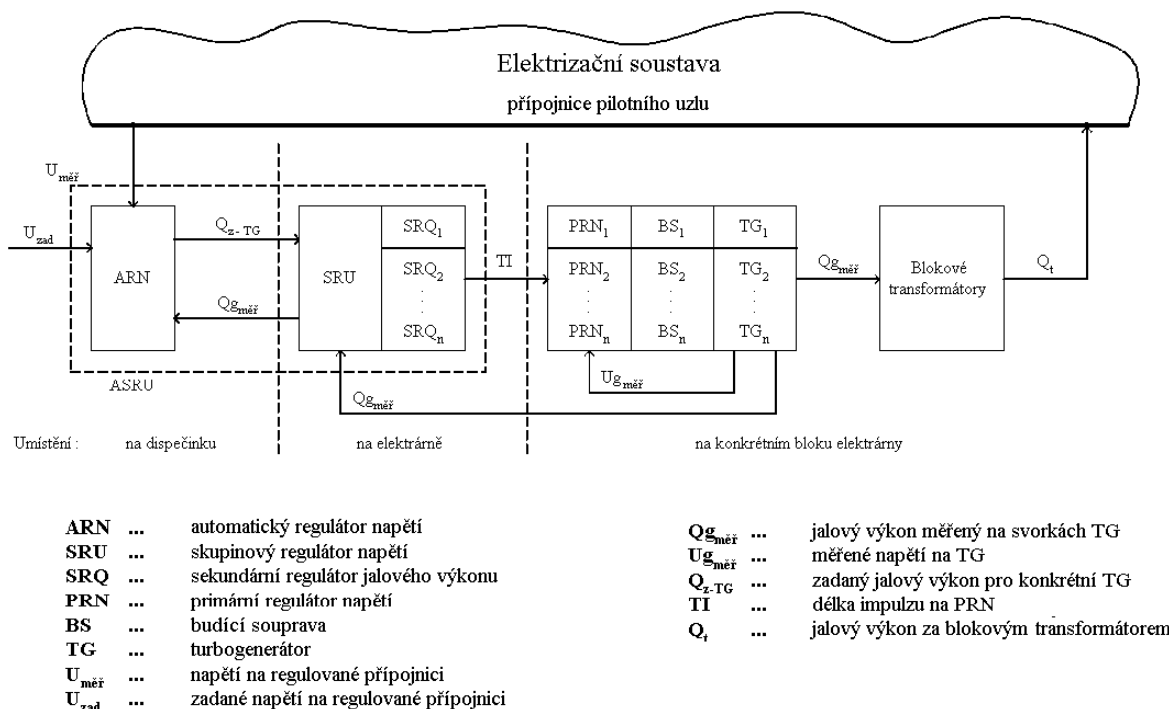
- **Impulz na Ugen zad** – délka impulzu na mechanismus změny Uzad generátoru.
- **Statistická data** – data určená pro statistické sledování provozu ASRU a vyhodnocování objemu poskytnuté PpS.

- **Diagnostická data** – data určená pro sledování.
- **Změna dodávky Q generátoru** – nová požadovaná hodnota dodávky Q nebo její změna.
- **Změna účinníku** – nová požadovaná hodnota účinníků nebo jeho změna.
- **Změna odbočky transformátoru** – nová požadovaná hodnota odbočky regulovaného transformátoru.
- **Změna stavu tlumivky nebo kompenzační baterie** – změna odbočky tlumivky nebo kompenzačního stupně kompenzátoru.

6.3.2. Princip činnosti ASRU s generátorem

ARN vyhodnotí aktuální regulační odchylku, vypočte celkovou změnu jalového výkonu, která je nutná pro její eliminaci a podle existující regulační rezervy provede rozdělení požadavku na jednotlivé SRU, které má pro regulaci v daném uzlu k dispozici. SRU na výrobně rozdělí svůj požadavek podle rezervy na jednotlivé SRQ generátorů. SRQ generátorů pak generuje velikost impulsu na mechanismus změny zadané hodnoty napětí PRN, který změní velikost jalového výkonu. Tato změna vstupuje přes blokový transformátor zpět do soustavy.

Principiální technické řešení tohoto problému ASRU v případě obecné uzlové oblasti je zřejmé z obr. č. 14 :



Obr. č. 14: Princip ASRU v pilotním uzlu

Základní princip regulace:

- Provádí se rozdělení ΔQ_Z na jednotlivé generátory na základě kritéria poměrného čerpání jalového výkonu všech generátorů.

Varianta - zvýšení dodávky Q do pilotního uzlu:

- Výpočet rozdělovacího koeficientu - zvýšení dodávky Q

$$K_{roz} = (Q_{rez\ pre} - Q_{g\ nov}) / (Q_{rez\ pre} - Q_{rez\ pod})$$

K_{roz}	rozdělovací koeficient
$Q_{rez\ pre}$	rezerva jalového výkonu pilotního uzlu ve směru přibuzení
$Q_{g\ nov}$	nová hodnota jalového výkonu
$Q_{rez\ pod}$	rezerva jalového výkonu pilotního uzlu ve směru podbuzení

- Výpočet změny dodávky jalového výkonu pro jednotlivé generátory

$$\Delta Q_{gen} = Q_{gen\ rez\ pre} - K_{roz} \cdot (Q_{gen\ rez\ pre} - Q_{gen\ rez\ pod}) - Q_{gen}$$

ΔQ_{gen}	změna dodávky jalového výkonu generátoru
$Q_{gen\ rez\ pre}$	rezerva jalového výkonu generátoru ve směru přibuzení
$Q_{gen\ rez\ pod}$	rezerva jalového výkonu generátoru ve směru podbuzení
Q_{gen}	jalový výkon generátoru

Varianta - snížení dodávky Q do pilotního uzlu:

- Výpočet rozdělovacího koeficientu - snížení dodávky Q

$$K_{roz} = (Q_{g\ nov} - Q_{rez\ pod}) / (Q_{rez\ pre} - Q_{rez\ pod})$$

K_{roz}	rozdělovací koeficient
$Q_{g\ nov}$	nová hodnota jalového výkonu
$Q_{rez\ pod}$	rezerva jalového výkonu pilotního uzlu ve směru podbuzení
$Q_{rez\ pre}$	rezerva jalového výkonu pilotního uzlu ve směru přibuzení

- Výpočet změny dodávky jalového výkonu

$$\Delta Q_{gen} = Q_{gen\ rez\ pod} - K_{roz} (Q_{gen\ rez\ pre} - Q_{gen\ rez\ pod}) - Q_{gen}$$

ΔQ_{gen}	změna dodávky jalového výkonu generátoru
$Q_{gen\ rez\ pod}$	rezerva jalového výkonu ve směru podbuzení
$Q_{gen\ rez\ pre}$	rezerva jalového výkonu generátoru ve směru přibuzení
Q_{gen}	jalový výkon generátoru

- Výpočet velikosti impulsu na mechanismus změny zadané hodnoty generátorového napětí

$$T_i = \Delta Q_{\text{gen}} / \text{Derivace-QT}$$

T_i velikost impulsu na mechanismus změny zadané hodnoty generátorového napětí

ΔQ_{gen} změna dodávky jalového výkonu generátoru

Derivace-QT velikost změny jalového výkonu při jednotkovém impulsu na mechanismus změny zadané hodnoty napětí generátoru

6.3.3. Automatická regulace napětí (ARN)

Zajišťuje tyto základní činnosti:

- Umožňuje modifikaci zadané hodnoty U_{zad} (dispečerem nebo TRN) a další styk ASRU s dispečerem.
- Určení aktuálního rozsahu regulované soustavy UO 110kV a jejího konkrétního zapojení.
- Určení velikosti regulační odchylky U : $EU = U_{\text{zad}} - U_{\text{měř}}$.
- Výpočet charakteristiky pilotního uzlu v UO 110kV: $KQ = \Delta Q / \Delta U$ [MVar/kV].
- Proporcionálně integrační transformaci EU na odchylku YQ (změna dodávky jalového výkonu).
- Výpočet příslušných P-I konstant regulátoru podle aktuálního zapojení UO 110kV.
- Výpočet regulačních zásahů pro jednotlivé SRU podle zadaného kritéria (stejná poměrná rezerva jalového výkonu) a jejich předání na SRU.
- Ošetření technických omezujících podmínek (dodržování technického minima a maxima U , atd.).
- Průběžnou kontrolu funkčnosti celého regulačního systému.
- Sběr a verifikace měřených a stavových veličin z ŘS DS a jejich ukládání do databáze stanice ARN.
- Sběr a verifikace měřených a stavových veličin ze stanice SRU a jejich ukládání do databáze ARN.
- Předávání povelů a žádaných hodnot Q do stanice SRU.
- Předávání měřených a stavových veličin z podřízených stanic SRU do ŘS dispečinku DS.
- Předávání měřených a stavových veličin do diagnostického pracoviště ARN pro potřeby dalšího vyhodnocení.
- Diagnostika technických prostředků vlastní stanice
- Volba strategie regulačního procesu pro jednotlivé oblasti podle počtu a struktury zapojených akčních členů. Určení pilotních uzlů v rámci těchto oblastí.
- Verifikace omezujících napěťových profilů kontrolních uzlů v UO 110kV.

- Výpočet regulační odchylky pro jednotlivé pilotní uzly na základě porovnání měřeného a zadaného U s akceptováním zadané tolerance a omezujících podmínek provozu soustavy (U v kontrolních uzlech, přetok jalových výkonů).
- Výpočet regulačních zásahů (při akceptování všech omezujících podmínek provozu regulovaného systému), směřujících k eliminování vzniklé regulační odchylky. Regulační zásah může být:
 - změna zadané hodnoty U pro regulátor U na výstupu z elektrárny
 - změna požadované dodávky jalového výkonu pro stanici SRU na elektrárně
 - změna požadované hodnoty U pro hladinový regulátor U v transformovně
 - požadavek na změnu odbočky v transformovně
- Částečné nebo úplné blokování činnosti stanice v případě výskytu anomálních stavů soustavy nebo akčních členů.
- Diagnostikování funkce jednotlivých podřízených SRU.
- Kontrola správnosti komunikace se všemi připojenými stanicemi systému.

Poznámky:

- Výčet implementovaných funkcí bývá upřesňován podle konkrétní soustavy, kde je ASRU nasazeno a závisí na technickém vybavení dispečinku a podřízených SRU, neboť některé chybějící funkce mohou být doplněny a naopak duplicitní funkce vyřazeny.
- V principu může být ARN umístěno jak v samostatné stanici, tak i jako funkce v rámci ŘS dispečinku.
- Velký počet regulačních odchylek za sledované období může mít příčinu také v anomálním stavu regulované soustavy a je tak jednou z jeho detekcí podobně jako extrémní nárůst regulačních zásahů akčních členů proti statistickému běžnému počtu zásahů.

6.3.4. Skupinový regulátor napětí (SRU)

V rámci pokynů ARN zajišťuje na výrobnách tyto hlavní funkce:

- Získávání a verifikování určených měřených a stavových veličin a výkonných povelů z ŘS výroby a jejich ukládání do databáze SRU.
- Předávání určených měřených, stavových a poruchových veličin do databáze ŘS výroby.
- Předávání určených měřených a stavových veličin do databáze stanice ARN DS.
- Získávání výkonných povelů a určených měřených a stavových veličin z databáze stanice ARN DS.
- Průběžné vyhodnocování aktuálního stavu regulované technologie, přesnosti měřených veličin a kvality signalizací.

- Přesný výpočet velikosti povelu požadovaného stanicí ARN DS s akceptováním všech omezovacích podmínek daných technickými možnostmi regulované technologie.
- Eliminace nadbytečných regulací na PRN generátorů a odbočkách transformátorů vlastní spotřeby.
- Předávání vypočtených výkonných povelů na ovládací mechanismus PRN jednotlivých generátorů elektrárny.
- Předávání vypočtených výkonných povelů na ovládací mechanismus změny odbočky transformátorů vlastní spotřeby.
- Diagnostika technických prostředků vlastní stanice SRU a způsobu připojení na technologii.
- Průběžná kontrola komunikace se spolupracujícími stanicemi a blokování činnosti stanice při úplném nebo částečném přerušení této komunikace.
- Částečné nebo úplné blokování činnosti stanice v případě výskytu provozně nepříznivého stavu.
- Průběžný výpočet regulační rezervy jednotlivých generátorů.
- Vyhodnocování aktuálního způsobu zapojení vlastní spotřeby elektrárny a zajišťování bezpečného dodržování dohodnutého zadaného profilu U vlastní spotřeby elektrárny a jejich ochran proti přechodovým stavům.
- Zajišťování bezpečného dodržování určeného profilu U generátoru.
- Zajišťování bezpečného dodržování všech technických omezení, která vyplývají z provozního diagramů regulovaných generátorů a nastavení všech omezovacích podmínek funkce jednotlivých ochranných generátorů.
- Zajišťování bezpečného dodržování všech technických omezení, která vyplývají z nastavení všech omezovacích podmínek funkce jednotlivých ochranných transformátorů vlastní spotřeby.
- Zajišťování bezpečného dodržování všech omezovacích podmínek, které vyplývají z provozu blízkých elektroenergetických soustav.
- Bezpečná reakce na technické požadavky, které vyplývají ze zajišťování napájení vnitřních zákazníků z vlastní spotřeby výroby nebo účelové spotřeby areálu.
- Bezpečná reakce na provozní aktivity dané zapojením výroby do sekundární regulace činného výkonu.
- Vyhodnocování veličin pro potřeby dlouhodobé statistiky provozu ASRU.
- Průběžná diagnostika správné funkce PRN generátorů a jejich technického spojení se SRU.
- Zajištění spolehlivého zapojení jednotlivých generátorů do SRU jejich okamžité spolehlivé odpojení s dodržováním všech bezpečnostních podmínek vyplývajících z provozu technologie výroby a blízkých elektroenergetických soustav. Spolehlivé informování obsluhy na výrobně o aktuálním stavu zapojení generátoru do SRU (zapojen nebo odpojen).
- Zajištění spolehlivého zapojení jednotlivých transformátorů do SRU jejich okamžité spolehlivé odpojení s dodržováním všech bezpečnostních podmínek vyplývajících z provozu technologie elektrárny a blízkých elektroenergetických soustav.
- Vyřazení generátoru z funkce SRU v případě jeho zapojení pouze pro napájení areálu a odpojení od UO110kV.

Poznámka:

- V principu může být SRU umístěno jak v samostatné stanici, tak i jako funkce v rámci ŘS výrobní.
- Instalace SRU na výrobně znamená ze strany provozovatele akčního členu, že dává svůj volný Q k dispozici PDS za jasně definovaných technickoorganizačních podmínek a jeho využívání pouze monitorovat s ohledem na bezpečnost výrobní.

6.3.5. Sekundární regulace jalového výkonu generátoru (SRQ)

Zajišťuje realizaci povelu SRU pomocí vstupu do primárního regulátoru U generátoru (PRN) do bloku mechanismu změny zadané hodnoty generátorového U. Pracuje jako impulsní regulátor, tzn., že požadavek na velikost změny zadané hodnoty U měří časem (délkou impulsu - TI) nebo jako regulátor Q v uzavřené smyčce.

Hlavní technologické operace SRQ:

- Výpočet regulační odchylky: $EQ = Q_{genZad} - Q_{gen}$.
- Q_{genZad} zadaná hodnota jalového výkonu generátoru.
- Q_{gen} jalový výkon generátoru (tvoří zpětnou vazbu pro SRQ).
- Proporciálně-integrační transformace EQ na odchylku YQ.
- Výpočet délky impulsu (TI) pro požadovanou velikost regulačního zásahu.
- Ošetření všech omezujících podmínek provozu generátoru, včetně vlastních spotřeb generátorů a s respektováním funkce automatické regulace činného výkonu turbín.

Je zásadní rozdíl vlastností mezi impulsní změnou dodávky Q a regulátorem Q s rychlou zpětnou vazbou, neboť v okamžiku přechodového děje v soustavě impulsní SRQ neblokuje činnost PRN a nechává mu plný prostor pro eliminaci tohoto děje. Naopak SRQ s regulátorem Q v uzavřené smyčce přestavuje U_{zad} generátoru tak, aby tento udržoval nastavenou hodnotu Q.

6.4. Varianty praktické realizace ASRU**Obecně existují tyto varianty:**

- Centralizovaná varianta ASRU – stanice ARN na dispečinku.
- Decentralizovaná varianta ASRU – stanice ARN mimo dispečink.
- Varianta bez samostatné stanice ARN - integrace TRN a ARN v rámci ŘS dispečinku.
- Varianta bez ASRU - zrušení ASRU.

Popis varianty řešení

U jednotlivých variant bylo popsáno:

- Existence a umístění stanice (funkce) ARN v rámci ASRU.
- Způsob spolupráce regulačního systému U a Q s funkcí TRN.
- Způsob předávání zadání pro regulaci U a Q.
- Existence a konkrétní forma zpětné vazby regulačního systému U a Q.
- Existence a umístění diagnostického pracoviště regulačního systému U a Q.
- Způsob vyhodnocování ocenění PpS regulace Q - lze provádět jak na dispečinku, tak i na výrobnách (kontrolní výpočet).

Porovnání jednotlivých variant řešení

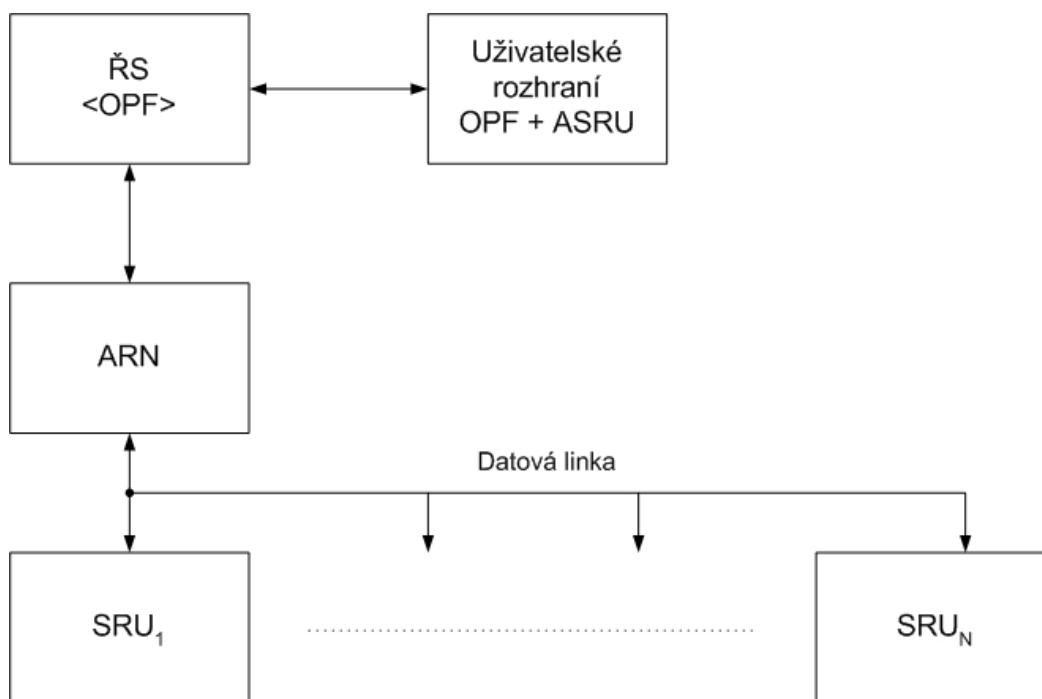
Kritéria pro posouzení jednotlivých variant:

- Hospodárnost provozu distribuční soustavy 110kV – optimalizace technických ztrát.
- Spolehlivost provozu distribuční soustavy 110kV – kvalita U v odběrových uzlech (minimalizace kolísání U).
- Bezpečnost provozu ES (s využitím poznatků z rozboru anomálního stavu ES ČR dne 25. 7. 2006).
- Bezpečnost akčních členů regulace U a Q.

6.4.1. Centralizovaná varianta ASRU

Popis:

- Stanice ARN umístěna na dispečinku DS – stávající koncepce pro DS (Ostrava, Děčín, Praha a PRE) a je komunikačně spojena s ŘS dispečinku.
- Stanice ARN zajišťuje oboustrannou komunikaci se všemi podřízenými stanicemi SRU.
- Předávání U_{zad} z ŘS do ARN přímo na dispečinku a to jak přímo z TRN, tak i dispečerem z uživatelského rozhraní ŘS (společné pro TRN i ASRU).
- Systém ASRU pracuje s uzavřenou zpětnou vazbou přes ŘS dispečinku s nastavitelným intervalem mezi dvěma regulačními zásahy (20 – 30sec).
- Stanice ARN a SRU mají vlastní diagnostická pracoviště.
- Vyhodnocování ocenění PpS lze provádět jak na dispečinku, tak i na výrobnách (kontrolní výpočet).



Obr. č. 15: Centralizovaná varianta ASRU

Rozbor vlastností

- **Nelze regulovat bez ŘS dispečinku.**

Stanice ARN získává vstupní data o soustavě z ŘS dispečinku nebo jeho datového koncentrátoru a při problémech vzájemné spolupráce obou systémů nebo samotného ŘS se činnost ASRU automaticky zablokuje do doby odstranění vzniklého problému. Samostatný sběr dat pro ARN mimo technické prostředky ŘS a jejich přenos na dispečink nemá z technických a ekonomických důvodů smysl.

- **Lze regulovat bez TRN.**

V případě absence nebo dočasných problémů TRN stačí spolehlivě pro zajištění provozu ASRU zadání od dispečera z jeho uživatelského rozhraní. Kvalita U bude dodržena, ale nelze dosáhnout stejného efektu v optimalizaci toků Q v soustavě.

- **Vysoká robustnost regulačního systému.**

ASRU pracuje s přímou zpětnou vazbou, která mu umožňuje efektivně reagovat na přechodové jevy generované v ES. Minimální dosažitelný interval této zpětné vazby závisí ale také na dopravním měření v rámci ŘS dispečinku.

- **Vysoká schopnost minimalizace technických ztrát v DS.**

ASRU je schopno přesně realizovat každý korektní požadavek TRN po celou dobu jeho trvání.

- **Vysoká schopnost minimalizace kolísání U v DS.**

ASRU v pravidelných intervalech vyrovnává bilanci jalového výkonu v pilotních uzlech DS podle nastavené tolerance a v požadovaném čase a tím významně eliminuje kolísání U, které je vyvoláno přechodovými ději v regulované soustavě a jejím okolí.

- **Schopnost spolupráce při eliminaci anomálních stavů v DS.**

ASRU je schopno rychle změnit dodávku jalového výkonu regulujících generátorů a tím vrátit napěťové poměry do stavu před vznikem anomálního stavu.

- **Vysoká podpora složitých manipulací dispečera.**

Dispečer má možnost před provedením složité manipulace vyřadit TRN z činnosti a zadané U pro ASRU povelovat ručně tak, aby se upravily napěťové poměry v DS podle momentální potřeby a následně bezpečně provést potřebnou manipulaci.

- **Vysoké technické přínosy pro výrobu.**

ASRU průběžně hlídá provozní diagram generátoru, U vlastní spotřeby a U generátoru. V případě vybočení z nastavené tolerance provede opravný zásah, na problém upozorní obsluhu a zapíše v diagnostickém pracovišti.

- **Finanční přínosy pro výrobu.**

Výrobna poskytuje plnohodnotnou placenou podpůrnou službu a má proto motivaci spolupracovat s DS.

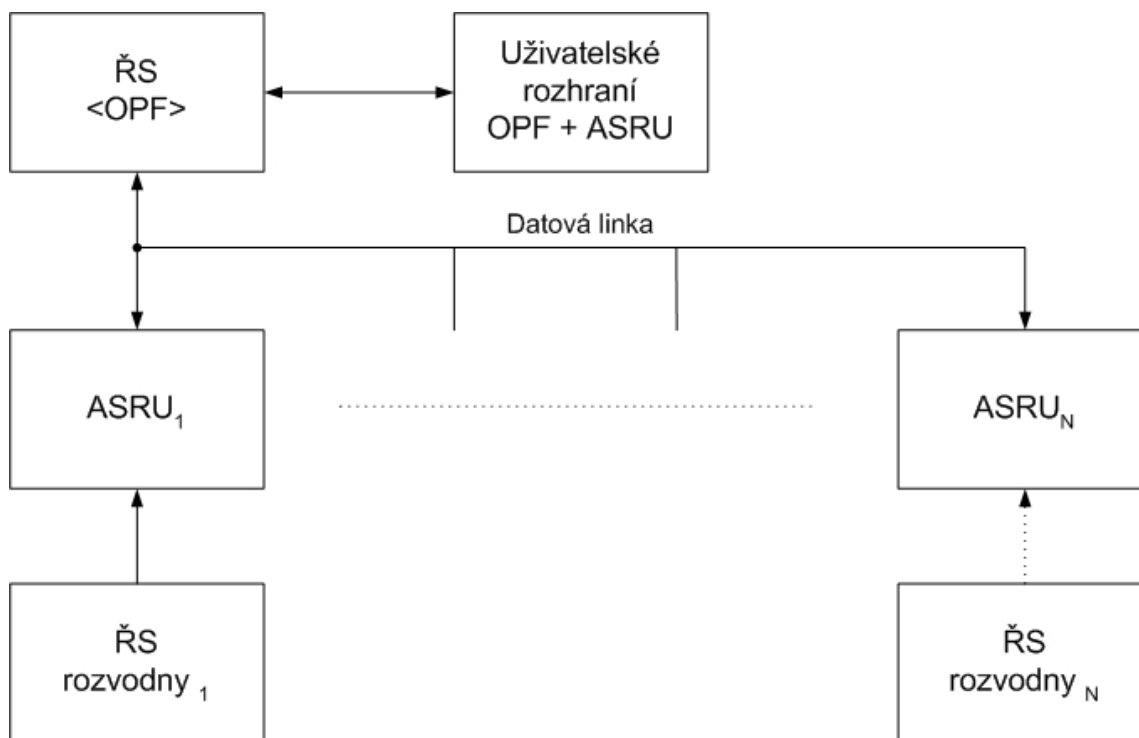
- **Regulační systém je možné velmi dobře diagnostikovat.**

Pro potřeby diagnostiky jsou k dispozici data jak z DS, tak i výroby a bude možné využívat Diagnostických pracovišť ARN i SRU.

6.4.2. Decentralizovaná varianta ASRU

Popis

- Integrace funkcí ARN a SRU na výrobně do jedné stanice ASRU – stávající koncepce pro ČEPS (u pilotních uzlů s jednou výrobnou) a současný provoz na elektrárně Opatovice (s určitým zjednodušením).
- ŘS zajišťuje oboustrannou komunikaci se všemi stanicemi ASRU.
- Předávání Uzd z ŘS do ASRU vzdálenou komunikací z dispečinku na výrobnou a to jak přímo z TRN, tak i dispečerem z uživatelského rozhraní ŘS (společné pro TRN i ASRU).
- Stanice ASRU má zajištěn sběr dat z místních ŘS systémů rozvodny 110kV (pilotního uzlu).
- Systém ASRU pracuje s uzavřenou lokální zpětnou vazbou s nastavitelným intervalem mezi dvěma regulačními zásahy (8 – 15 sec).
- Stanice ASRU má vlastní diagnostická pracoviště.
- Vyhodnocování ocenění PpS lze provádět pouze na výrobnách (bez kontrolního výpočtu).



Obr. č. 16: Decentralizovaná varianta ASRU

Rozbor vlastností

- **Lze regulovat bez ŘS dispečinku.**

Stanice ASRU získává vstupní data o soustavě z ŘS rozvodny pilotního uzlu a při problémech vzájemné spolupráce s ŘS dispečinku se přepíná do režimu lokálního ASRU, kde změnu zadaných hodnot U provádí operátor na výrobně dle telefonického požadavku dispečera nebo provozního předpisu a tak může být provozována dlouhodobě (existují výrobní, které spolehlivě regulují U a Q bez přímé komunikace s ŘS dispečinku).

- **Lze regulovat bez TRN.**

V případě absence nebo problémů TRN stačí pro zajištění provozu ASRU zadání U od dispečera nebo operátora na výrobně.

- **Velmi vysoká robustnost regulačního systému.**

ASRU pracuje s krátkou lokální zpětnou vazbou, která mu umožňuje efektivně reagovat na přechodové jevy generované v ES a reguluje v kratším intervalu s menšími regulačními kroky než centralizované ASRU, kde je zpětná vazba uzavřena přes ŘS dispečinku.

- **Velmi vysoká schopnost minimalizace technických ztrát v DS.**

ASRU je schopno přesně a rychle realizovat každý korektní požadavek TRN po celou dobu jeho trvání a to i ve velice úzkém tolerančním pásmu U .

- **Velmi vysoká schopnost minimalizace kolísání U v DS.**

ASRU v pravidelných krátkých intervalech vyrovnává bilanci jalového výkonu v DS podle nastavené tolerance a v požadovaném čase. Tento interval lze i dynamicky měnit podle aktuálního chování blízkého významného dynamického odběru.

- **Schopnost spolupráce při eliminaci anomálních stavů v DS.**

ASRU je schopno rychle a přesně změnit dodávku jalového výkonu regulačních generátorů a tím vrátit napěťové poměry do stavu před vznikem anomálního stavu.

- **Vysoká podpora složitých manipulací dispečera.**

Dispečer má možnost před provedením složité manipulace vyřadit TRN z činnosti a zadané U pro ASRU povelovat ručně tak, aby se upravily napěťové poměry v DS podle momentální potřeby a následně provést potřebnou manipulaci.

- **Vysoké technické přínosy pro výrobu.**

ASRU průběžně hlídá provozní diagram generátoru, U vlastní spotřeby a U generátoru. V případě vybočení z nastavené tolerance provede opravný zásah a na problém upozorní obsluhu.

- **Finanční přínosy pro výrobu.**

Výrobna poskytuje placenou podpůrnou službu a má proto motivaci spolupracovat s DS nebo v případě, že není schopna splnit požadavky kladené na poskytovatele podpůrné služby, může lokální ASRU nahradit kompenzátor nutný pro udržení požadovaného účinníku (případ farmy větrných elektráren nebo LDS).

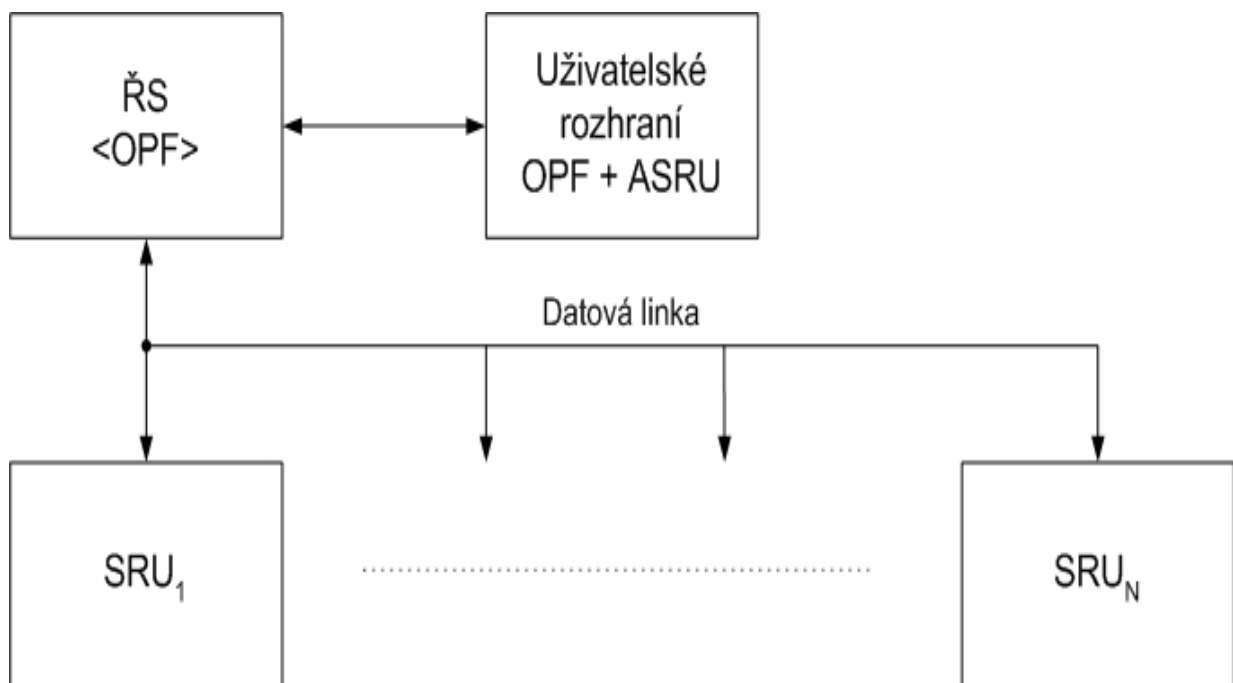
- **Regulační systém je možné velmi dobře diagnostikovat.**

Pro potřeby diagnostiky budou k dispozici data jak z DS, tak i výroby a bude možné využívat stávajících Diagnostických pracovišť SRU po rozšíření o některé funkce ze současného Diagnostického pracoviště ARN.

6.4.3. Varianta bez samostatné stanice ARN - integrace TRN a ARN

Popis

- Předávání Q_{zad} z ŘS do SRU na výrobnách na základě výpočtu provedeného TRN, dispečer nemá možnost měnit zadané U (může pouze zablokovat výpočet TRN).
- ŘS zajišťuje oboustrannou komunikaci se všemi stanicemi SRU.
- Systém pracuje s nepravidelnou vzdálenou zpětnou vazbou s intervalem mezi dvěma regulačními zásahy daným splněním technickoekonomických kritérií TRN (počet regulačních zásahů za sledované období není striktně dán).
- Systém neprovádí regulaci U (zadané U v pilotních uzlech nezná), pouze upravuje dodávku Q generátorů podle kritérií specifikovaných při výpočtech TRN.
- Stanice SRU má vlastní diagnostická pracoviště.
- Vyhodnocování ocenění PpS lze provádět pouze na výrobnách (bez kontrolního výpočtu).



Obr. č. 17: Varianta bez samostatné stanice ARN

Rozbor vlastností

- **Nelze regulovat bez ŘS dispečinku.**

Stanice SRU nejsou vybaveny funkcí lokální ASRU a proto nejsou schopny samostatné regulační činnosti a v případě poruchy ŘS dispečinku nebo ztrátě komunikace mezi SRU s ŘS dispečinku předávají automaticky řízení Q operátorům na výrobně.

- **Nelze regulovat bez TRN.**

V případě absence nebo problémů TRN se dodávka Q generátorů nebude automaticky měnit, neboť nebude k dispozici samostatná funkce ARN a systém se automaticky zablokuje.

- **Malá robustnost regulačního systému.**

Systém není vybaven vnitřními kontrolními mechanismy jako má k dispozici ASRU ve dvou předchozích variantách.

- **Omezená schopnost minimalizace technických ztrát v DS.**

Systém je sice schopen s určitou systémovou nepřesností jednorázově nastavit požadované hodnoty dodávky Q akčních členů, ale do dalšího schváleného výpočtu TRN nebude reagovat na změny vyvolané přechodovými ději v soustavě. Tato změna bude záviset na nastaveném ekonomickém kritériu.

- **Velmi omezená schopnost minimalizace kolísání U v DS.**

Systém nebude vybaven adekvátní zpětnou vazbou na U a nebude ani znát zadané U v pilotním uzlu a jeho toleranci. Z tohoto důvodu nebude schopen vyrovnávat bilanci Q v tomto uzlu a udržovat U v zadaných mezích. Nebude schopen splňovat časové a kvalitativní kritérium pro vyrovnávání napěťových odchylek v soustavě.

- **Velmi omezená schopnost spolupráce při eliminaci anomálních stavů v DS.**

V případě anomálního stavu ES bude asi nutné systém vypnout, neboť by anomální stav ES ještě více zhoršoval.

- **Žádná podpora složitých manipulací dispečera.**

Dispečer nebude mít možnost upravovat napěťové poměry jinak než telefonickým dohovorem s výrobnou při vyřazení blízkých akčních členů ze SRU.

- **Bude splněn požadavek jednoho ŘS na dispečinku.**

Tento systém na dispečinku nevyžaduje žádné vlastní zařízení mimo ŘS dispečinku.

- **Žádné technické přínosy pro výrobnou.**

Systém nebude schopen aktivně ovlivňovat udržování omezovacích podmínek na výrobnách a ani přesnost výpočtů požadavků nebude plně akceptovat všechny omezovací podmínky na výrobně.

- **Finanční přínosy pro výrobu.**

Výrobna poskytuje placenou podpůrnou službu a má proto motivaci spolupracovat s DS.

- **Regulační systém nebude možné dobře diagnostikovat.**

Pro potřeby diagnostiky budou k dispozici pouze data z výroby a bude možné využívat jen Diagnostických pracovišť SRU.

- **Vysoká organizační náročnost zkoušek.**

Prakticky by se jednalo o nově koncipované předkomplexní zkoušky i komplexní zkoušky.

- **Certifikace generátorů je nutná.**

Nepřesnosti ve výpočtu TRN dané přibližným zadáním provozních diagramů generátorů nelze v SRU eliminovat a proto musí být provedeno jejich přesné zjištění a zadání.

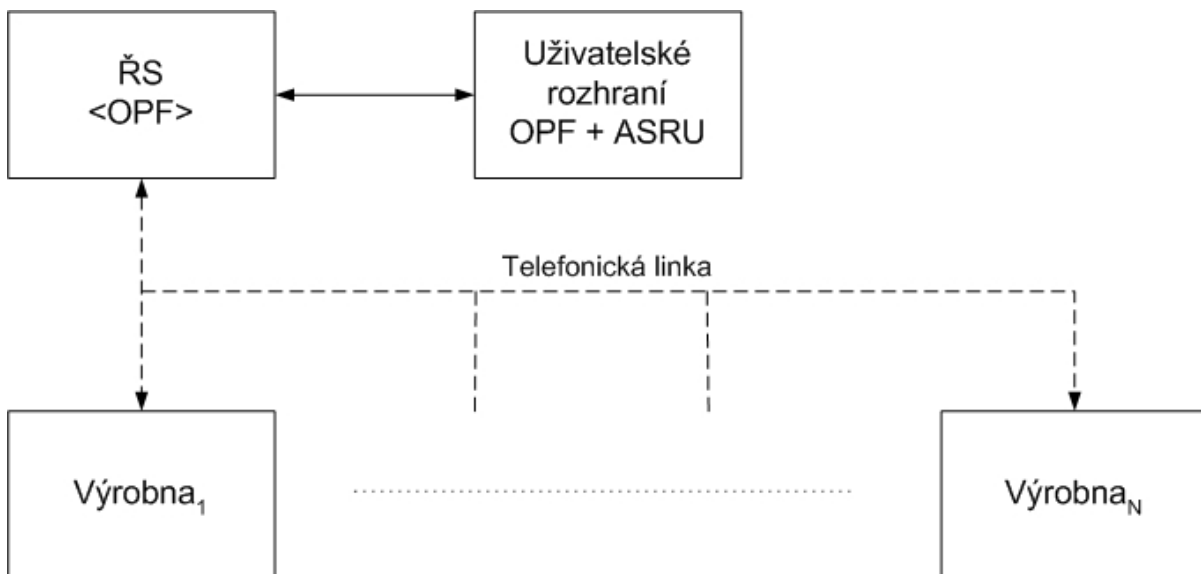
Poznámky

- V případě nastavení výpočtu TRN na pravidelné předávání požadavků na SRU dojde k výraznému nárůstu kolísání U v soustavě a zvýšení rizika napěťového kolapsu soustavy.
- Tuto variantu má smysl využít u menších výroben s jedním generátorem a kvalitním ŘS zapojeným do soustavy 110kV (např. Teplárna Liberec nebo Příbram), jejichž provoz nemá zásadní vliv na napěťové poměry v regulované soustavě.

6.4.4. Varianta bez ASRU

Popis

- Provozování TRN a telefonické kontaktování obsluh na výrobnách pro požadavek změny Q.
- TRN bude prakticky jako konzultační program pro dispečera DS.



Obr. č. 18: Varianta bez ASRU

Rozbor

Nejedná se o automatizovaný systém a těžko ho lze srovnávat s předchozími variantami. Tato možnost je uvedena pouze pro doplnění celkového výčtu.

Poznámka

- Tuto variantu lze s určitými organizačními problémy přechodně využívat u výroben, kde není k dispozici SRU (do doby instalace).

6.5. Porovnání jednotlivých variant řešení

6.5.1. Centralizovaná varianta ASRU

Hospodárnost provozu distribuční soustavy 110kV – optimalizace technických ztrát.

Centralizovaná varianta ASRU je schopna plnit požadavky funkce TRN a udržovat zadané U v pilotních uzlech v určené toleranci a eliminovat nežádoucí přenosy Q v DS a s nimi související technické ztráty elektřiny při běžném provozu soustavy (při anomálním stavu je potřeba TRN zablokovat, neboť ekonomické kritérium v tomto okamžiku není důležité a TRN zhoršuje možnost eliminace anomálního stavu).

Zdůvodnění:

Tato schopnost byla prakticky prokázána několikaletou spoluprací v rámci dispečinků DS Děčín a Ostrava, kde jsou implementovány v ŘS dispečinku funkce TRN. V rámci ŘS dispečinku Ostrava je navíc realizován i kontinuální výpočet technických ztrát a jeho výsledky lze porovnávat s vypočtenými optimálními ztrátami.

Spolehlivost provozu distribuční soustavy 110kV – kvalita U v odběrových uzlech (minimalizace kolísání U).

Centralizovaná varianta ASRU je schopna v pilotních uzlech udržovat korektně zadané U_{110} kV v určeném tolerančním pásmu po celou dobu svého provozu a tím i stabilizovat U v čistě odběrových uzlech soustavy.

Zdůvodnění:

Velikost napěťové odchylky ve vybraných odběrových uzlech se sleduje v rámci Diagnostického pracoviště SRU ARN ve formě směrodatné odchylky U .

Bezpečnost provozu ES (s využitím poznatků z rozboru anomálního stavu ES ČR dne 25. 7. 2006).

V rámci ASRU je k dispozici dostatečná disponibilní rezerva Q v pilotních uzlech pro potřeby udržení U ve všech uzlech soustavy v určených technických mezích.

Zdůvodnění:

Během anomálního stavu ES ČR dne 25. 7. 2006 všechny sledované systémy ASRU DS dokázaly (s určitými problémy) udržet U v pilotních uzlech v zadané toleranci, což lze prokázat na datech z archivních souborů.

Bezpečnost akčních členů regulace U a Q .

V rámci SRU vyroben jsou ošetřeny všechny omezovací podmínky technologie výroben a samotný provoz generátoru v rámci ASRU je z tohoto důvodu bezpečný. Úroveň bezpečnosti lze zvýšit certifikací a periodickou revizí.

Zdůvodnění:

Bezpečnost akčních členů ASRU lze dokumentovat na výpisech událostí z Diagnostických pracovišť jednotlivých výroben.

6.5.2. Decentralizovaná varianta ASRU

Hospodárnost provozu distribuční soustavy 110kV – optimalizace technických ztrát.

Decentralizovaná varianta ASRU je schopna plnit požadavky funkce TRN a udržovat zadané U v pilotních uzlech v určené toleranci a eliminovat nežádoucí přenosy Q v DS a s nimi související technické ztráty elektřiny při běžném provozu soustavy (při anomálním stavu je potřeba TRN zablokovat, neboť ekonomické kritérium v tomto okamžiku není důležité a TRN zhoršuje možnost eliminace anomálního stavu).

Zdůvodnění:

Tato varianta je realizována v rámci PS ČEPS, kde lze dokumentovat její efektivitu při eliminaci nežádoucích přenosů Q v soustavě.

Spolehlivost provozu distribuční soustavy 110kV – kvalita U v odběrových uzlech (minimalizace kolísání U).

Tato schopnost byla prakticky prokázána v provozu ASRU PS i ve spolupráci s funkcí TRN.

Zdůvodnění:

Tato varianta je realizována v rámci PS ČEPS, kde lze dokumentovat její efektivitu při eliminaci nežádoucích přenosů Q v soustavě.

Bezpečnost provozu ES (s využitím poznatků z rozboru anomálního stavu ES ČR dne 25. 7. 2006).

V rámci ASRU je k dispozici dostatečná rezerva Q v pilotních uzlech pro potřeby udržení U ve všech uzlech soustavy v určených technických mezích.

Zdůvodnění:

Během anomálního stavu ES ČR dne 25. 7. 2006 všechny sledované systémy ASRU PS dokázaly (s určitými problémy) udržet U v pilotních uzlech v zadané toleranci, což lze prokázat na datech z archivních souborů. Problémy vyvolala hlavně TRN, která naprosto zbytečně dynamicky měnila zadané U a tím destabilizovala některá z ASRU.

Bezpečnost akčních členů regulace U a Q .

V rámci SRU výroben jsou ošetřeny všechny omezovací podmínky technologie výroben a samotný provoz generátoru v rámci ASRU je z tohoto důvodu bezpečný. Úroveň bezpečnosti lze zvýšit certifikací a periodickou revizí.

Zdůvodnění:

Tato varianta je realizována v rámci PS ČEPS, kde lze dokumentovat její efektivitu při eliminaci nežádoucích přenosů Q v soustavě.

6.5.3. Varianta bez samostatné stanice ARN - integrace TRN a ARN

Hospodárnost provozu distribuční soustavy 110kV – optimalizace technických ztrát.

Nelze korektně posoudit, neboť podobný systém založený na této variantě je částečně implementován v PS Belgie a nejsou k dispozici potřebná data.

Spolehlivost provozu distribuční soustavy 110kV – kvalita U v odběrových uzlech (minimalizace kolísání U).

Systém založený na této variantě nereguluje U, pouze často upravuje přenosy Q v soustavě a tím spíše kvalitu dodávky elektřiny konečnému odběrateli zhoršuje.

Zdůvodnění:

Tvrzení lze prokázat na dynamickém modelu DS.

Bezpečnost provozu ES (s využitím poznatků z rozboru anomálního stavu ES ČR dne 25. 7. 2006).

Systém založený na této variantě je nutné v okamžiku anomálního stavu ES okamžitě vypnout, neboť v daném okamžiku není ekonomie provozu důležitá a je nutné prioritně zachránit soustavu. Z tohoto důvodu tento systém nijak bezpečnost provozu soustavy nezvyšuje, ale v případě, že vypnut nebude, může výrazně zkomplikovat snahu o eliminaci anomálního stavu.

Zdůvodnění:

Den 25. 7. 2008 byla TRN na dispečinku Děčín vypnuta a na dispečinku Ostrava nedošlo k žádné změně zadaného U. V rámci PS ČEPS nebyla TRN vypnuta nebo zablokována a to vyvolalo hlavně v uzlech Vítkov, Výškov a Mělník 3 velkou frekvenci změn zadaného U, neboť tato optimalizační funkce se i během anomálního stavu snažila snižovat technické ztráty, to následně vyvolalo částečnou destabilizaci ASRU a vypnutí některých akčních členů obsluhou na výrobně. Konkrétní chování regulačního systému lze podrobně dokumentovat.

Bezpečnost akčních členů regulace U a Q.

Bezpečnost akčních členů je otázkou kvality realizace SRU výroben a v případě vypnutí TRN by nemělo docházet k problémům. V případě, že TRN vypnut nebude, lze očekávat urychlené vyřazení akčních členů z ASRU obsluhami na výrobnách. V krajním případě při špatně nastavených ochranách a omezovačích i odstavení generátoru.

Zdůvodnění:

Generátor vyřazený z ASRU není nucen k žádné aktivitě a je hlídán svým primárním regulátorem U. V případě, že zůstane v ASRU, lze jeho problémy nejlépe dokumentovat na archivních souborech z 25. 11. 2006.

6.5.4. Varianta bez ASRU - zrušení ASRU

Hospodárnost provozu distribuční soustavy 110kV – optimalizace technických ztrát.

U této varianty je úroveň dosažené hospodárnosti závislá na frekvenci telefonických hovorů dispečera s operátory na výrobnách a jejich ochotě průběžně měnit dodávku Q generátorů.

Zdůvodnění:

V rámci soustavy nebude k dispozici žádné zařízení, které bude tuto změnu automaticky provádět.

Spolehlivost provozu distribuční soustavy 110kV – kvalita U v odběrových uzlech (minimalizace kolísání U).

Kvalitu U v odběrových uzlech nelze upravovat.

Zdůvodnění:

V rámci soustavy nebude k dispozici žádné zařízení, které bude tuto změnu automaticky provádět a v lidských silách není možnost suplovat podobný automat.

Bezpečnost provozu ES (s využitím poznatků z rozboru anomálního stavu ES ČR dne 25. 7. 2006).

Bezpečnost ES bude možné ovlivnit pouze ručním zásahem operátorů výroben.

Bezpečnost akčních členů regulace U a Q.

Bude záviset na korektnosti nastavení ochran a omezovačů a s regulací U a Q nebude nijak souviset.

6.6. Koordinovaná sekundární regulace napětí (KSRU)

Podle materiálu [3] je KSRU regulace v uzavřené smyčce s cílem udržet napětí ve zvolených pilotních uzlech elektrizační soustavy na hodnotě určené terciární regulací. Rozdíl oproti klasické úloze autonomního ARN je ve využití všech akčních prvků – generátorů, které na napětí dané oblasti mají vliv. Oblast přitom může být různě velká a může zahrnovat několik pilotních uzlů, mezi nimiž jsou nezanedbatelné elektrické vazby.

Úloha plní další funkce, jako je rovnoměrné rozdělení jalových výkonů mezi stroje a minimalizace akčních povelů. Jsou přitom respektovány omezující podmínky: povolený rozsah jalového výkonu nebo napětí na svorkách generátorů či kritických uzlů. Výstupem, a tedy akční veličinou, jsou povely ke zvýšení nebo snížení zadaného svorkového napětí přímo na PRN generátorů. Protože je při výpočtu využita aktuální citlivostní matice, je odstraněna nevýhoda autonomního ARN, který topologii sítě mohl vyhodnotit pouze v nejbližší rozvodně (pilotním uzlu).

Akční povely jsou vypočteny pomocí optimalizace kvadratické funkce:

$$\min(z) = \lambda_V \sum_{i \in \alpha_{PU}} \|\delta_i (U_{iREF} - U_i) - \sum_{k \in \alpha_G} C_{ikV} \Delta U_k\|^2 + \lambda_Q \sum_{i \in \alpha_G} \|\eta_i (Q_{iREF} - Q_i) - \sum_{k \in \alpha_G} C_{ikQ} \Delta U_k\|^2 + \lambda_U \sum_{i \in \alpha_G} \|\eta_i (U_{iREF} - U_i) - \Delta U_i\|^2$$

za současného respektování omezujících podmínek:

$$U_{i\min} \leq U_i \leq U_{i\max}$$

pro $i \in (\alpha_G \cup \alpha_C)$;

$$Q_{i\min} \leq Q_i \leq Q_{i\max} \quad \text{pro } i \in \alpha_G$$

ΔU – akční povel, změna zadaného svorkového napětí generátoru,

$U_i, U_{iREF}, Q_i, Q_{iREF}$ - měřená a terciární regulací zadaná napětí uzlů a jalové výkony generátorů,

C – prvky citlivostní matice,

δ, η – zesílení,

$\alpha_{PU}, \alpha_G, \alpha_C$ - množiny pilotních uzlů, generátorů a kritických uzlů,

$\lambda_V, \lambda_Q, \lambda_U$ – váhové koeficienty, pomocí kterých lze určit preferenci regulační strategie, přesné vyregulování napětí na žádanou hodnotu, rovnoměrné rozdělení jalových výkonů.

Možné způsoby řešení optimalizační úlohy nabízejí metody matematického programování.

6.7. Akční členy ASRU

Obecně může být akčním členem Systému regulace U a Q každé zařízení, u něhož lze měnit dodávku jalového výkonu:

- Elektrárna
- Teplárna
- Závodní teplárna (elektrárna)
- Rotační kompenzátor
- Farma větrných elektráren
- Soustava vodních elektráren
- Fotovoltaická elektrárna

Tyto akční členy umožňují plynulou změnu dodávky jalového výkonu.

Mezi akční členy se počítají i zařízení se skokovou změnou dodávky jalového výkonu:

- Transformátory PS/110 kV
- Transformátory 110 kV/vn (regionální i lokální DS)
- Soustavy kompenzačních zařízení
- Speciální kompenzační zařízení a transformátory (prostředky FACST)

6.8. Poznámky

- V různých praktických i teoretických aplikacích se jednotlivé prvky Systému regulace U a Q mohou objevit jako zpětnovazební nebo naopak bez zpětné vazby. V případě, že prvky budou využívány jinak, než je navrženo jejich využití v rámci Systému regulace U a Q bude tento výsledek:
 - TRN bez zpětné vazby počítá optimální rozložení Q v soustavě, ale neakceptuje již ekonomický přínos navrhovaných změn a může proto požadovat ekonomicky nezajímavé změny.
 - ARN bez zpětné vazby jednorázově upraví napěťový profil podle zadání, ale již nebude zajišťovat eliminaci kolísání U v pilotních uzlech.
 - SRU se zpětnou vazbou bude udržovat konstantní dodávku Q výroby do regulované soustavy a to bez ohledu na aktuální napěťové poměry.
 - SRQ se zpětnou vazbou bude udržovat konstantní dodávku Q generátoru do regulované soustavy a to bez ohledu na aktuální napěťové poměry.
- Výrobní umístěné v regionální DS vn a vyvedené do přípojníc na nižší stranu transformátoru 110kV/vn mohou spolupracovat s ASRU DS 110kV a podílet se dle svých možností na snížení technických ztrát v této soustavě, ale vždy je nutné vyřešit koordinaci činnosti generátorů těchto výroben a hladinového regulátoru U transformátoru 110/vn. Jinak bude docházet k jejich vzájemnému přetahování a tím i nežádoucímu vzájemnému eliminování generovaných změn U a zatěžování těchto akčních členů.

- Významným problémem pro efektivní činnost ASRU je přesnost měření U na přípojnicích pilotního uzlu. Není výjimkou, že dvě měření na jedné přípojnici se rozcházejí o 1kV (podobně jako měření na dvou přípojnicích propojených příčným spínačem přípojnic). Pro vyhledávání problematických měření je výhodné využívání estimačního programu a v některých případech je nutnou podmínkou instalace regulačního systému také zvýšení přesnosti měření (např. výměna převodníků).
- Další problém vyvolává absence TRN, neboť v průběhu denního a ročního provozu se schopnost ASRU udržet konkrétní zadanou hodnotu U mění. Zvláště markantní je tato situace o víkendech a během letního provozu, kdy dochází k odstavení generátorů a odlehčování celé elektrizační soustavy. Při těchto provozních stavech je nutné operativně přizpůsobit zadanou hodnotu U reálné regulační rezervě Q akčních členů, jinak dochází k vyčerpání regulační rezervy jalového výkonu a k nežádoucímu dlouhodobému provozu generátoru na mezních hranicích provozního diagramu. Generátory jsou při tomto provozu citlivé na drobné přechodové děje a dochází k činnosti omezovačů primárních regulátorů U spojených s různými alarmy řídicích systémů a nervozitou obsluh výroben. Podle platných provozních předpisů mají výrobní možnost se podobným provozním stavům bránit a dispečer distribuční soustavy by měl pro úpravu napěťových poměrů využívat spolupráce s nadřazenou soustavou nebo jiných vhodných nástrojů či přehodnotit svůj požadavek na zadanou hodnotu.
- Na změnově předávané hodnoty regulovaného U se reguluje velice špatně, neboť reakce ze strany soustavy je pomalá (špatná funkce zpětné vazby) a může dojít k chybnému vyhodnocení aktuálního napěťového stavu.
- Zadané hodnoty U dvou elektricky blízkých pilotních uzlů musí být stejné, jinak bude docházet k jejich přetahování v podobě změny toku Q na spojovacím vedení.

7. Akční členy Systému regulace U a Q

7.1. Synchronní generátor

7.1.1. Základní popis

Zařazení synchronního generátoru do systému sekundární regulace U a Q znamená vytvoření podmínek k automatickému ovládní jeho buzení, udržení zadaného jalového výkonu po přechodových dějích a zajištění zadaného rozdělení jalového výkonu mezi paralelně spolupracující alternátory. To vše při prioritním zachování všech parametrů v dovolených mezích.

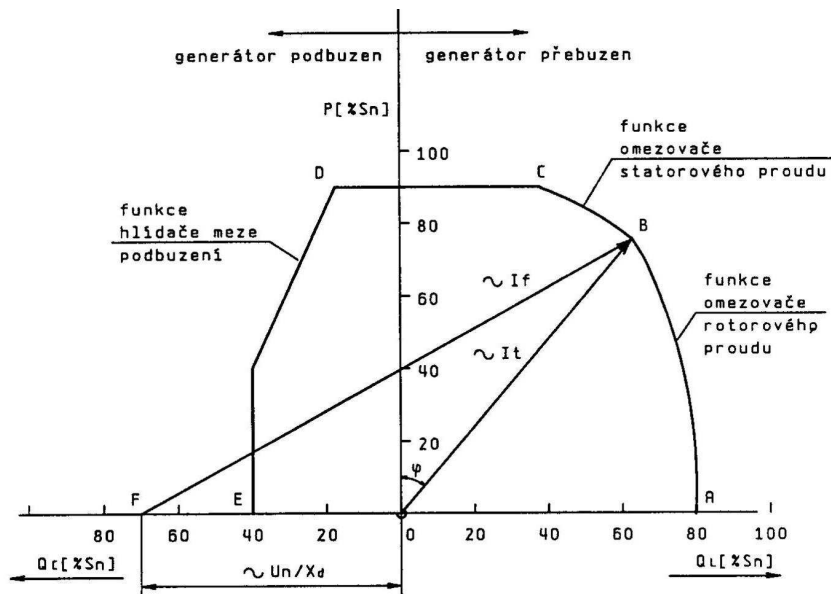
Základní vybavení výrobní pracující v systému automatické sekundární regulace U a Q:

Pro udržení zadaného jalového výkonu synchronního generátoru musí být jeho primární regulátor vybaven smyčkou sekundární regulace jalového výkonu. Studie dynamiky regulačního procesu i praktický provoz ukázaly, že tento regulátor nemůže pracovat spojitě a rychle. Jeho činnost totiž působí proti činnosti primární regulace. Sekundární regulace tedy musí působit až po proběhnutí dějů souvisejících s přechodovými stavy. Jedním z řešení je impulsní charakter tohoto regulátoru jalového výkonu.

Rozdělení jalového výkonu na jednotlivé paralelně pracující synchronní generátory dle zadaného klíče je zajištěno skupinovým regulátorem jalového výkonu. Tento regulátor rozdělí nadřazeným automatickým regulátorem přidělenou změnu jalového výkonu na jednotlivé stroje. Pokud jsou stroje shodné, je rozdělení rovnoměrné, neboť znamená nejen maximální využití regulačního rozsahu, ale i nejmenší ztráty činného výkonu v budících obvodech.

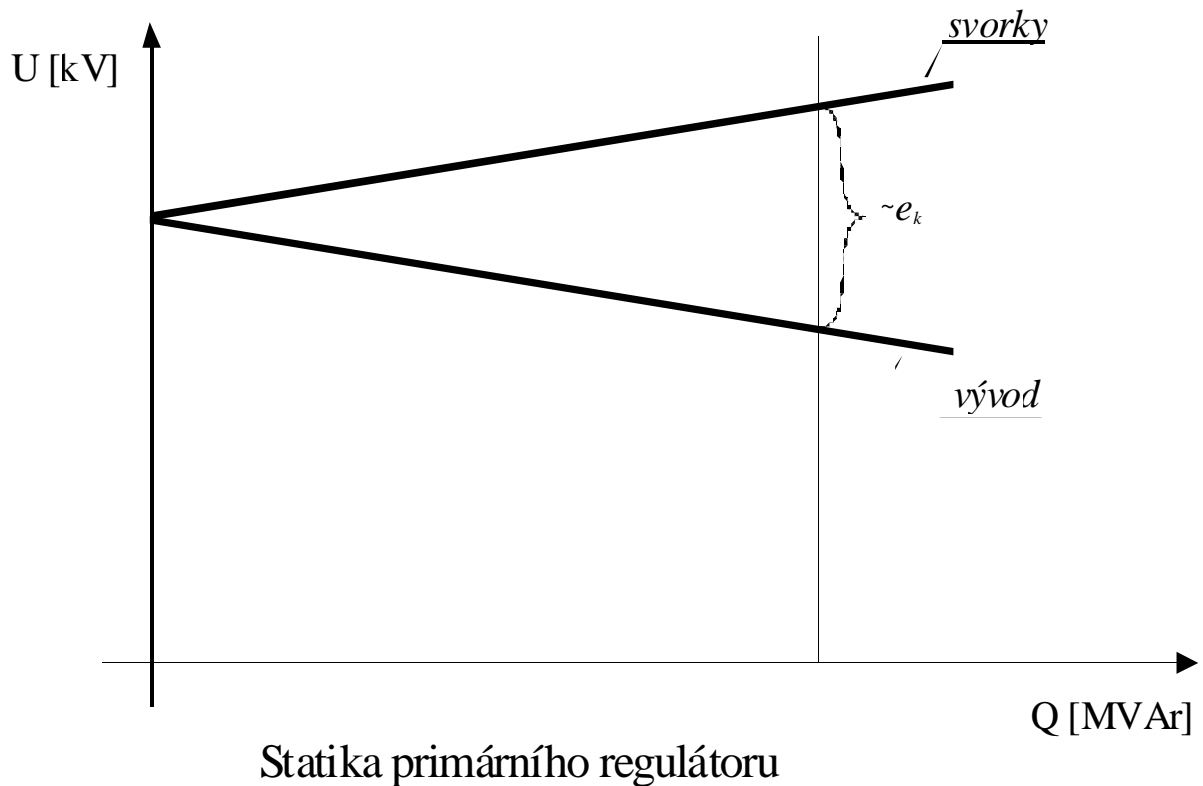
Pro správnou činnost sekundární regulace U a Q je na neposledním místě důležitá komunikace mezi elektrárnou a pilotním uzlem (rozvodnou). Tato komunikace buď znamená vazbu na automatický regulátor U, pokud je na rozvodně umístěn, nebo vazbu na řídicí systém rozvodny pro získání topologie a měřeného U, pokud je automatická regulace umístěna na elektrárně.

Dodávka jalového výkonu, ať již induktivního nebo kapacitního charakteru, vychází z provozního (P/Q) diagramu (viz obr. 19). Tento diagram, daný výrobcem, je však v praxi obvykle omezen ve svém reálném rozsahu z pohledů statické a dynamické stability stroje zapojeného do určitého místa soustavy a dále pak dovoleným pásmem U na vlastní spotřebě (VS) napájené z odbočkového transformátoru.



Obr. č. 19: Provozní diagram synchronního generátoru

Alternátor musí splňovat jisté podmínky, které umožňují jeho racionální úlohu v automatickém procesu primární a sekundární regulace (viz obr. 20).

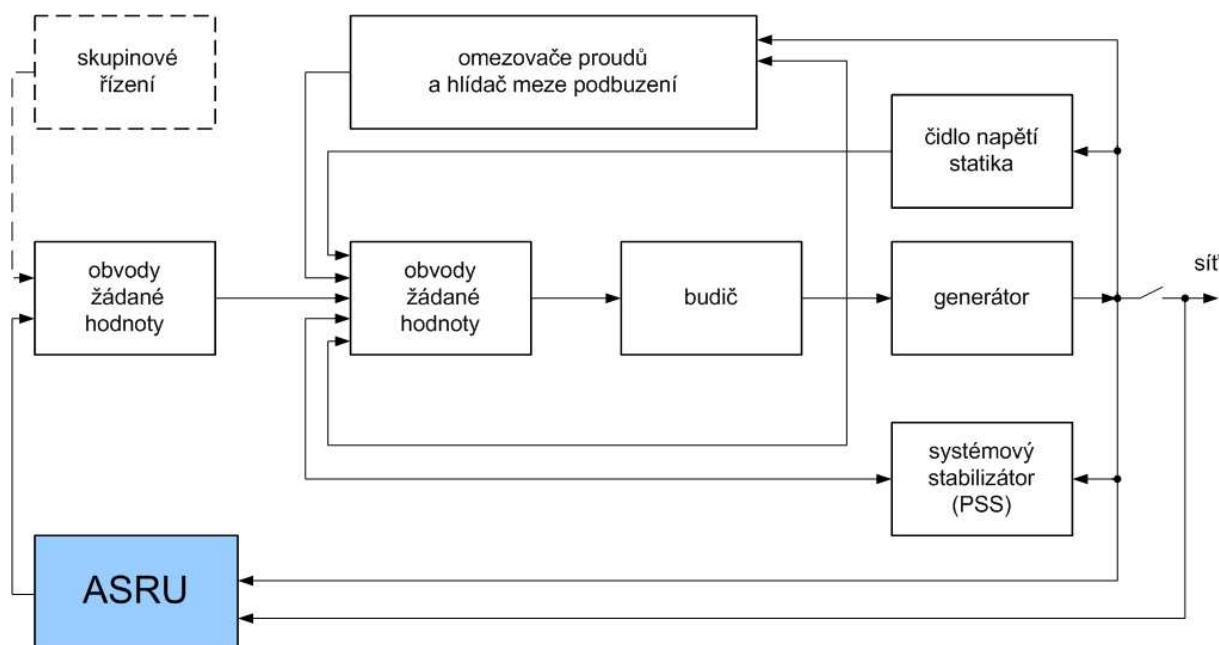


Obr. č. 20: Statika primárního regulátoru synchronního generátoru

Primární regulátor (viz obr. 21), ovládající buzení alternátoru v závislosti na svorkovém U , představuje nutnou výbavu. Vzhledem k jeho funkci v přechodových dějích, kdy řízením buzení zvyšuje stabilitu stroje i dalším funkcím (hlídač meze podbuzení, satorového a rotorového proudu a případně činnost v procesech kývání systémových parametrů pomocí dodatečných smyček reagujících na činný výkon - PSS), hledíme na toto zařízení jako na ochranu stroje. Jeho porucha tedy znamená vyřazení stroje z provozu a požadavek na rezervní primární regulátor u bloků 100 MW a větších. Nastavení kladné statiky ($U = f(Q)$) kompaudací je dáno reaktancí blokového transformátoru s tím, že záporná statika za blokovým transformátorem je kolem 5% a její hodnotu určuje provozovatel PS. Tato statika určuje rozdělení jalových výkonů mezi paralelně pracující alternátory po činnosti primární regulace. Požadavek na rychlost primárního regulátoru je dán jeho charakterem ochrany.

Základním kvantitativním požadavkem na alternátor je možnost maximálně využít jeho provozní diagram. Hlavními omezeními zvláště v oblasti podbuzení jsou v reálném provozu požadavky na zachování statické a dynamické stability a udržení U na vlastní spotřebě výroby.

První omezení lze částečně eliminovat sledováním vnější reaktance soustavy v místě připojení zdroje. Je známo, že tato reaktance je ovlivňována hlavně provozním stavem v elektricky blízkém okolí sledované lokality. Vzhledem k tomu, že kontinuální měření vnější reaktance a jeho vyhodnocení naráží v praxi na problémy, sleduje se zapojení vedení v místě pilotního uzlu a pro různá zapojení se předem určí maximální meze podbuzení alternátoru. S těmito mezemi pak pracuje ASRU.



Obr. č. 21: Primární regulátor napětí generátoru

Blok - Omezovače proudů

Běžně jsou vybaveny PRN generátorů:

- Omezovačem statorového proudu
- Omezovačem rotorového proudu
- Hlídačem meze podbuzení

V rámci PRN jednotlivých výrobců mohou být ještě další omezovače (např. generátorového U), které však spíše omezují možnosti využívání PRN nad potřebný rámeč.

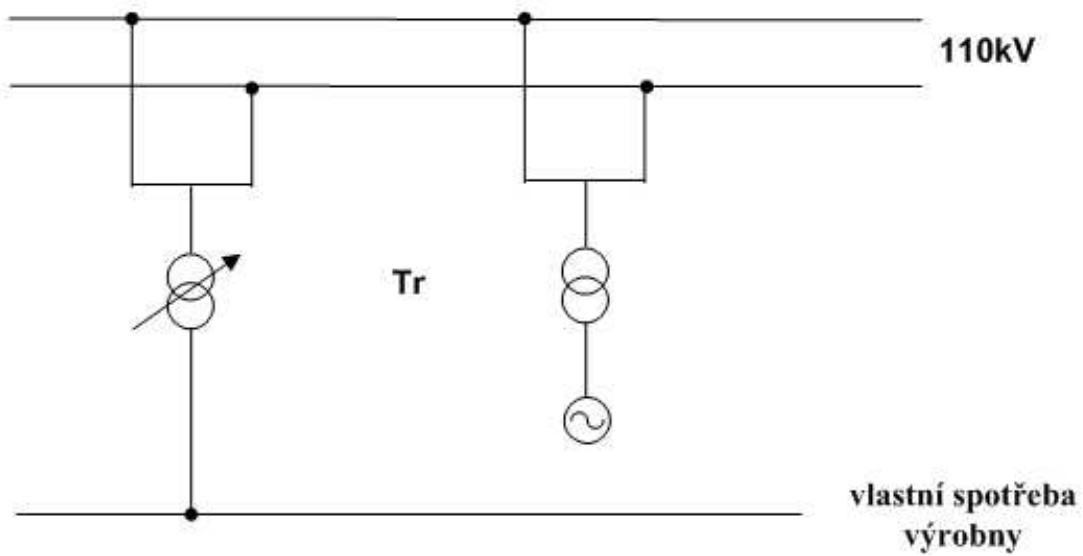
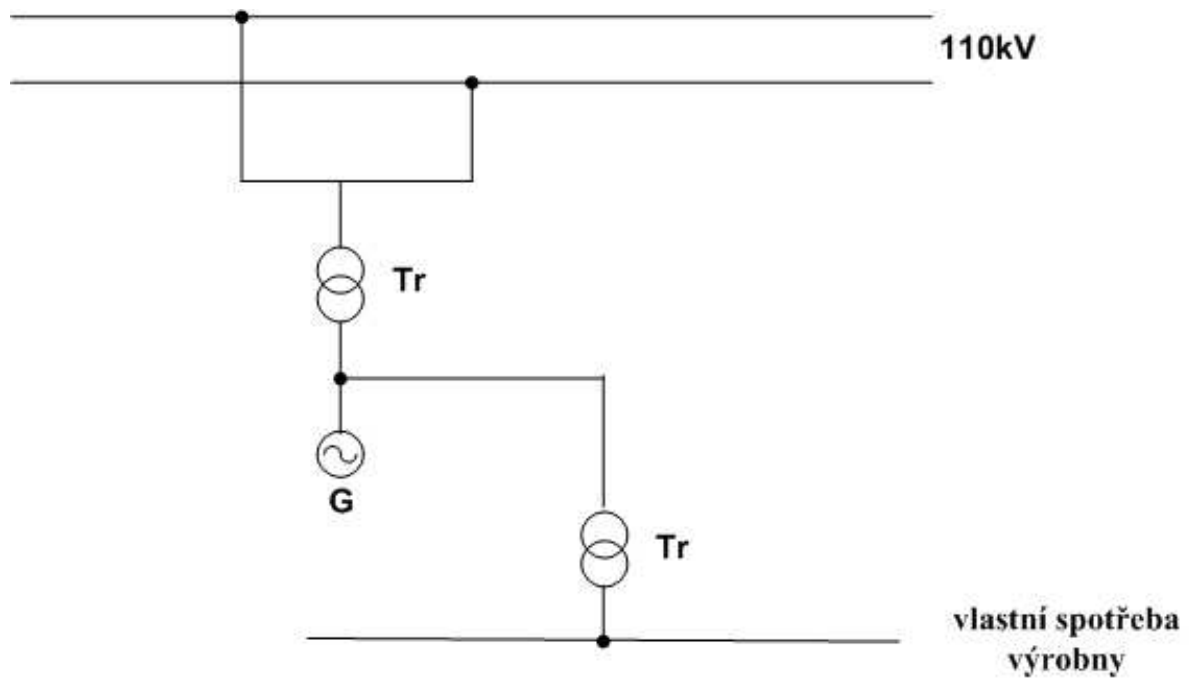
Blok – Obvody žádané hodnoty

Reakce PRN na jednotkový impulz jsou u jednotlivých generátorů značně rozdílné a možnost jejich změny je hlavně u starších PRN dosti omezená. V některých případech se tato hodnota během provozu změní a je ji nutné periodicky kontrolovat a přesně nastavit. Rozdíly v reakci mohou být i mezi hlavním a záložním PRN.

V případě některých moderních PRN lze komunikovat s počítačem budící soustavy, který zajistí předání požadavku na samotné PRN generátorů, což je sice technicky velice elegantní řešení, ale přináší to komunikaci navíc.

7.1.2. Vlastní spotřeba generátoru

Omezení regulačního rozsahu generátoru ve vazbě na U vlastní spotřeby napájené z odbočkového transformátoru lze částečně odstranit instalací odbočkového transformátoru s možností regulace (i automatické) U pod zatížením. Automatická regulace může být součástí ASRU nebo může být instalována nezávisle (např. v rámci ŘS či pomocí speciálního zařízení). V případě, že je vlastní spotřeba výroby napájena přímo z DS 110kV (viz obr. 22), není generátor napětím vlastní spotřeby nijak omezován a navíc v případě, že je tato jeho vlastní spotřeba napájena přímo z pilotního uzlu (to je prakticky při každém základním zapojení regulované soustavy), tak si i stabilizuje U ve svém napájecím bodě. V soustavě 110kV jsou takto zapojeny hlavně teplárny (např. Komořany). Výrobny, které mají vlastní spotřebu napájenou z odbočkového transformátoru, mají záložní napájení ze 110kV a regulátor proto musí sledovat i přechod generátoru na záložní napájení a tím i dočasné zrušení omezení čerpání Q dané vlastní spotřebou generátoru.



Obr. č. 22: Varianty napájení vlastní spotřeby výroby

7.1.3. Základní požadavky na generátory zapojené do ASRU

PRN generátoru musí umožňovat dálkové povelování mechanismu změny zadané hodnoty generátorového napětí (ručně operátorem na výrobně a automaticky pomocí ASRU).

PRN musí být vybaveny nastavitelnými obvody pro kompenzaci úbytku napětí na blokovém transformátoru (statikou).

PRN musí být vybaveny základními ochranami:

- Hlídačem meze podbuzení
- Omezovačem rotorového proudu
- Omezovačem statorového proudu
- Stabilizačními obvody pro tlumení kývání v sítích.

Budicí systémy (PRN) bývají vybaveny záložním systémem, který také umožňuje dálkové povelování a měl by mít nastaveny parametry stejně jako hlavní systém.

PRN musí umožňovat bezpečný provoz v podbuzeném stavu dle P - Q diagramu.

Na objektu jsou k dispozici u každého generátoru základní měření a signalizace v odpovídající kvalitě:

- Činný výkon
- Jalový výkon
- Napětí generátoru
- Proud statoru
- Proud rotoru
- Napětí vlastní spotřeby
- Hodnota aktuální odbočky transformátoru vlastní spotřeby, účelové spotřeby nebo blokového transformátoru (v případě, že tento transformátor má možnost změny odboček pod zatížením)
- Stavové signalizace (blokový vypínač a související odpojovače)

Odbočky transformátoru vlastní spotřeby a účelové spotřeby, které lze za provozu měnit i dálkově ovládat. Naopak u blokového transformátoru je změna odboček pod zatížením zbytečnou výbavou, neboť nelze současně měnit dodávku Q generátoru a odbočku blokového transformátoru (aktivity jsou proti sobě).

Mezi objektem výroby, kde je akční člen ASRU a objektem, kde je ARN, je k dispozici volný duplexní komunikační kanál.

- Operátor na velínu má možnost zařadit regulační prvky, resp. je vyřadit z regulačního procesu ASRU a tyto prvky ovládat manuálně.

7.1.4. Regulační schopnosti generátoru

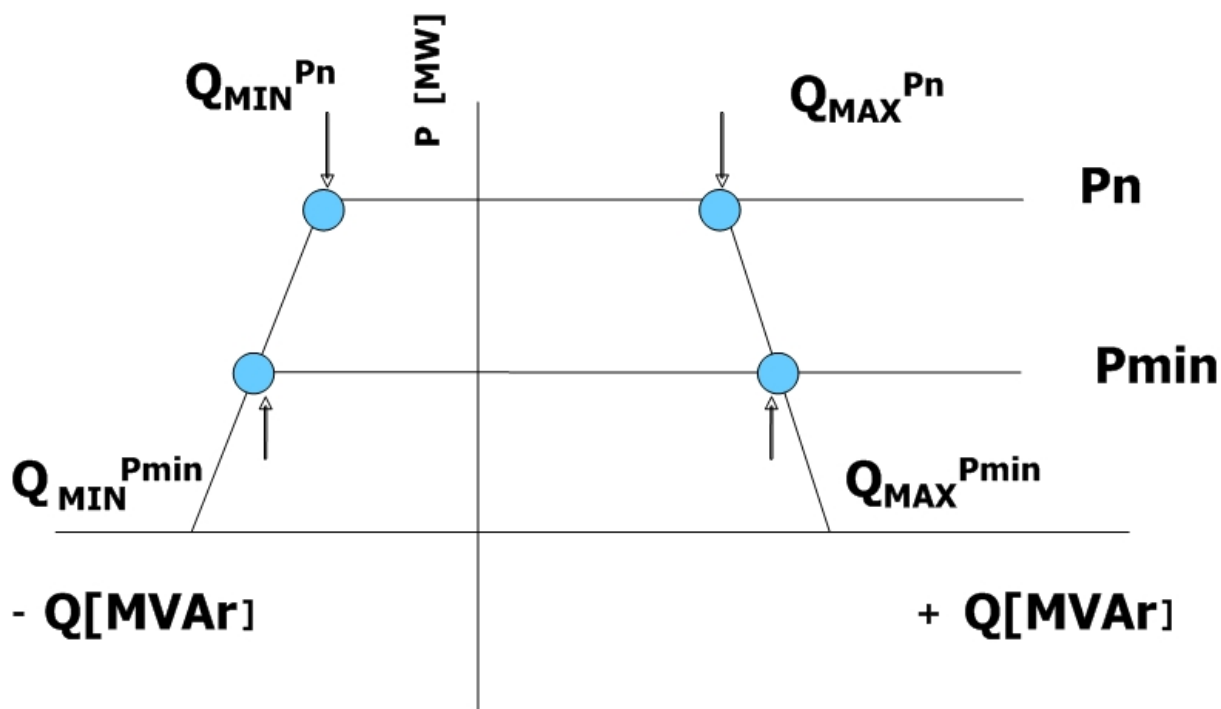
Charakteristika regulace:

Plynulá změna dodávky Q.

Technická omezení:

- Provozní diagram generátoru
- U generátoru
- U vlastní spotřeby generátoru
- Minimální změna zadaného U_{gen}.

Pro přesné určení použitelného regulačního Q se využívá certifikace generátoru, kdy se při minimální a maximální hodnotě P snižuje a zvyšuje dodávka Q až k mezním hranicím provozního diagramu a případně dalším omezovacím podmínkám dle rozhodnutí správce zařízení. Vznikne tak certifikovaný provozní diagram generátoru (viz obr. 23) ve tvaru lichoběžníku, který se v digitální formě zadá do ASRU. Tento certifikovaný provozní diagram prakticky akceptuje všechna adekvátní technická omezení provozu generátoru a je proto také podkladem pro určení velikosti obchodovatelné PpS sledovaného generátoru.

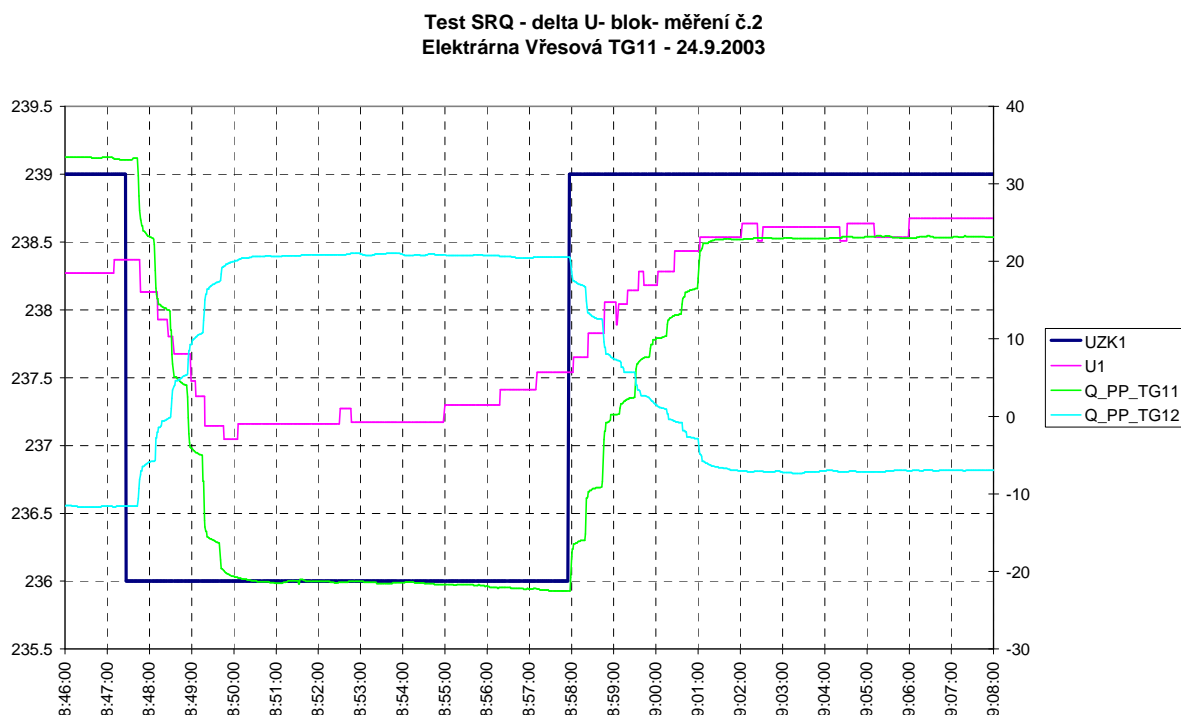


Obr. č. 23: Certifikovaný provozní diagram generátoru

7.1.5. Provozní omezení

Mezi provozní omezení patří vzájemné ovlivňování elektricky blízkých generátorů, kdy na kladnou změnu dodávky Q prvního generátoru reaguje druhý zápornou dodávkou a opačně. Velmi dobře je tento efekt vidět na obr. 24, který ukazuje průběh veličin (Uzd, Ureg, Q11 a Q12) během certifikačního měření na elektrárně Vřesová, kde oba generátory neodděluje prakticky žádná reaktance a vzájemné reakce jsou velmi silné. Vzniklá regulační odchylka U byla eliminována pouze generátorem č. 11 a druhý nebyl povelován.

Během běžného provozu SRU jsou oba generátory povelovány současně a tím je jejich vzájemné ovlivňování v rámci možností odstraněno.



Obr. č. 24: Průběh certifikačního měření na elektrárně Vřesová

7.1.6. Poznámky

- Efekt řízené změny dodávky jednotlivých generátorů na technické ztráty v soustavě není zahrnován do kritérií pro řazení (nasazování) zdrojů v soustavě na dispečincích výrobců. Proto často generátory s vysokým efektem na snížení technických ztrát a kolísání napětí jsou odstavené z důvodu vyšších provozních nákladů a v provozu jsou provozně levnější generátory koncentrované na relativně malé části přenosové soustavy v blízkosti hnědouhelných dolů. Příkladem málo využívané elektrárny je elektrárna Dětmárovice, která má sice velmi pozitivní vliv na napěťové poměry DS 110kV Ostravska, ale spalují dražší černé uhlí a tím je její samotný provoz méně ekonomický, než je tomu u elektráren, které spalují uhlí hnědé. Navíc je tato elektrárna vyvedena do rozveden v blízkosti velkých průmyslových podniků a tím i technické ztráty vyvolané přenosem silové elektřiny v soustavě jsou menší, než v případě napájení z přenosové soustavy.

- Dlouhodobé provozování generátorů na hranici certifikovaného provozního diagramu není pro jeho technologii vhodné (konstruktor generátoru běžně s podobným extrémním zatížením nemusí počítat). Navíc tento provoz je v převážném počtu případů zbytečný a generátory lze odlehčit změnami v soustavě (např. změna odbočky transformátoru, atd.) a provozovat blíže středu provozního diagramu.
- Je rozdíl mezi využitím Q generátoru, který je přímo připojen do pilotního uzlu a celá jeho dodávka Q se podílí na nastavení napěťového profilu tohoto uzlu a generátorem, který je zapojen nepřímo a jeho Q se rozlévá po soustavě a pouze část přímo ovlivní napěťové poměry v pilotním uzlu.
- Chybné nastavení statik generátorů lze poznat při anomálním stavu soustavy, kdy se začnou generátory chovat přehnaně dynamicky nebo naopak a jejich chování lze vidět na průbězích.
- Dva generátory stejné výroby a se shodným instalovaným výkonem nemusí mít shodný certifikovaný provozní diagram, neboť mohou být mezi nimi rozdíly v technické výzbroji a stavu. Tyto rozdíly jsou buď známé, nebo se odhalí během certifikace a mohou být i podkladem pro schválení investic do tohoto zařízení generátoru, který disponuje užším certifikovaným provozním diagramem.
- Generátory, které nejsou dlouhodobě zapojeny do SRU na rozdíl od ostatních generátorů na výrobně, které v rámci SRU běžně regulují, by měly být vybaveny vlastní funkcí SRQ. Jinak budou ostatními generátory tlačeni na meze provozního diagramu a obsluha bude muset často přesouvat jejich dodávku Q ke středu provozního diagramu. Funkce SRQ bude udržovat konstantní dodávku Q generátoru jak při regulaci U a Q ostatními generátory, tak i přechodových stavech soustavy. Provoz generátoru se zapnutým SRQ je sice výhodný pro výrobu, ale zhoršuje napěťové poměry v DS a také její schopnost odolávat anomálnímu provoznímu stavu a měl by být z těchto důvodů rychle nahrazen provozem generátoru v rámci SRU.
- Využívání transformátorů vlastní spotřeby se změnou odbočky pod zatížením má technická omezení obdobná jako mají ostatní regulační transformátory v soustavě a proto nelze odbočku měnit vždy, když je to pro regulaci U a Q potřeba, aby nedošlo k poškození transformátoru.
- Odbočku transformátoru vlastní spotřeby je vhodné měnit dříve, než generátor dorazí na technickou mez čerpání Q, zvýší se tím plynulost regulace.
- V případě výrazného zúžení tolerančního pásma na vlastní spotřebě generátoru může dojít ke značnému nárůstu počtu regulací na tomto transformátoru a tím zvýšení rizika jeho poškození a dřívějšího opotřebení.
- Při zapojení generátoru do SRU se již nesleduje ani jeho účinník a tak může prakticky docházet k provozním stavům, kdy je dodávka Q generátoru větší, než jeho dodávka P. Při nízké dodávce P navíc je možné na generátoru čerpat více Q, což je dáno charakterem provozního diagramu.
- U PRN je důležité nastavení rychlosti změny dQ/dt (reakce na jednotkový skok). Tato změna by neměla být příliš malá (eliminace regulační odchylky by trvala déle, než je dáno legislativním požadavkem) a ani příliš velká, neboť by nebylo možno jemně regulovat Q generátoru a mohlo by docházet k přeregulování v pilotním uzlu.

- PRN musí mít nastavenou stejnou rychlost změny dQ/dt u hlavního i záložního systému, jinak by se při automatickém přepnutí mezi hlavním a záložním PRN významně změnila regulační vlastnosti.
- V případě nevhodně nastaveného pásma regulační rezervy Q generátoru s transformátorem vlastní spotřeby bez regulace odboček pod zatížením je možné upravit toto pásmo přečepováním transformátoru u stojícího generátoru.

7.2. Větrná elektrárna

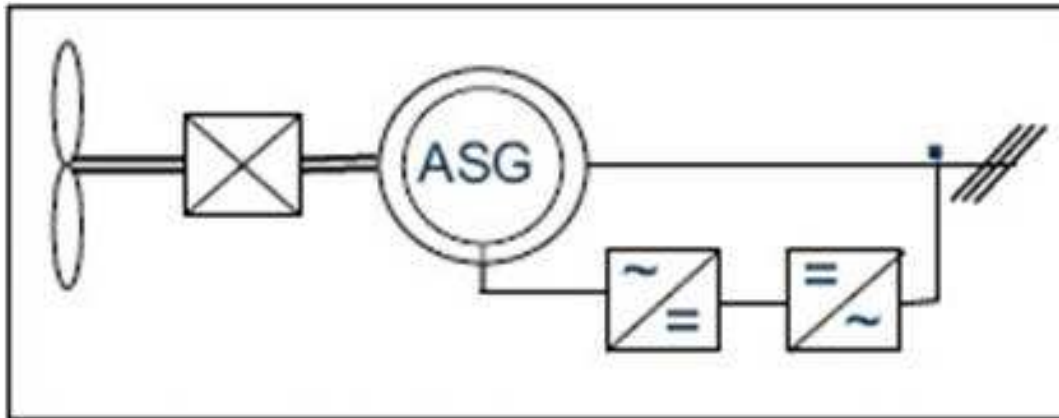
7.2.1. Základní popis

Pro potřeby této práce bude využíván Vestas V90-2,0 MW, což je v rámci ES ČR nejrozšířenější VtE (blokové schéma je na obr. 25).

Základní parametry:

Instalovaný výkon:	2MW
Minimální rychlost větru:	4 m/s
Maximální rychlost větru:	25 m/s
Průměrná rychlost větru:	12 m/s
Provozní teplota:	- 30 – 40 °C
Frekvence (Hz):	50Hz (4. polový)
Napětí (V):	690V
Průměr rotoru:	90 m
Plocha rotoru:	6,362 m ²
Výška stožáru:	100 m

Regulační možnosti VtE v oblasti Q jsou dány provozním diagramem (obr. 26), který má zásadně jiný tvar, než mají provozní diagramy synchronních generátorů, ale z pohledu potřeb regulace U a Q je jeho tvar výhodný a nabízí velmi dobré regulační možnosti. Navíc je snahou většiny výrobců vyrábět v budoucnu VtE se zcela obdélníkovým tvarem provozního diagramu.

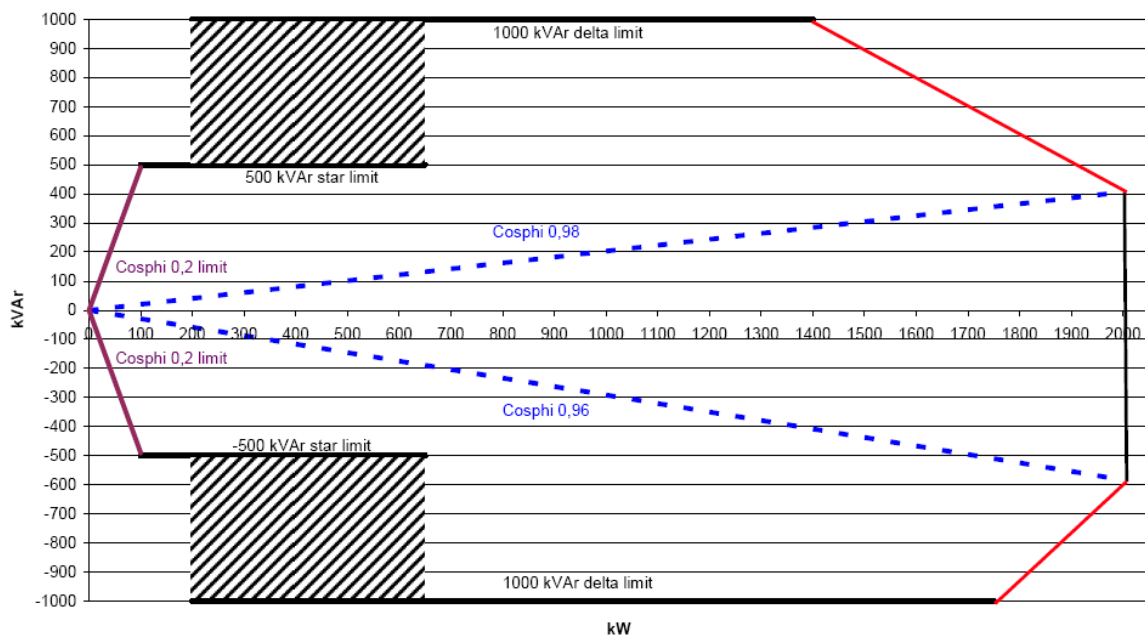


Obr. č. 25: Blokové schéma VtE Vestas

Charakteristické znaky:

- Spolupráce frekvenčního měniče s asynchronním generátorem s kroužkovou kotvou.
- Systém v kaskádním zapojení. Pokud systém pracuje v kaskádě, je stator generátoru přímo připojen do elektrizační soustavy (přes NN/VN transformátor) a rotor generátoru je napájen z frekvenčního měniče.
- Chod zařízení je zabezpečován multiprocesorově. Průběh napětí a proudu na rotoru generátoru je řízen tak, aby docházelo k maximu využití větrné energie a minimu negativních vlivů na distribuční soustavu.
- Rotorové vinutí je napájeno přes kroužky z frekvenčního měniče.
- Pro omezení proudových rázů je využito přepínání zapojení generátoru Y-D.

7.2.2. Provozní diagram



Obr. č. 26: Provozní diagram VtE Vestas

- V případě Vestas 90 se jalový výkon vytváří prostřednictvím měniče v elektrickém obvodu rotoru, a proto nejsou využity tradiční kondenzátory.
- Vestas 90 může pracovat prostřednictvím režimu s předem stanoveným účinníkem, u kterého je účinek v rozmezí od 0,98 kapacitně do 0,96 indukčně, měřeno u 690 V- v místě generátoru při 100 procentním jmenovitém výkonu. Lze zvolit i jiné činitele výkonu, ovšem se sníženým činným výkonem.
- Zařízení V90-2,0 MW jsou rovněž schopná pracovat v režimu jalového výkonu. V režimu jalového výkonu a při zapojení do trojúhelníku statoru generují nebo absorbují jalový výkon až do výše 1000kVAr, ovšem se sníženým jalovým výkonem, který se blíží výši obvodu jmenovitého výkonu (viz červená čára).
- Zařízení automaticky mění zapojení generátoru z hvězdy na trojúhelník a naopak v závislosti na aktuální produkci výkonu. Kritéria pro přepnutí jsou následující:
 - z hvězdy na trojúhelník: činný výkon je nad hranicí 650 kW déle jak 30 sekund.
 - z trojúhelníku na hvězdu: činný výkon je pod hranicí 200 kW déle jak 15 sekund.To znamená, že zařízení, které je např. nastaveno na produkci 750kVAr, automaticky snižuje jalový výkon na 500kVAr v okamžiku, kdy se generátor nachází v zapojení do hvězdy.
- Šrafovaná oblast naznačuje, že generátor může být jak v zapojení do hvězdy, tak v zapojení do trojúhelníku v závislosti na aktuálních podmínkách. Generátor může vytvářet také v zapojení do hvězdy činný výkon přes 650 kW, pokud se rychlost větru během 30 sekundové prodlevy rapidně zvýší. Produkce činného výkonu v zapojení do hvězdy je omezena hodnotou 950 kW. To stejné se může stát během nízké rychlosti větru během 15 sekund prodlevy tak, že se generátor může nacházet v zapojení do trojúhelníku a produkuje méně jak 200 kW.

Pro výrobu jalového výkonu stojící větrné elektrárny se využívá zařízení Statcom.

7.3. Transformátor

7.3.1. Transformátory PS/110kV

Jednoduché zapojení transformátorů

Podle materiálu [4] transformátory regulují změnou odboček napětí v předacím místě v zadaném tolerančním pásmu, které je širší, než při regulaci generátory vzhledem ke skokové změně napětí při změně jedné odbočky. V transformovně bude umístěn automatický hladinový regulátor transformátoru (HRT), který bude dostávat na vstup z ARN zadanou hodnotu napětí 110kV, na kterou bude regulovat. HRT vyhodnotí velikost regulační odchylky s uvažováním konkrétní velikosti pásma hystereze transformátoru, dále provede kontrolu omezovacích podmínek - velikosti fázových proudů, napětí na primární a sekundární straně transformátoru, přetížení transformátoru jalovým výkonem a kontroluje, zda není na krajní odbočce transformátoru. Algoritmus HRTu uvažuje časové zpoždění provedení změny odbočky, které lze zadat jako konstantu a které umožní u pilotních uzlů s elektricky blízkým generátorem preferovat regulaci napětí generátorem až do vyčerpání odchylky nebo dosažení omezujících podmínek. Algoritmus HRTu dále kontroluje, zda byla požadovaná změna odbočky do zadané doby skutečně realizovaná a zda došlo k regulaci pouze o jednu odbočku v jednom regulačním intervalu. Pokud ne, HRT zablokuje regulaci na transformátoru v obou směrech. Zároveň je průběžně prováděna kontrola stability regulačního procesu a kontrola kývání. Při neplnění požadavku na regulaci nebo při dosažení některé technické omezovací podmínky regulace, vypíše HRT hlášku o tomto stavu na obrazovku.

Paralelní provoz transformátorů

Vyhodnotí-li ARN, že v uzlové oblasti pracují paralelně dva transformátory PS/110kV v jedné transformovně, ARN určí jeden z těchto transformátorů jako řídicí. Regulační činnost tohoto transformátoru se bude řídit principiálně obdobným algoritmem jako v případě zapojení jednoho transformátoru do jedné uzlové oblasti. Regulační proces druhého paralelně pracujícího transformátoru je zablokován až do doby, kdy ARN určí tento transformátor jako řídicí a zablokuje změnu odboček na prvním transformátoru. Toto střídání příznaku řídicího a pasivního HRTu se periodicky opakuje a je zadáváno z ARN.

Transformátor s tlumivkou v terciálním vinutí

Algoritmus pro manipulaci s tlumivkami v terciálním vinutí transformátorů 400/110 kV v Nošovicích je navržen tak, aby minimalizoval dobu zapnutí těchto tlumivek z důvodu zvýšení činných ztrát v soustavě provozem tlumivky. V případě existence regulační odchylky napětí větší, než je povolená tolerance, dojde ke kontrole omezovacích podmínek - napětí na primární straně transformátoru a kontrole rezervy jalového výkonu tohoto transformátoru pro změnu odbočky. Pokud jsou tyto podmínky splněny, algoritmus porovnává, zda je jalový výkon tekoucí přes transformátor menší než zadaná optimální hodnota jalového výkonu

na transformátoru. Toto je rozhodující podmínka, která určí, zda se regulace napětí bude realizovat prostřednictvím změny odboček transformátoru nebo manipulací s tlumivkou. Pokud algoritmus vyhodnotí regulaci tlumivkou, zkontroluje, v jakém stavu se tlumivka nachází (zapnuta, vypnuta) a pokud bude mít v daném směru regulační odchylky k dispozici akční člen, ověří hodnověrnost této odchylky napětí pomocí integrálního kritéria. Po naplnění integrálního kritéria se vyšle pokyn k manipulaci s tlumivkou. Pokud algoritmus vyhodnotí na základě aktuálního jalového výkonu protékajícího transformátorem, že regulace napětí se provede změnou odboček transformátoru, bude se algoritmus v dalších krocích shodovat s algoritmem pro regulaci transformátory PS/110kV.

7.3.2. Transformátory 110kV/vn

Prakticky se tyto transformátory používají pro napájení regionálních nebo lokálních DS vn.

Transformátory 110kV/vn napájející regionální DS vn

Tyto transformátory jsou vybaveny hladinovými regulátory napětí, které mohou být vyřazeny z provozu v případě, že do přípojnice na nižší straně je vyveden generátor výroby, aby nedocházelo k jejich vzájemnému přetahování (na změnu U vyvolané změnou odbočky transformátoru, reaguje generátor změnou své dodávky Q).

Transformátory 110kV/vn napájející lokální DS vn

Tyto transformátory jsou převážně ručně řízeny obsluhou LDS.

7.3.3. Transformátory vn/vn

Prakticky se jedná o transformátory 22kV/6kV v průmyslových rozvodech velkých odběratelů. Z hlediska regulace U a Q je možné je rozdělit do těchto kategorií podle jejich zapojení v soustavě:

- Transformátor 22kV/6kV zapojený na nižší straně do běžné soustavy (např. výrobní linky, administrativní budovy, atd.).
- Transformátor 22kV/6kV zapojený na nižší straně do dynamické soustavy (např. válcovací stolice, pánevní pece, atd.).
- Transformátor 22kV/6kV zapojený na nižší straně do přípojnice s generátorem.

Transformátor 22kV/6kV zapojený na nižší straně do běžné soustavy

Úkolem tohoto transformátoru v oblasti regulace U a Q je udržovat U na přípojnici 6kV, kam je připojena jeho nižší strana v zadané toleranci. V případě, že je transformátor zařazen do SRU LDS, tak se stává jedním z akčních členů a je touto regulací vybaven. V případě absence SRU na objektu se vybavuje technicky nezávislým hladinovým regulátorem transformátoru.

Transformátor 22kV/6kV zapojený na nižší straně do dynamické soustavy

Tyto transformátory prakticky nemá smysl zařazovat do regulace U a Q, neboť na přípojnicích 6kV dochází k neustálým skokovým změnám U, na které nemůže transformátor reagovat změnou odbočky, neboť by rychle došlo k jeho poškození. Navíc efekt z této činnosti by byl prakticky minimální.

Transformátor 22kV/6kV zapojený na nižší straně do přípojnice s generátorem

V případě odstavení generátoru je úkolem tohoto transformátoru v oblasti regulace U a Q udržovat U na přípojnici 6kV, kam je připojena jeho nižší strana v zadané toleranci. Při provozu generátoru přerozděluje transformátor Q mezi napěťovými soustavami 22kV a 6kV v okamžiku, kdy je regulační rozsah Q generátoru jednostranně omezen (generátor dosáhne meze svého provozního diagramu).

7.3.4. Transformátory vn/nn

Jedná se o transformátory bez možnosti změny odbočky pod zatížením, a proto jsou pro regulaci U a Q prakticky nepoužitelné.

7.3.5. Regulační schopnosti transformátoru

Charakteristika regulace:

Skoková změna dodávky Q.

Technická omezení:

- Počet změn odboček transformátoru za sledované období.

7.3.6. Požadavky na technologii transformovny

Regulace napětí na sekundární straně transformátoru musí mít možnost pracovat v těchto řídicích režimech:

- Automatická regulace (v rámci ASRU nebo se samostatným HRTem).
- Ruční změna odbočky manipulantem na objektu.

Samostatný HRT lze ovládat:

- Místně (na rozvodně - např. pomocí ŘS rozvodny).
- Dálkově (z dispečinku).

V případě ovládání odboček manipulantem přímo z pole transformátoru je funkce regulace prostřednictvím HRT zablokována. Volbu místního nebo dálkového ovládání lze měnit na přímo na objektu.

Funkce blokování:

Pozn.: U,I - napětí a proud na sekundární straně transformátoru

U1 - napětí na primární straně transformátoru

- Od poklesu napětí na sekundární straně transformátoru: uživatelem nastavitelná mez $U_{dolní} = (80,99)\% U_n$, (krok 1,0 %), jestliže U rovno U dolní, je zablokována automatická regulace. Odblokování je automatické.
- Od podpětí na primární straně transformátoru: uživatelem nastavitelná mez $U1_{dolní} = (85,99)\% U1_n$, (krok 1,0 %), jestliže je napětí nižší, je zablokována jak automatická, tak i ruční regulace. Odblokování je automatické.
- Od proudového přetížení (proud ve fázi L1, L2 nebo L3 překročí nastavený limit I_{max}), jestliže $I = I_{max}$, je zablokována jak automatická, tak i ruční regulace. Po odeznění příčiny blokace se provede samočinně odblokování. I_{max} je uživatelem nastavitelná mez $= (50 - 210)\% I_n$ proudu silového (krok 5,0 %).
- Při dosažení krajní odbočky transformátoru je blokován požadavek na další snižování (zvyšování) napětí stejným směrem. Regulace opačným směrem je možná.
- Při chybném vstupním údaji o aktuálním čísle odbočky je zablokována automatická regulace.
- Jestliže se číslo aktuální odbočky během přepínání změní o více než jednu odbočku, je zablokována automatická regulace.
- Jestliže po povelu „zvýšit“ nebo „snížit“ nenásleduje odpovídající změna čísla odbočky, je toto signalizováno, a po druhé následné poruše tohoto typu je automatická regulace zablokována. Nastavený vnitřní parametr: max. čas pro přestavení odbočky a dále max. čas chodu pohonu.
- blokování proti nadměrnému počtu regulací a závora proti kývání: zvlášť nastavené časové limity pro dva po sobě následující povely ke změně odbočky v souhlasném směru i v protichůdném směru.

Mechanismus blokování regulací:

- Pokud je skutečný čas mezi přepnutími kratší než nastavené hodnoty, je po čtvrtém povelu zablokována automatická regulace.
- Blokování při chybě v komunikaci či důležitých datech.
- Vzájemné blokování: pokud dojde k blokování přepínání odboček na jednom z paralelně pracujících transformátorů, je automatická regulace na ostatních paralelně spojených transformátorech též zablokována. Pokud dojde během tohoto blokování ke změně topologie (neparalelní provoz), je blokovací signál směrován jen na odpovídající transformátor. K blokování nedojde, pokud se jedná pouze o částečné blokování pro přepínání odboček v jednom směru. Rovněž k blokování ostatních transformátorů nedojde, pokud se jedná o odpojení transformátoru ze sítě.

- Ruční blokování: z rozvodny a dálkově dispečerem je zablokována ruční i automatická regulace.
- Rezerva pro případné další externí blokování.

Kontrolu a změnu všech důležitých parametrů, veličin a signálů lze dělat místně (prostřednictvím MMI na ŘS) a v omezeném rozsahu i dálkově z dispečinku. Mezi tyto signály patří též chybová hlášení, druh řídicího režimu a provozního režimu.

Zajištění správné činnosti HRT i v případě, kdy dojde k zapnutí nebo vypnutí kompenzační tlumivky v terciálním vinutí transformátoru, a tudíž dojde ke skokové změně napětí na straně 110kV. HRT musí tuto skokovou změnu kompenzovat rychleji, než začnou působit regulátory HRT v dané oblasti 110kV. Možné řešení je prostřednictvím automatické dočasné změny časové konstanty T_{max} na menší hodnotu T_{max2} .

Nastavitelné pásmo necitlivosti: $hUs = (i 1,0\% \text{ až } i 2,75\%) U_n$, (krok 0,25%) (velikost hystereze je nastavena pevně výrobcem).

Rozsah zadané hodnoty napětí: $(90 + 110)\% U_n$, (krok 0,5%).

Paralelní spolupráce transformátorů. Uživatel může volit jeden ze dvou typů paralelní regulace:

- Minimalizaci vyrovnávacích proudů.
- Řídicí nebo sledovací, kdy transformátory pracující ve sledovacím režimu pouze kopíruje odbočky transformátoru v řídicím režimu.

7.3.7. Požadavky na technologii transformovny

- Na transformátorech PS/110kV se průběžně měří technické ztráty, což může také indikovat problémy ve spolupráci TRN PS a TRN DS.
- Diagnostika transformátorů PS/110kV umožňuje také monitorovat stav přepínače odboček transformátoru: stav, polohu odbočky, počet provedených operací, teplotu oleje, vlhkost oleje, rozdíl teplot přepínače a teploty vrchní vrstvy oleje v nádobě a proud v pohonu přepínače. Ke sledování opotřebení kontaktů se s výhodou využívá součet spínaných proudů v jednotlivých přepnutích. Tato diagnostika by tak měla pomoci také snížit riziko poruchy transformátoru při jeho zapojení do spolupráce s TRN DS.

7.4. Zapojení kompenzačních prostředků

7.4.1. Tlumivka

Charakteristika regulace:

Skoková změna dodávky Q.

Technická omezení:

Využívání tlumivek je omezeno velikostí skokové změny (3 - 4kV) a činnými ztrátami, které připojení tlumivky vyvolává. Prakticky se využívá tlumivek zapojených v terciálním vinutí transformátorů PS/110kV častěji pro snížení velikosti napětí v přenosové soustavě. Ztráty z činnosti těchto tlumivek přicházejí také na vrub ČEPS, a.s., neboť předávací místo je až na nižší straně transformátorů PS/110kV.

Využívání tlumivek v terciálním vinutí transformátoru PS/110kV má velmi omezené použití a obecně je snaha čas užívání těchto zařízení minimalizovat. Pro nasazování tlumivek lze využívat integrační kritéria, která akceptují čas trvání regulační odchylky a její velikost. Po překročení zadané hodnoty plochy integrálu je generován požadavek na zapnutí (vypnutí) tlumivky. Obecně však platí pravidlo zapínat tlumivku co nejpозději a vypínat naopak velice rychle.

7.4.2. Rotační kompenzátor

Charakteristika regulace:

Plynulá změna dodávky Q.

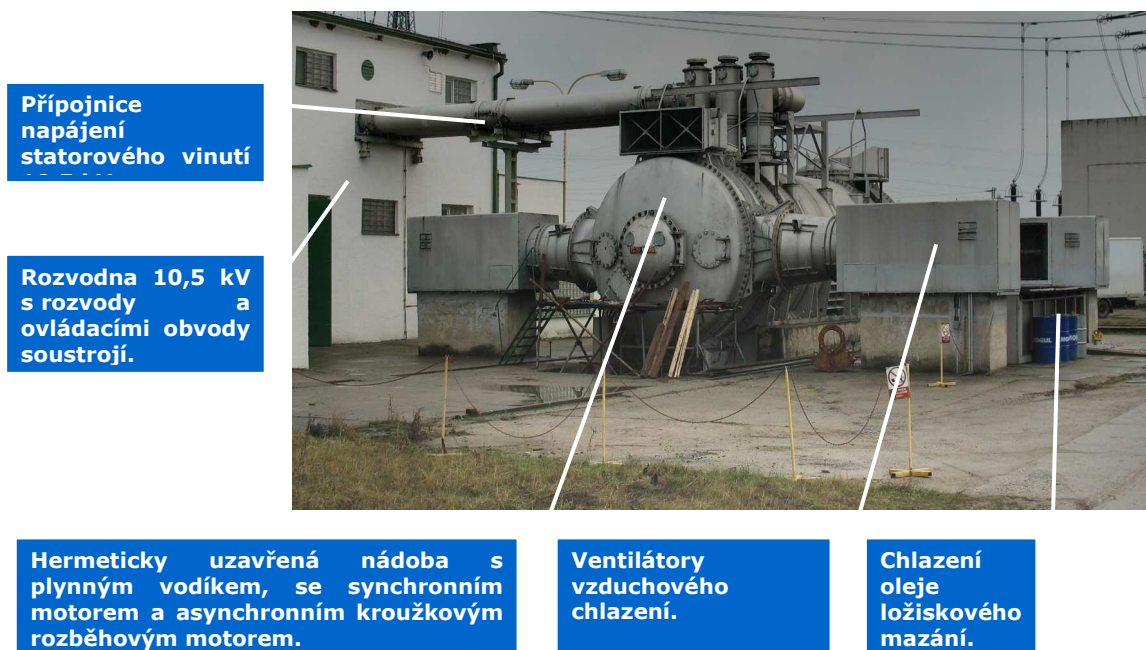
V současné době jsou v PS a DS ČR v provozu pouze dva rotační kompenzátory zapojené do terciálního vinutí transformátoru PS/110kV na rozvodně Krasíkov (viz obr. 27) a prakticky se dnes již z ekonomických důvodů nevyrábí. Proto jsou v materiálu uvedeny tyto konkrétní stroje. Z hlediska provozních vlastností jsou rotační kompenzátory velice užitečná zařízení, ale na rozdíl od generátorů vyroben je u nich nutné hradit náklady na spotřebovanou silovou elektřinu a tím se stávají pro provozovatele soustav ekonomicky nezajímavé. Již letité rotační kompenzátory tak jako jediní prošly modernizací a jsou dále provozovány (v rozvodně Sokolnice již byly demontovány). Z tohoto důvodu jsou také v materiálu uvedeny tyto konkrétní stroje jako určitá technická zajímavost, neboť s instalací dalších se již nepočítá a těžko by se také v současné době hledal kvalifikovaný výrobce.

Parametry strojů:

Kompenzátorová stanice 2 x 100 MVar Krasíkov sestává ze společné provozní budovy a dvou synchronních kompenzátorů 100 MVar.

Synchronní kompenzátory 100 MVar jsou vzduchem chlazené synchronní motory, venkovního provedení s vodíkovou náplní. Kompenzátory pracují do terciálního vinutí

transformátorů 400/110/10,5kV (T401,T402). Kompenzátory je možno provozovat v přebuzeném i podbuzeném stavu. Jsou vybaveny regulátory buzení s rychlou reakcí na vnější podněty a schopny separátního nebo paralelního provozu v závislosti na zapojení R 110kV.



Obr. č. 27: Rotační kompenzátor Krasíkov

Kompenzační generátory se rozbíhají pomocí asynchronních strojů s upravenou charakteristikou (minimalizovaným skluzem). Po dosažení otáček blízkých synchronním a nabuzení stroje se spíná generátorový vypínač, a generátor je vtažen do synchronního chodu. Rozběhový motor je na společné hřídeli s generátorem, za provozu zůstává spojen s generátorem. Pro minimalizaci činných ztrát je rozběhový motor ve společném krytu s generátorem, tj. ve společné vodíkové atmosféře. Pro rozběh roztáčecích motorů je použit kapalinový odporový spouštěč.

Odstavování generátorů se provádí buďto volným doběhem nebo se používá elektrické brzdění zkratovým proudem ve statoru (až do výše jmenovité proudu statoru).

Možnosti využití kompenzátorů

Hlavní funkcí je regulace napětí a reakce na potřeby jalové energie v soustavě 110kV (lokální funkce).

Dalšími funkcemi jsou:

- Zvýšení dynamické stability přenosu.
- Snížení ztrát v přenosové a distribuční soustavě.
- Zdroj pro zprovoznění nového nebo rekonstruovaného zařízení (najíždění).

8. ASRU LDS

8.1. Charakteristika

V současné době je LDS chápána ze strany DS jako každý jiný odběratel elektřiny. A to ať se jedná o malou LDS bez vlastní výroby silové elektřiny, tak i v případě, že se jedná o rozsáhlou LDS s vlastní významnou výrobou silové elektřiny schopnou i udržet tuto soustavu v ostrovním provozu v případě odpojení od DS 110kV. Pro všechny platí v podstatě stejné připojovací podmínky – povinnost udržovat určenou hodnotu účinníku a požadavek na nepřenášení problémů z LDS do DS (splnění připojovacích podmínek).

Tímto v podstatě nediferencovaným přístupem se PDS a vlastně i PLDS připravují o možnost vzájemné efektivní spolupráce v oblasti regulace U a Q. Na straně velkých průmyslových LDS je totiž k dispozici často významný regulační potenciál Q, který je k dispozici jak na generátorech závodních elektráren, tak i na rotačních a statických kompenzátorech určených pro kompenzaci významných odběrů. Tento potenciál se využívá pro kompenzační činnost – tedy z hlediska DS statickou aktivitu, která v týdenním intervalu dodržuje poměr mezi odběrem činného a jalového výkonu. To však pozitivně neovlivňuje jak úroveň technických ztrát v rámci DS (optimální rozložení toků Q), tak i fluktuaci napětí u konečných zákazníků. Navíc se jedná o izolovanou aktivitu v daném odběrovém uzlu, která může i negativně ovlivňovat činnost blízkých regulujících generátorů (snižovat regulační možnosti těchto generátorů). Je důležité si uvědomit, že každý volný regulační jalový výkon, který je v soustavě k dispozici, může mít na napěťové poměry této soustavy pozitivní účinky.

8.2. Rozdělení LDS

Z pohledu spolupráce mezi DS a LDS v oblasti regulace U a Q je důležitá schopnost sledované LDS poskytovat DS adekvátní regulační jalový výkon. To prakticky umí pouze LDS, které jsou vybaveny vlastními generátory nebo rotačními kompenzátory. Ostatní LDS mohou pouze pasivně přijímat podporu ze strany DS.

Významné LDS jsou ve většině případů napájeny ze soustavy 110kV přes transformátory 110kV/vn. Z hlediska podpory DS je důležité, zda lze napájející přípojnicí 110kV považovat za pilotní uzel (přípojnicí DS, na které je možné udržovat zadané napětí změnou dodávky Q). Potom pro tento uzel je možné výpočtem Terciární regulace napětí (TRN) určovat zadané napětí a tím dosáhnout vyšší úrovně snížení technických ztrát a kolísání napětí v DS. Využívání volného regulačního Q z LDS je výhodné hlavně v těch částech DS, kde nejsou přímo zapojeny generátory elektráren a tepláren či jiné kompenzační prostředky a napětí zde není možné efektivně ovlivňovat.

V principu lze rozdělit podporu LDS do třech základních variant, které jsou rozdílné z hlediska efektivity podpory a technické realizace:

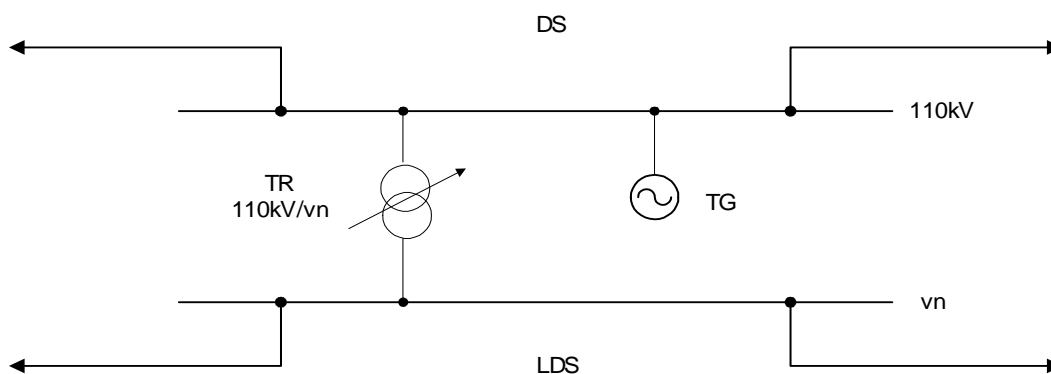
- **Varianta č. 1** - Zapojení generátorů LDS do přípojnice na vyšší straně transformátoru 110kV/vn.
- **Varianta č. 2** - Zapojení generátorů LDS do přípojnice na nižší straně transformátoru 110kV/vn.
- **Varianta č. 3** – Zapojení generátorů LDS mimo přípojnice transformátoru 110kV/vn.

Uvedené tři základní varianty se na konkrétních LDS často objevují v kombinaci, neboť koncentrace všech generátorů do jednoho místa LDS není z technických i ekonomických důvodů vždy výhodná. V případě, že je kombinace variant v rámci LDS uplatněna, je vždy nutná implementace ASRU LDS, podobně jako v případě, že je generátor zapojen do LDS přes blokový transformátor či do jedné přípojnice vn pracuje více generátorů. Ovládání odboček transformátoru 110kV/vn se provádí v rámci ASRU DS (konkrétně hlavní člen ARN prostřednictvím technických prostředků PDS).

Je možné i začlenění vybrané části LDS do výpočtu TRN v DS. Potom by se vypočtené zadané napětí předávalo lokálnímu ASRU a prováděla by se současná optimalizace DS i LDS, což by mělo větší efekt.

8.3. ASRU LDS - varianta č. 1

8.3.1. Princip řešení



Obr. č. 28: ASRU LDS varianta č. 1

Generátory výroby jsou přímo vyvedeny na přípojnici 110kV (viz obr. 28), která je sice v majetku PLDS, ale fyzikálně je součástí DS 110kV. Prakticky se jedná o standardní akční člen ASRU DS, který pracuje podle obdobných zásad jako ostatní výroby zapojené do ASRU DS. Rozdíl může být pouze v určené dovolené toleranci napětí na vlastní spotřebě. Ta může být užší než u běžné výroby v případě, že je vlastní spotřeba součástí účelové spotřeby areálu LDS. Generátory udržují zadané napětí v pilotním uzlu (přípojnice 110kV DS) a

změnu tohoto napětí provádí dispečink DS s akceptováním aktuální regulační rezervy Q na generátorech výroby a také s ohledem na napěťové požadavky LDS, které mohou být vloženy také jako napěťové omezovací podmínky do výpočtu TRN.

8.3.2. Příklad – LDS Chemopetrol Litvínov

Závodní elektrárna společnosti Chemopetrol Litvínov (viz obr. 29) je tvořena čtyřmi generátory 30MW v blokovém uspořádání. Do napěťové soustavy 110kV jsou vyvedeny přes blokové transformátory s možností regulace odboček pod zatížením. Napájení vlastní spotřeby je v každém generátoru realizováno odbočkou před blokovým transformátorem. Z důvodu snížení zkratových proudů je generátor oddělen od vlastní spotřeby reaktorem.

Pátý, menší generátor 2MW, je zapojen přímo do vlastní spotřeby objektu.

Na elektrovelínu elektrárny je instalován ŘS, který disponuje základními hodnotami pro zajištění kvalitní funkce ASRU a je schopen komunikace s jiným procesorovým systémem. Objekt je propojen s dispečinkem Děčín prostřednictvím optického komunikačního spoje.

Instalované PRN jsou typu RNG51 bez nadstavby typu SRQ.

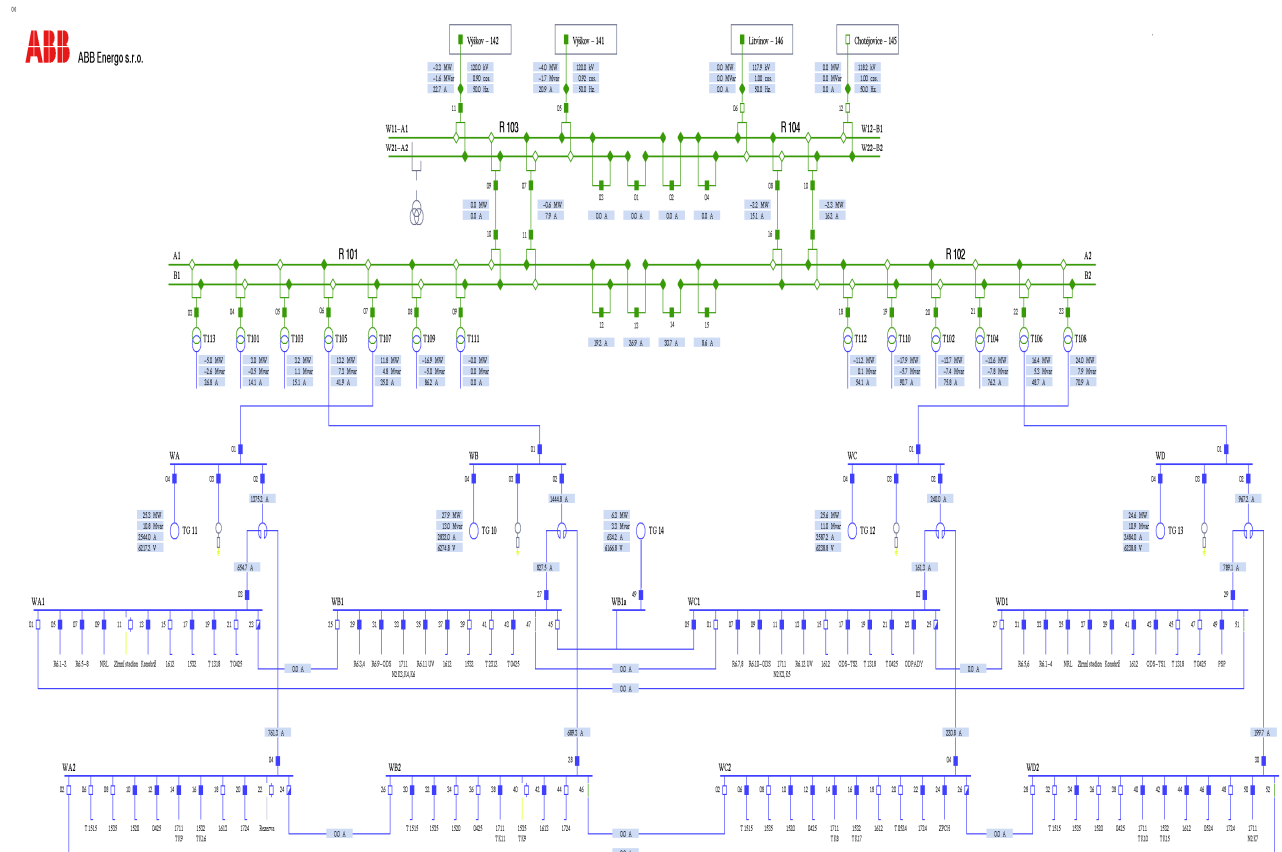
Velikost hodnoty napětí na účelové spotřebě objektu lze ovlivňovat změnou převodů blokových transformátorů a změnou zadané hodnoty generátorového napětí na PRN.

Výroba elektrické energie je závislá na potřebě tepla v areálu Chemopetrolu Litvínov.

V rámci napájení LDS Chemopetrol jsou také využívány starší transformátory 110/22kV bez možnosti změny odbočky pod zatížením, což významně omezuje možnost změny zadaného napětí pro ASRU v pilotním uzlu.

Regulační algoritmus ASRU LDS Chemopetrol je založen na těchto zásadách:

- ASRU Chemopetrol udržuje zadané U na přípojnicích 110kV v určené toleranci pomocí generátorů zapojených přímo do přípojnic rozvodny 110kV Chemopetrol.
- ASRU Chemopetrol zajišťuje rovnoměrnou dodávku jalového výkonu všech čtyř regulujících generátorů.
- Pátý generátor zapojený do vlastní spotřeby elektrárny udržuje nastavenou konstantní dodávku jalového výkonu.
- Transformátory 110kV/22kV s regulací odboček pod zatížením udržují napětí na své nižší straně v zadané toleranci U .

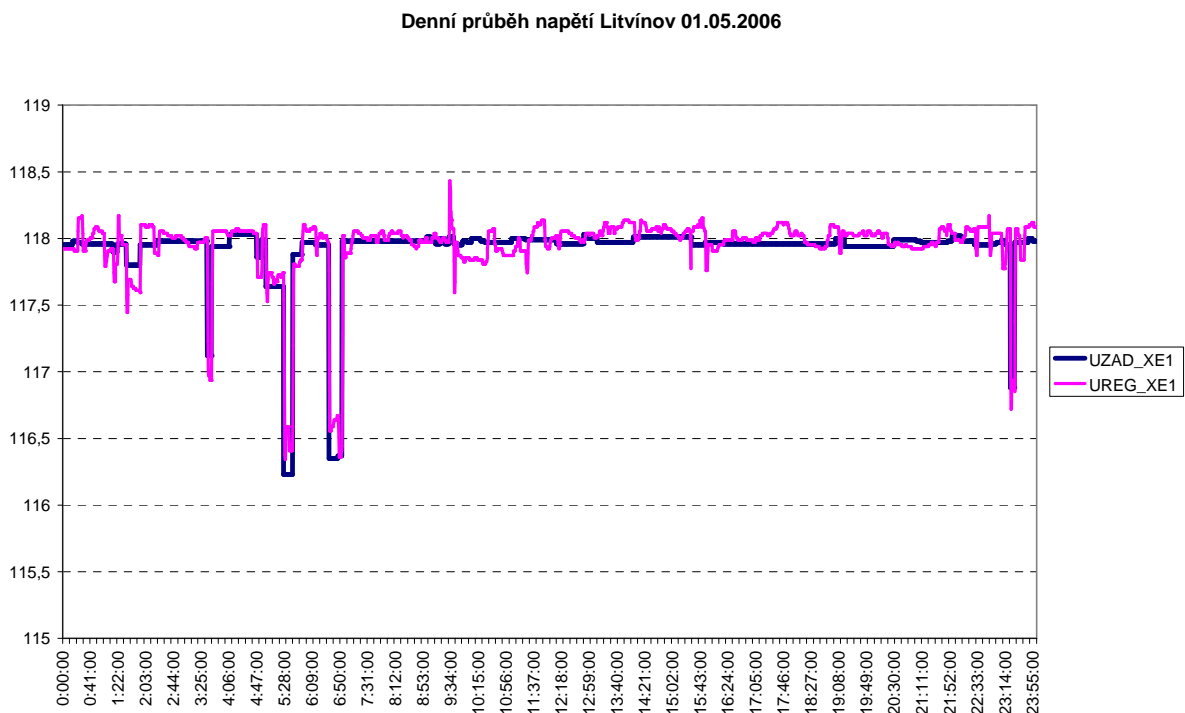


Obr. č. 29: Jednopolové schéma LDS Chemopetrol Litvínov

Poznámky:

- Rozvodnu Chemopetrol 110kV lze v případě potřeby rozdělit na dvě galvanicky oddělené rozvodny. ASRU Chemopetrol musí být proto připraveno na provoz se dvěma pilotními uzly.
- Blokové transformátory elektrárny jsou sice vybaveny možností změny odboček pod zatížením.
- V areálu Chemopetrolu jsou zapojeny ještě další výrazně starší generátory, které se však postupně odstavují a proto nebyly do ASRU zapojeny.

8.3.3. Ukázka funkce ASRU Chemopetrol Litvínov



Graf č. 1: Změna zadaného napětí v pilotním uzlu Chemopetrol

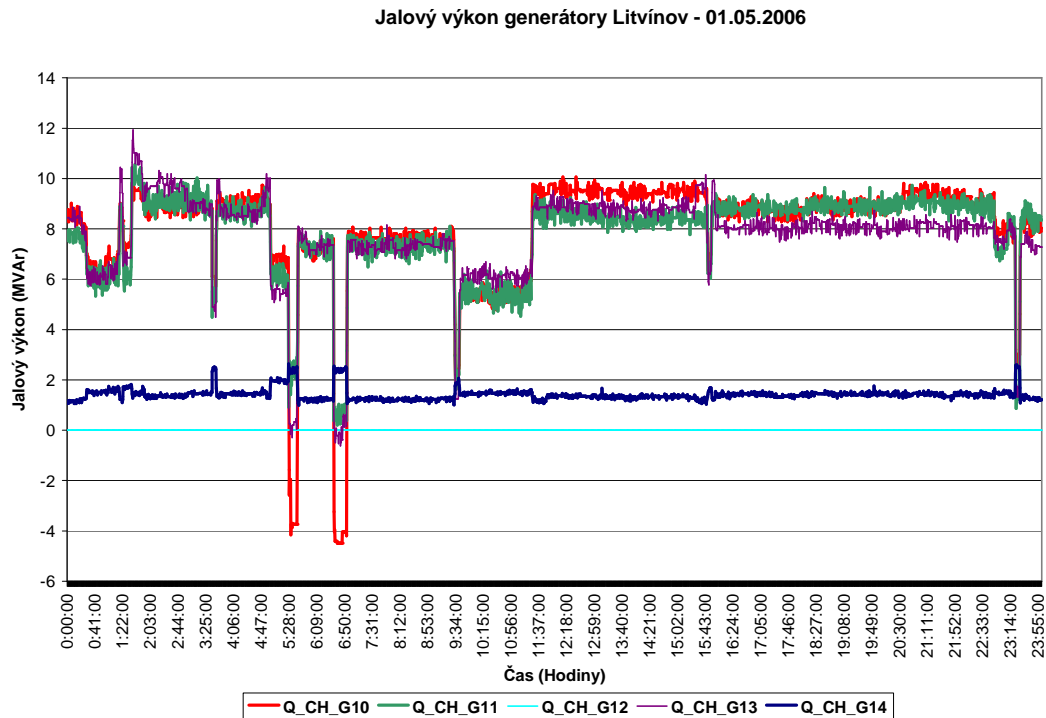
Legenda:

tmavě modrá – zadaná hodnota U

fialová – regulované U

Komentář ke grafu č. 1:

Na grafu je prezentována schopnost ASRU Chemopetrol Litvínov měnit napětí ve svém pilotním uzlu 110kV podle aktuálních požadavků dispečinku Děčín. Během dne bylo podle výpočtu TRN uděláno několik změn hodnoty zadaného U a ASRU všechny tyto požadavky řádně splnilo v určeném čase a kvalitě regulace.



Graf č. 2: Jalový výkon generátorů závodní elektrárny Chemopetrol Litvínov

Legenda:

černá – jalový výkon generátoru 10

zelená – jalový výkon generátoru 11

světle modrá – jalový výkon generátoru 12

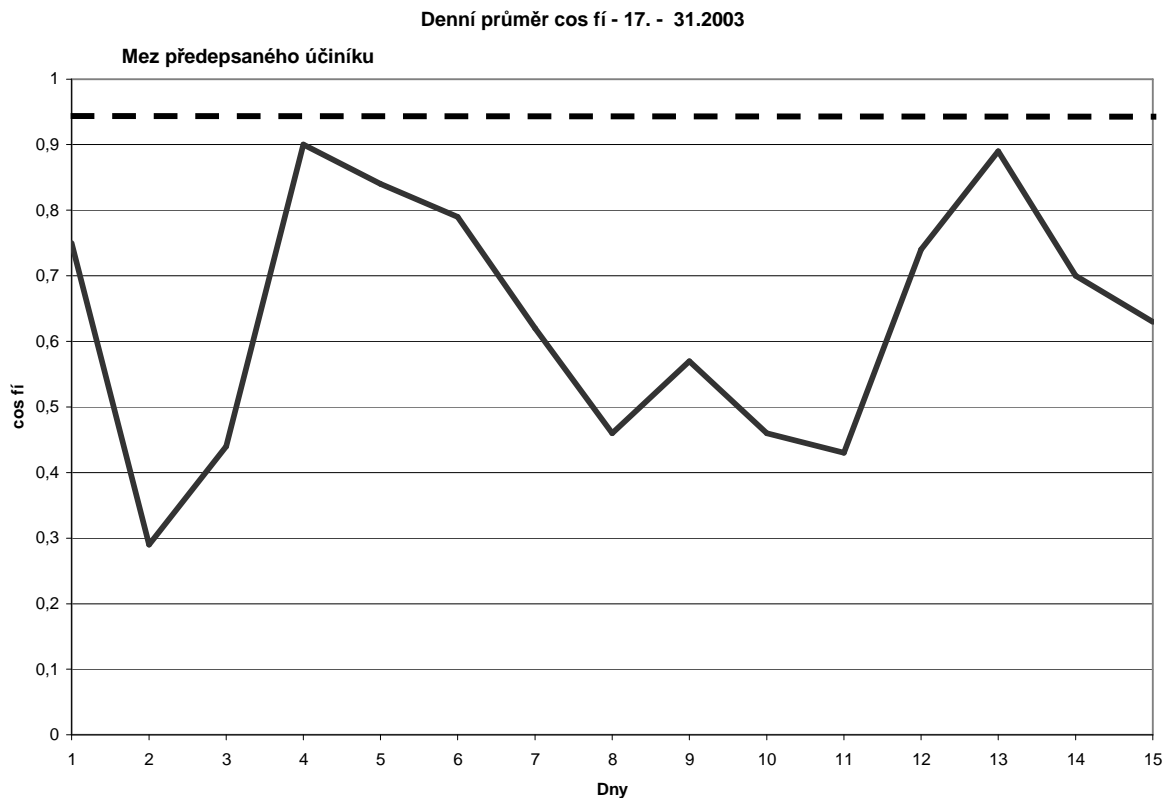
fialová – jalový výkon generátoru 13

tmavě modrá – jalový výkon generátoru 14

Komentář ke grafu č. 2:

Na grafu jsou vidět změny dodávky Q podle požadavků ASRU. Změny Q u všech velkých generátorů probíhaly ve shodném okamžiku a nedocházelo u nich k vzájemnému přetahování. Malý generátor TG14 udržoval svou zadanou hodnotu Q a vůči regulační činnosti ASRU se tak choval neutrálně.

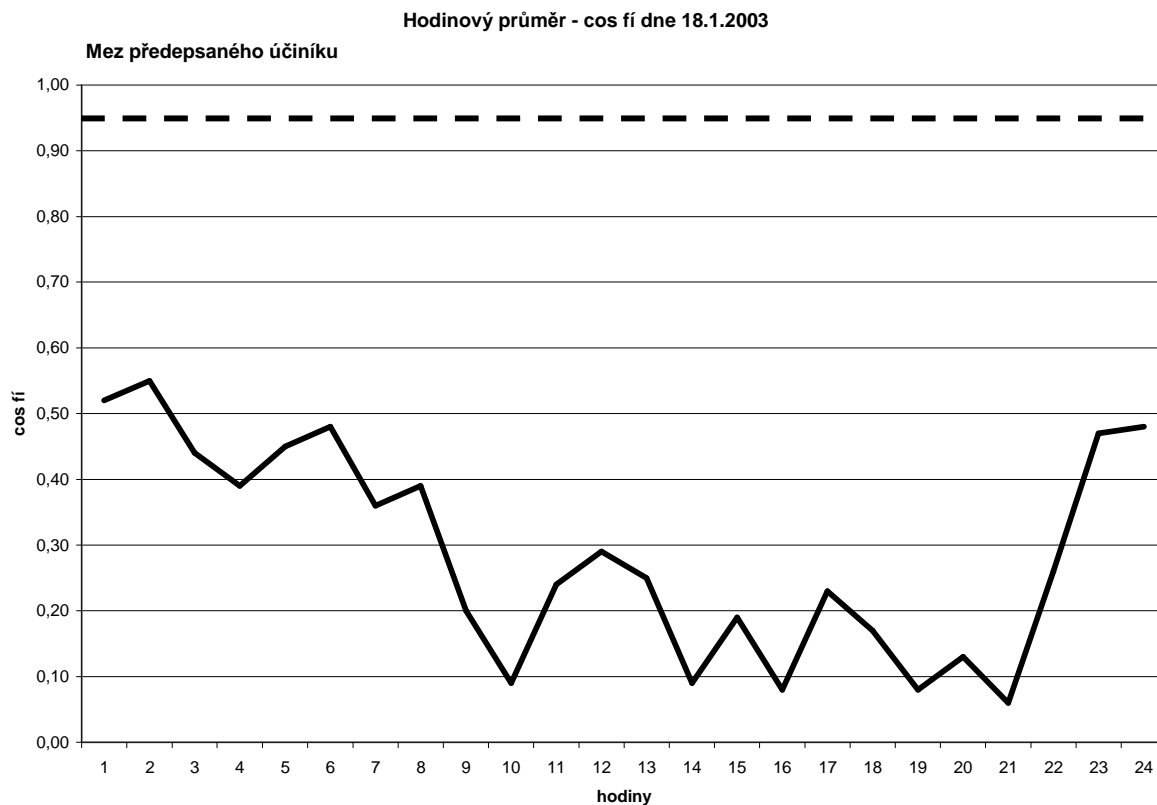
8.3.4. Porovnání regulace U a Q kompenzace Q pro Chemopetrol Litvínov



Graf č. 3: Denní průměrný $\cos \varphi$

Komentář ke grafu č. 3:

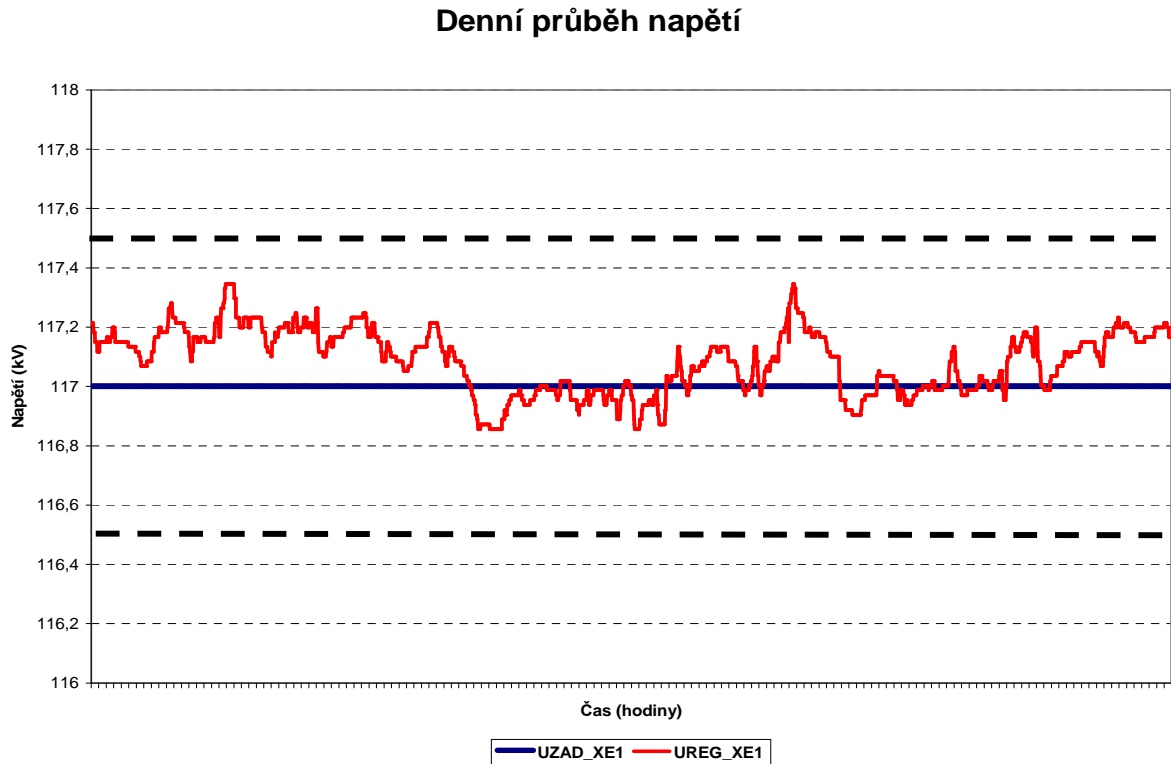
Na grafu je průběh $\cos \varphi$ v době od 17. – 31. 1. 2003 v předávacím místě mezi DS110kV a velkoodběratelem v době, kdy byla závodní elektrárna Chemopetrolu Litvínov zapojena do ASRU DS. Z grafu je vidět, že v případě zapojení generátorů do ASRU, není již možné udržovat zadaný účíník. A je tedy nutné se rozhodnout buď pro regulaci U a Q nebo kompenzaci Q. Obě funkce současně plnit nelze.



Graf č. 4: Hodinový průměr $\cos\phi$

Komentář ke grafu č. 4:

Na grafu č. 4 je vynesena stejná hodnota jako na grafu předchozím a to pro den 18. 1. 2003. Znovu je vidět, že při regulaci U a Q nelze dosáhnout zadaného účinku a hlavně je to zcela zbytečné.



Graf č. 5: Denní průběh napětí v pilotním uzlu Chemopetrol

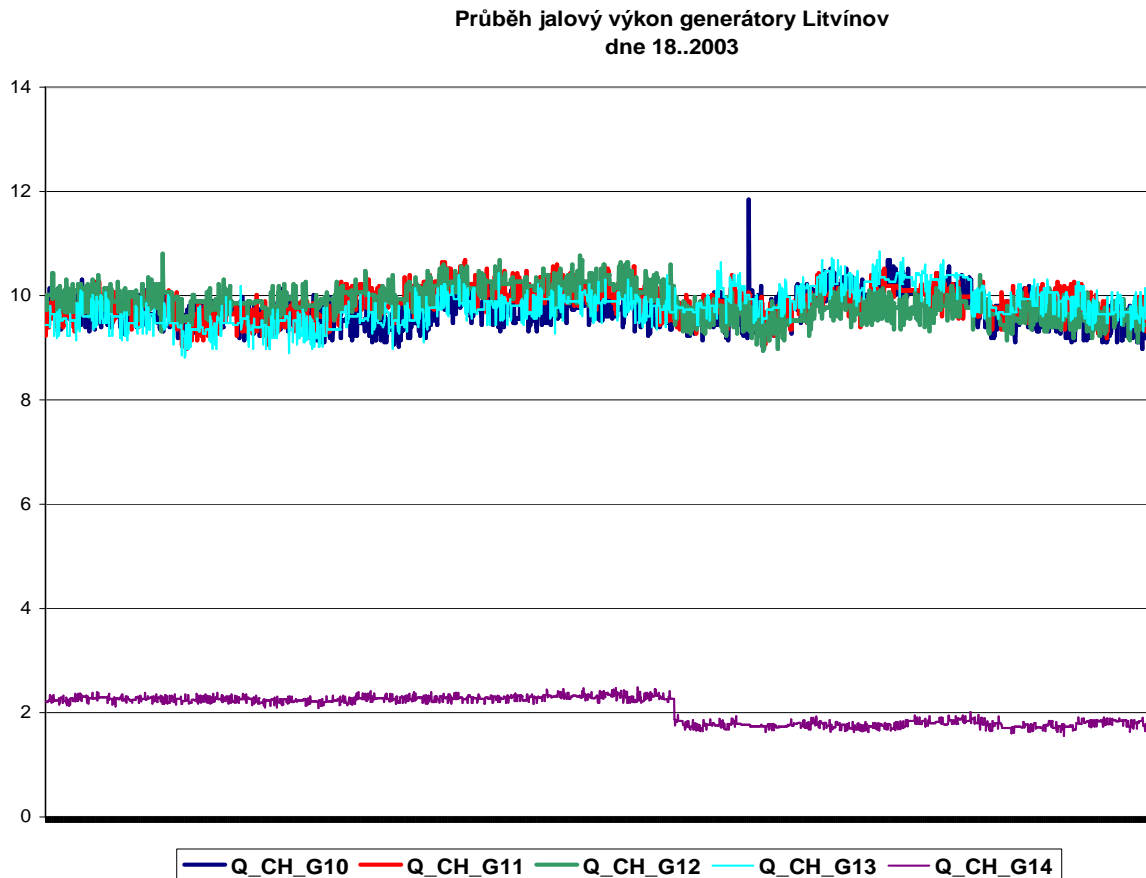
Legenda:

tmavě modrá – zadaná hodnota U

červená – regulované U

Komentář ke grafu č. 5:

Z grafu č. 5 je vidět, že ASRU dokázalo během celého dne 18. 1. 2003 spolehlivě udržet U v zadaném tolerančním pásmu a tím stabilizovat U 110kV v předávacím místě Chemopetrolu Litvínov s DS (zvýšit kvalitu odebírané elektřiny pro účelovou spotřebu průmyslového areálu) a také přispět ke snížení technických ztrát v přilehlé DS110kV.



Graf č. 6: Denní průběh jalového výkonu v pilotním uzlu Chemopetrol

Legenda:

tmavě modrá – jalový výkon generátoru 10

červená – jalový výkon generátoru 11

zelená – jalový výkon generátoru 12

světle modrá – jalový výkon generátoru 13

fialová – jalový výkon generátoru 14

Komentář ke grafu č. 6:

Z grafu č. 6 je vidět, že ASRU Chemopetrol nepotřebovalo pro udržení zadané hodnoty U během 18. 1. 2003 nijak významně měnit dodávku Q jednotlivých generátorů. Stačilo jejich dodávku Q vhodně koordinovat.

8.3.5. Výhody

ASRU LDS ve variantě č. 1 má tyto výhody:

- Je placenou podpůrnou službou – generuje provozovateli LDS určitý příjem v závislosti na certifikovaném provozním diagramu generátorů a době provozu těchto generátorů v ASRU za sledované období.
- Spolehlivě ochrání uživatele své vlastní LDS od běžných napěťových poruch přicházejících z DS 110kV.
- Spolehlivě ochrání uživatele regionální DS od běžných napěťových poruch generovaných ve své LDS.
- Pomáhá chránit uživatele regionální DS od běžných napěťových poruch generovaných v DS 110kV, které tlumí v pilotním uzlu.
- Je investičně levné řešení, neboť ASRU LDS v1 využívá část programových modulů, které jsou implementovány v ARN DS a nevyžaduje rozsáhlý sběr měření a signalizací z LDS.

8.3.6. Nevýhody

ASRU LDS ve variantě č. 1 má tyto nevýhody:

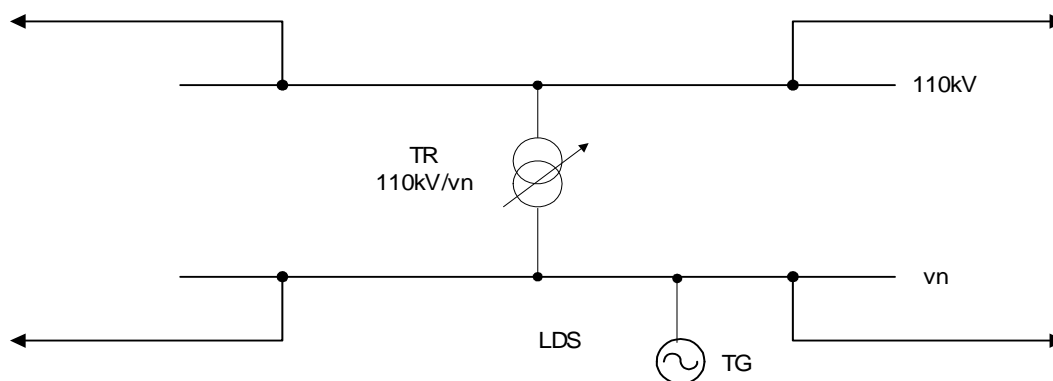
- Vyžaduje neustálou komunikaci s nadřazenou stanicí ARN, při přerušení této komunikace se ASRU LDS v1 automaticky blokuje do doby opětovného navázání komunikace.
- V případě ostrovního provozu LDS je ASRU LDS v1 zcela nefunkční.
- ASRU LDS v1 není schopno ochránit uživatele LDS od napěťových poruch generovaných přímo v LDS, neboť regulace napětí probíhá prakticky mimo LDS.

8.3.7. Poznámky

- Zkoušky ukázaly, že ASRU LDS v1 nepotřebuje regulovat odbočky blokového transformátoru a investice do této regulační schopnosti blokových transformátorů je proto v podstatě zbytečná.
- ASRU LDS v1 většinou funguje jako doplňující akční člen k větší elektrárně. V případě ASRU Chemopetrol se jedná konkrétně o elektrárnu Ledvice. Proto se napětí pro pilotní uzly Chotějovice (elektrárna Ledvice) a Chemopetrol zadávají stejná a akční zásahy obou ASRU jsou synchronizované.

8.4. ASRU LDS - varianta č. 2

8.4.1. Princip řešení

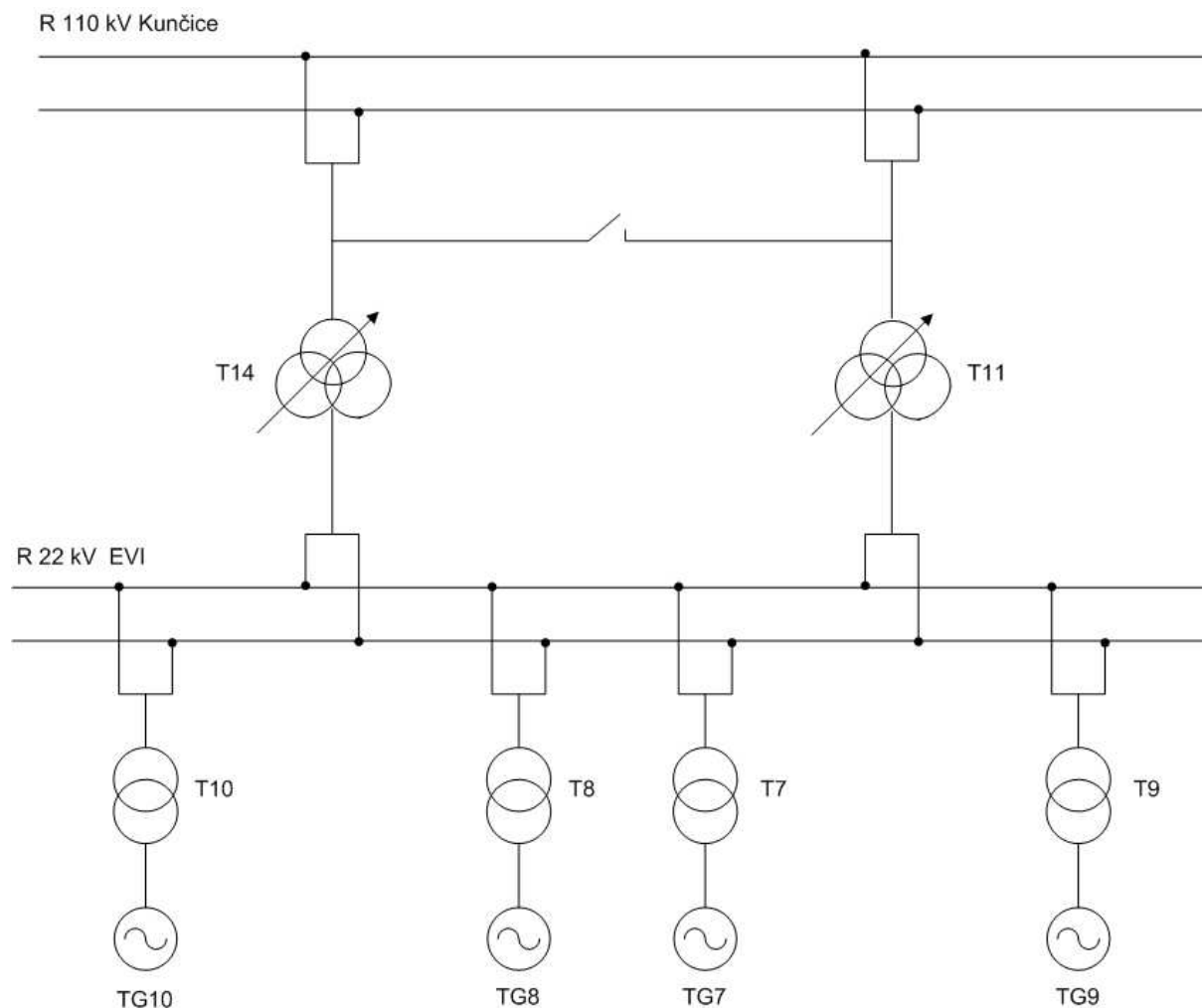


Obr. č. 30: ASRU LDS varianta č. 2

Generátory výroby jsou vyvedeny na přípojnici vn na nižší straně transformátoru 110kV/vn v LDS (viz obr. 30). Prioritním úkolem těchto generátorů je udržování napětí na přípojnici vn. Přitom však mohou dát k dispozici přebytečný Q pro úpravu napěťových poměrů v DS 110kV, kde vznikne další pilotní uzel s omezenou možností regulace. Konkrétní akční zásah se pak provádí změnou odboček transformátorů 110kV/vn (změna současné praxe, kdy jsou tyto transformátory využívány pouze pro úpravu napětí na nižší straně). Jednou z omezovacích podmínek je potom existence dostatečné rezervy Q na generátorech tak, aby nedošlo k nedodržení tolerance napětí na vn.

Otázkou konkrétního řešení je také to, zdali je nutné realizovat v rámci LDS lokální ASRU nebo bude stačit pro udržení požadovaných napěťových mezí pouze správně nastavený PRN generátorů. K tomuto rozhodnutí je vhodné provádět dynamické modelování konkrétních místních poměrů. Obecně však lze konstatovat, že lokální ASRU v2 je potřebné, když do přípojnice LDS pracuje víc než jeden generátor a je potřebné jejich efektivní koordinování (rozdělování požadavku na změnu dodávky Q a eliminace vzájemného přetahování).

8.4.2. Příklad – LDS Energetika Vítkovice



Obr. č. 31: Jednopolové schéma zapojení generátorů Energetiky Vítkovice

Závodní elektrárna Energetiky Vítkovice, a.s. (EVI, a.s.) je připojena transformátory 110/22kV a vedeními 110kV k soustavě 110kV ČEZ Distribuce, konkrétně na rozvodny Třebovice, Kunčice a Vratimov (viz obr. 31). Charakter zapojení uzlových oblastí je závislý na aktuálních provozních a obchodních podmínkách. Zdroje nacházející se v oblasti 110kV ČEZ Distribuce v blízkém okolí EVI, a.s. jsou elektrárna Dětmárovice (4 generátory, každý o výkonu cca 200 MW, zapojeny do systému ASRU), teplárna Třebovice (3 generátory, zapojeny do systému ASRU) a další menší zdroje, ArcelorMittal Ostrava (instalovaný výkon cca 189 MW, zapojený do systému ASRU) a Energetika Třinec (instalovaný výkon 84,5 MW).

Soustava EVI, a.s. má tři hlavní vstupní rozvodny 110kV R8/III, R8/II a R8/IV s transformátory 110/22kV. Základní dodávka elektřiny je podporovaná vlastní výrobou na turbogenerátorech TG7, TG8, TG9 a TG10, která je vyvedená přes blokové transformátory BT7, BT8, BT9 a BT10 do rozvodny R8/II 22kV. Rozvodna R8/II 22kV přípojnice A je

napájena vedením 110kV V656 a transformátorem T11 (110/22kV) z Kunčic. Do této UO jsou vyvedeny generátory TG8 a TG9 EVI, a.s.

Rozvodna R8/II 22kV přípojnice B je napájena vedením 110kV 655 a transformátorem T14 (110/22kV) z Kunčic. Do této UO jsou vyvedeny generátory TG7 a TG10 EVI, a.s.

Provoz a vyvedení generátorů do DS110kV oblast Morava je možné měnit podle aktuální situace.

Rozvodna R8/III je napájena dvěma vedeními 110kV V654 a V653 z Třebovic a rozvodna R8/IV vedeními 110kV V697 a V698 z Vratimova.

Charakter odběru je velmi rozmanitý. Největší fluktuaci napětí způsobují obloukové pece a synchronní stroje odběratelů napájených z rozvodny R8/III a R8/IV (zejména odběry: Kvarto, Oxivit, Linde). Udržování účinnosti $\cos\phi$ (0,95 – 0,98) se provádí buzením generátorů. V rozvodně R8/IV je instalované kompenzační zařízení na kompenzaci vyšších harmonických. Toto zařízení slouží na kompenzaci provozu obloukové pece EOP5.

Regulační algoritmus ASRU LDS EVI je založen na těchto zásadách:

- ASRU LDS EVI udržuje zadané U na přípojnicích 22kV v určené toleranci pomocí generátorů zapojených do těchto přípojníc.
- Transformátory 110kV/22kV mají nastaveny odbočky tak, aby tok Q mezi oběma soustavami byl minimální (blízký nule).
- Transformátory 22kV/6kV udržují napětí na své nižší straně v zadané toleranci U.

8.4.3. Výhody

ASRU LDS ve variantě č. 2 má tyto výhody:

- Spolehlivě ochrání uživatele své vlastní LDS od běžných napěťových poruch z DS 110kV.
- Spolehlivě ochrání uživatele regionální DS od běžných napěťových poruch generovaných ve své LDS.
- Je investičně relativně levné řešení, neboť ASRU LDS v2 nepotřebuje znát topologii vlastní spotřeby areálu LDS a nepotřebuje ke své činnosti ani komunikaci se stanicí ARN DS.
- V případě ostrovního provozu LDS je ASRU LDS v2 zcela funkční a maximálně potřebuje úpravu některých regulačních parametrů.

8.4.4. Nevýhody

ASRU LDS ve variantě č. 2 má tyto nevýhody:

- Nejedná se o placenou podpůrnou službou, neboť ASRU LDS v2 z pohledu PDS pouze plní podmínky připojení k DS 110kV.

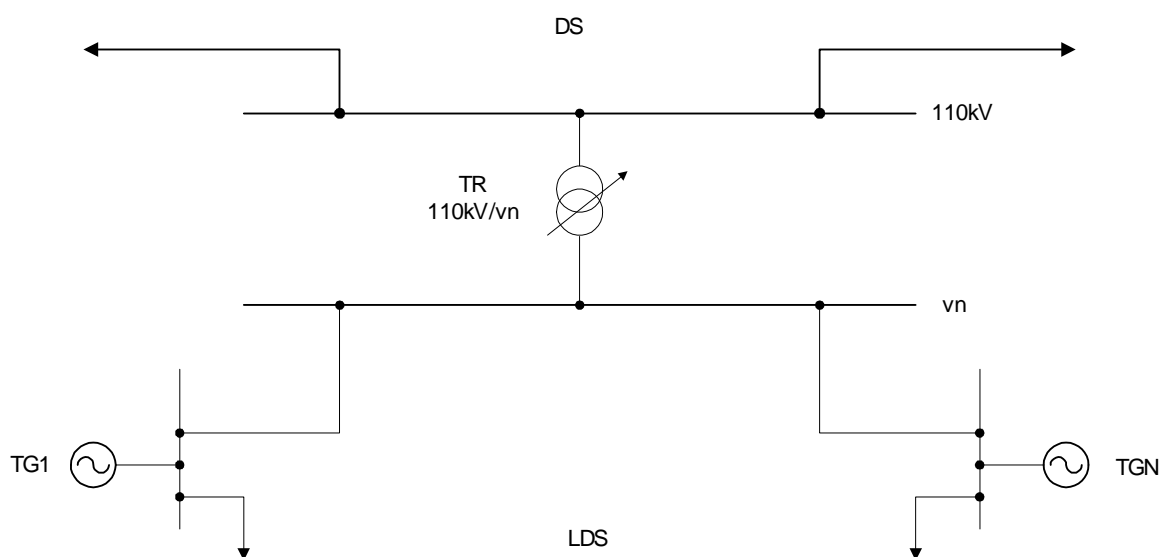
- Nepomáhá chránit uživatele regionální DS od běžných napěťových poruch generovaných v DS 110kV (regulace probíhá mimo DS110kV).

8.4.5. Poznámky

- Tato dispozice LDS a jejich generátorů nemusí být z hlediska napěťových poměrů výhodná v případě, že je LDS napájena z několika přípojníc 110kV a generátory jsou soustředěny pouze do jedné rozvodny 22kV, což je případ Energetiky Vítkovice, neboť lze aktivně regulovat napětí pouze v jednom místě.
- První realizace ASRU LDS v2 bude v rámci ČR k dispozici až v roce 2013.

8.5. ASRU LDS - varianta č. 3

8.5.1. Princip řešení



Obr. č. 32: ASRU LDS varianta č. 3

Generátory výroby jsou zapojeny v rámci vn LDS v různých místech (rozvodny 22kV i 6kV) a transformátor 110kV/vn je prioritně využíván pro udržování napětí na přípojnicí vn své nižší strany. V případě, že se v rámci LDS realizuje lokální ASRU LDS v3 se zapojením generátorů, je možné udržet v rámci LDS napětí vn v požadované toleranci a změnu odboček transformátoru 110kV/vn využít pro úpravu napěťových poměrů na vyšší straně tohoto transformátoru.

Možnost realizace ASRU LDS v3 je dána rozvojem technického vybavení těchto soustav. A to jak možností efektivního monitorování a automatického řízení těchto sítí, tak i spolehlivého a přesného dálkového ovládání akčních členů.

8.5.2. Příklad řešení – LDS ArcelorMittal Ostrava (LDS AMO)

LDS AMO je napájena ze dvou rozveden 110kV Vratimov a Kunčice. Jedná se maximálně o čtyři přípojnice 110kV (viz. obrázek č. 33).

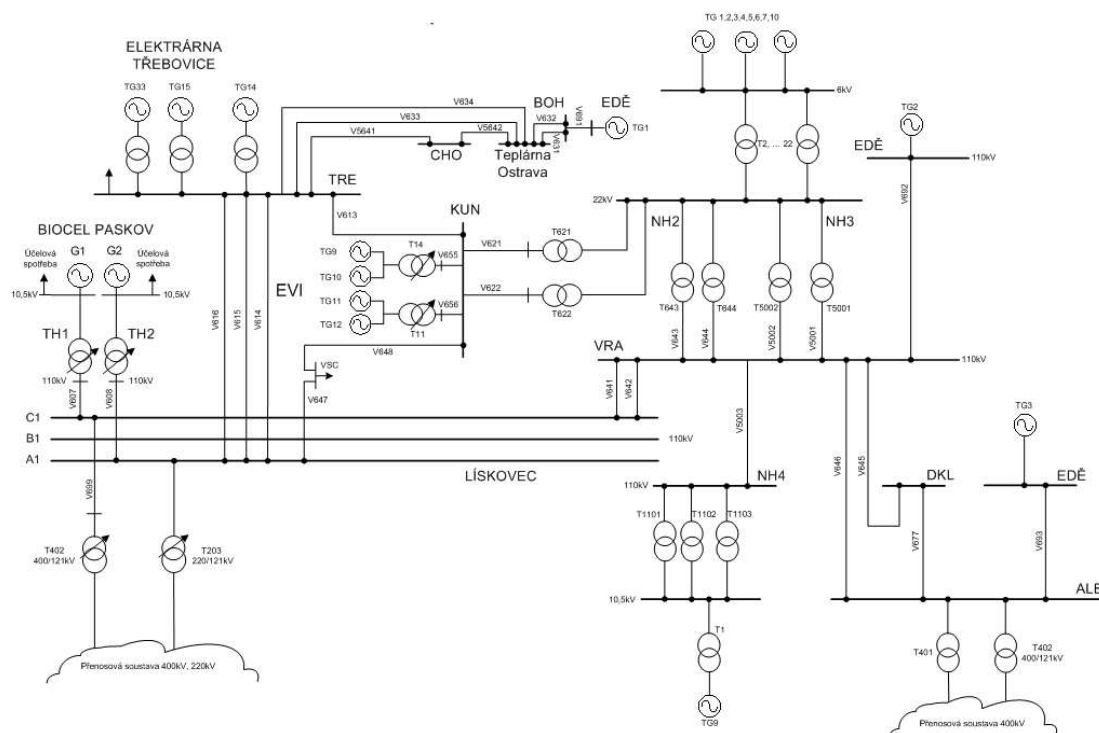
Rozvodna Vratimov je přímo propojena vedením V646 s transformovnou 400/110kV Albrechtice a vedeními V641 a V642 s transformovnou 220/110 kV Lískovec. Do rozvodny Vratimov je vyveden generátor TG2 Elektrárna Dětmárovice (EDE) a do transformovny Albrechtice pak generátor TG3 EDE. Z transformovny Lískovec je napájen areál Biocelu Paskov se dvěma místními generátory.

Rozvodna Kunčice je propojena také s transformovnou Lískovec a s rozvodnou Třebovice. Do rozvodny Kunčice jsou přes transformaci 110/22kV vyvedeny čtyři generátory a do rozvodny Třebovice tři generátory místní elektrárny.

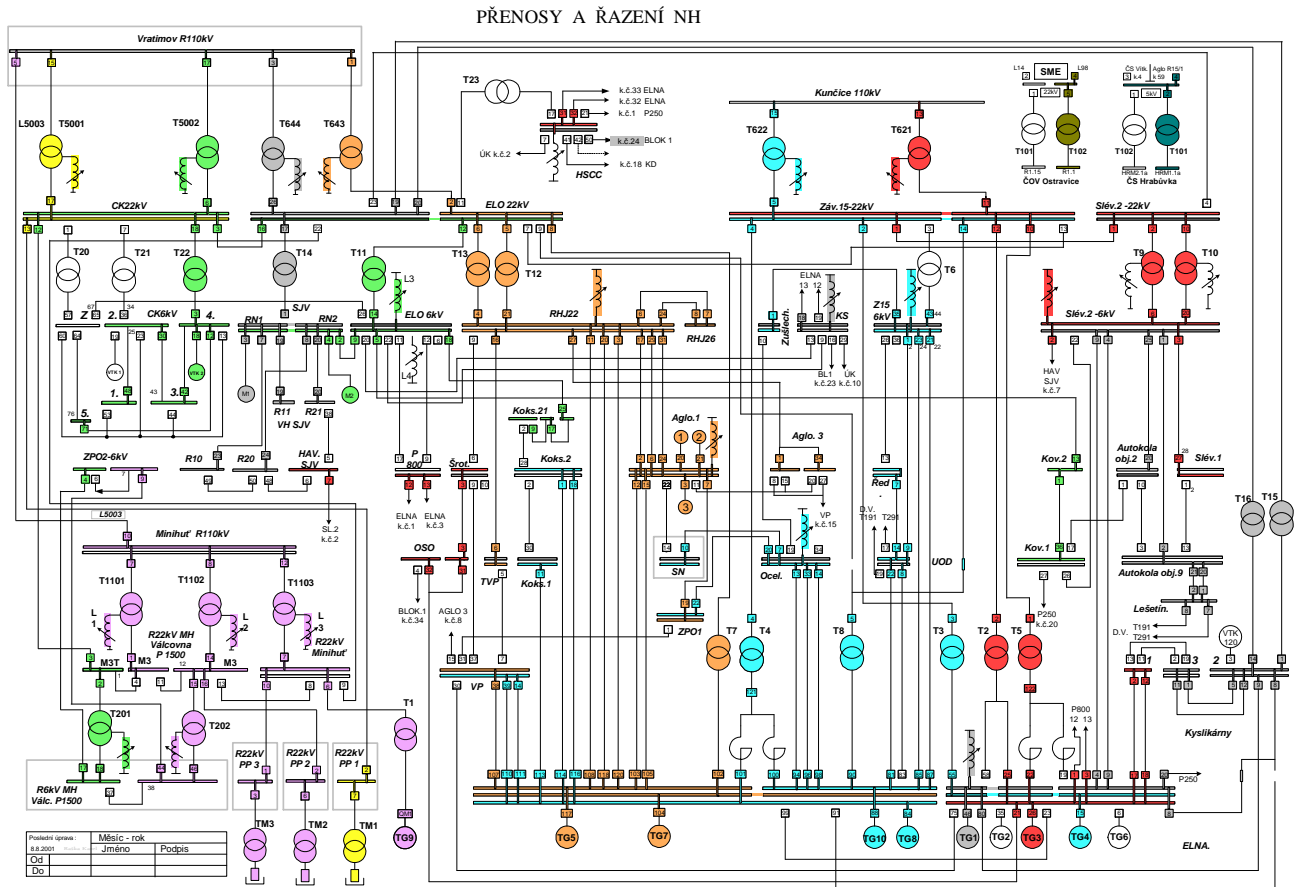
Konkrétní způsob zapojení je dán přípravou provozu PDS a akceptuje jak zatížení soustavy, tak i dané omezovací podmínky.

LDS AMO je napájena z rozvodny Vratimov přímo přes čtyři transformátory 110/22kV (T5001, T5002, T643 a T644). Dále je pomocí vedení L5003 připojena rozvodna 110kV Minihuť se třemi transformátory 110/22kV (T1101 – T1103). Z rozvodny Kunčice je LDS AMO napájena dvěma transformátory 110/22kV (T621 a T622).

V základním zapojení (viz. obr. 34) je LDS AMI rozdělena na sedm galvanicky oddělených modulů, které jsou samostatně napájeny z DS 110kV vždy přes jeden transformátor 110kV/22kV (s výjimkou složitějšího zapojení Minihuti 110kV). V jiných provozních režimech se může zapojení měnit, ale soustava vždy zůstává z technických důvodů rozdělena na moduly. Transformace 22kV/6kV je realizována prostřednictvím transformátorů T1 – T16, T20 – T22, T201 a T202. Všechny uvedené transformátory mají regulaci odboček pod zatížením a je možné je zapojit do regulace U a Q.



Obr. č. 33: DS v okolí LDS AMO



Obr. č. 34: Jednopolové schéma LDS AMO

Regulační algoritmus ASRU LDS AMO je založen na těchto zásadách:

- ASRU LDS AMO udržuje zadané U na přípojnicích 22kV v určené toleranci pomocí generátorů zapojených do jednotlivých modulů LDS AMO.
- Transformátory 110kV/22kV mají nastaveny odbočky tak, aby tok Q mezi oběma soustavami byl minimální (blízký nule).
- Transformátory 22kV/6kV, které nejsou na nižší straně zapojeny do přípojníc 6kV s generátory, udržují napětí na své nižší straně v zadané toleranci U .
- Transformátory 22kV/6kV, které jsou na nižší straně zapojeny do přípojníc 6kV s generátory, udržují napětí na své nižší straně v zadané toleranci U v případě vyčerpání regulačního rozsahu těchto generátorů nebo v případě jejich odstavení.

8.5.3. Ukázka funkce ASRU AMO

Pro ukázky funkce ASRU AMO bude využit pilotní uzel na přípojnici nižší strany transformátoru T1103, do něhož je přímo zapojena Pánvová pec č. 3 (PP3) a generátor č. 9.

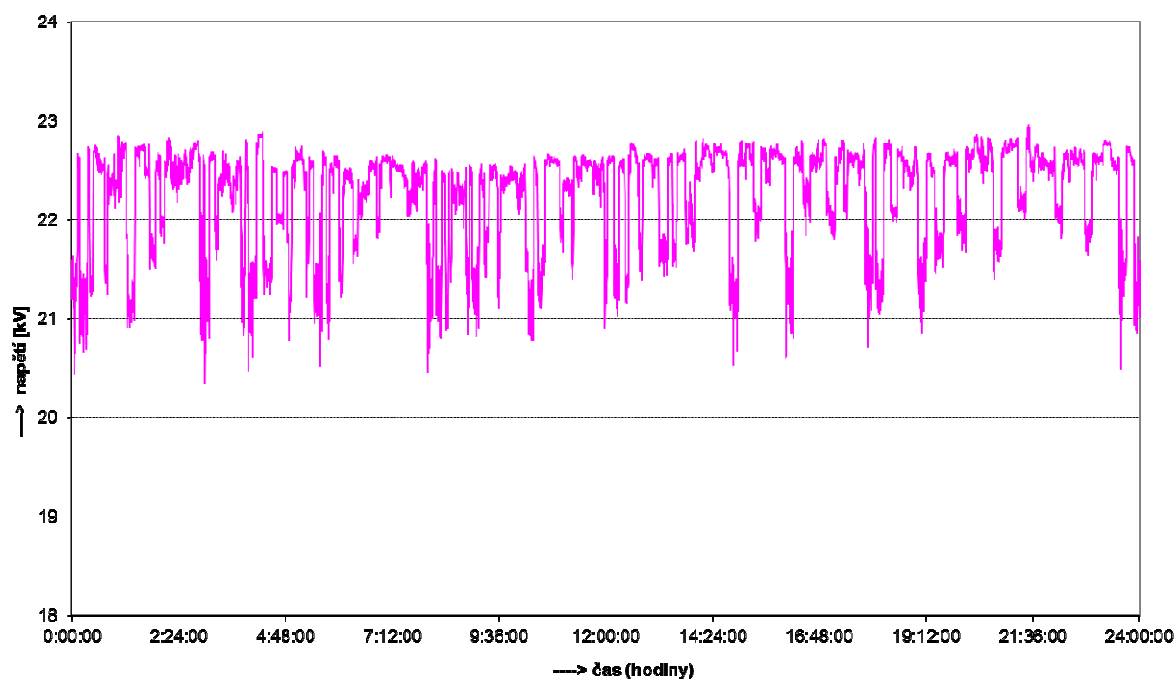
Pánvová pec č. 3 (PP3)

Projektovaná kapacita - 944 000 t/rok.

V pánvové peci dochází k úpravě chemického složení struskotvornými a legujícími přísadami, k chemické a teplotní homogenizaci probubláváním tekutého kovu argonem a k ohřevu střídavým elektrickým obloukem na požadovanou licí teplotu. Při svém provozu zatěžuje soustavu neustálou skokovou změnou napětí.

Rozbory průběhů:

PP3 v provozu, TG9 mimo provoz, ASRU mimo provoz (30. září 2008)

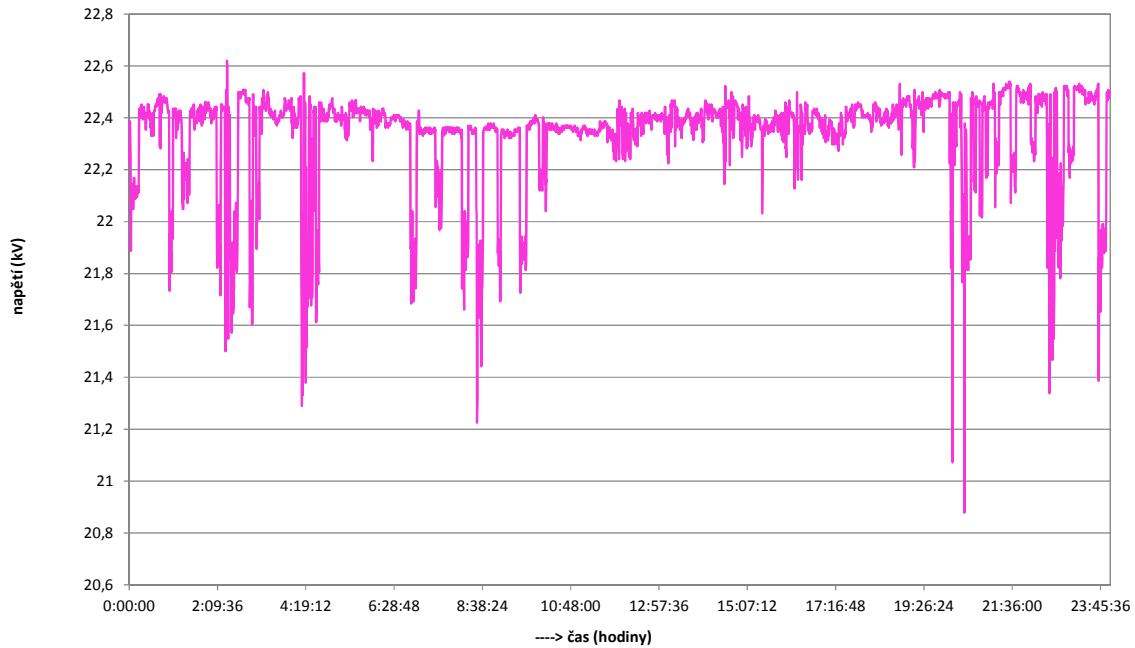


Graf č. 7: PP3 v provozu, TG9 mimo provoz, ASRU mimo provoz - napětí

Komentář ke grafu č. 7:

- V případě vypnutí TG9 nedochází ani k částečnému tlumení skokových změn napětí pomocí PRN tohoto generátoru a pochopitelně ani k regulaci U a Q.
- Z hlediska DS110kV se jedná o nejméně příznivý provozní stav, neboť napěťové poruchy se přenášejí do regionální distribuční soustavy a tím i ke konečnému odběrateli elektřiny.

PP3 v provozu, TG9 v provozu, ASRU mimo provoz (31.října 2008)

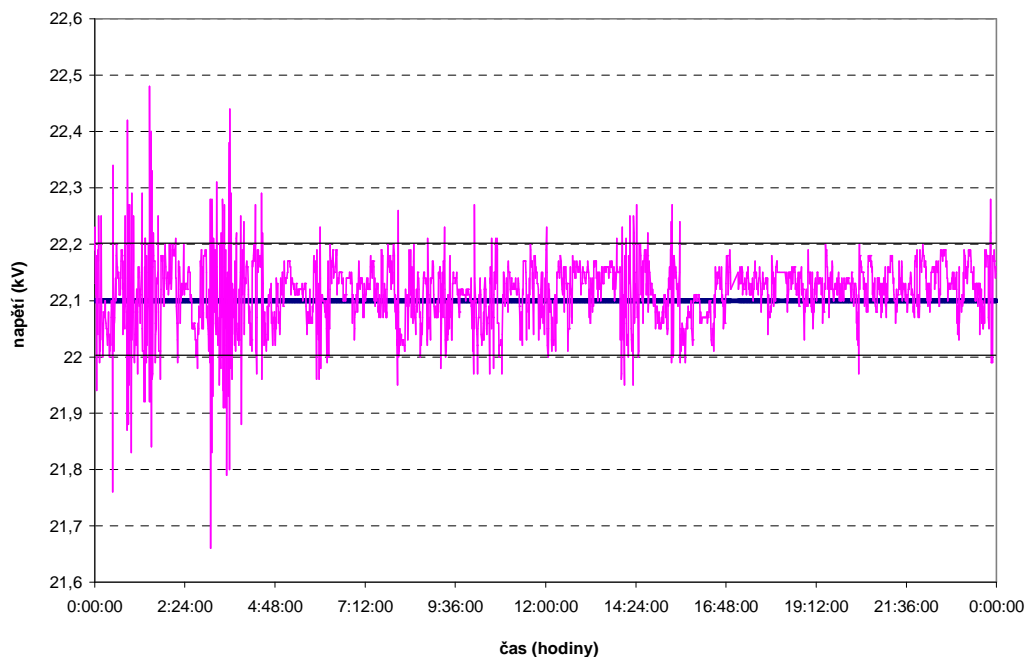


Graf č. 8: PP3 v provozu, TG9 v provozu, ASRU mimo provoz - napětí

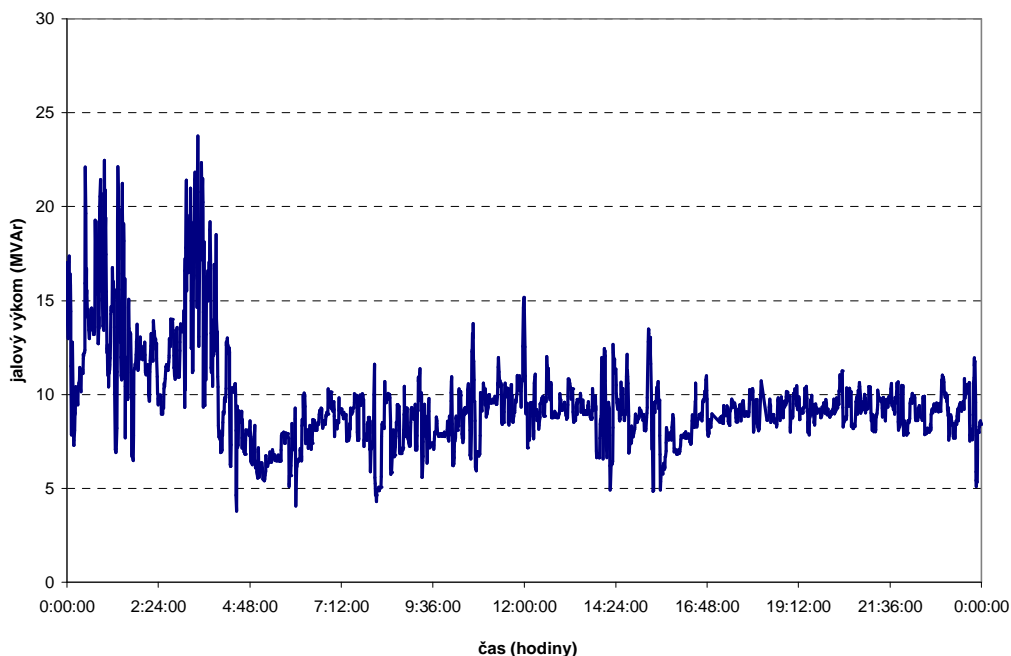
Komentář ke grafu č. 8:

- V grafu č. se již uplatňuje tlumící schopnost PRN TG9 a napěťové změny již proto nejsou tak významné jako při provozu bez TG9. PRN reguluje pouze zadané napětí generátoru a proto není schopen udržovat zadanou hodnotu napětí na přípojnici 22kV.
- Z průběhu je i vidět vhodnost instalace generátorů v elektrické blízkosti těžkých odběrů pro využití jejich tlumící schopnosti.
- Přítomnost generátorů v blízkosti těžkých odběrů by mohl být i jedním z argumentů při jednání o povolení zapojení dalších těžkých odběrů do sledované části soustavy.

PP3 částečně mimo provoz, TG9 v provozu, ASRU v provozu (neděle 6. května 2012)



Graf č. 9: PP3 částečně mimo provoz, TG9 v provozu, ASRU v provozu - napětí

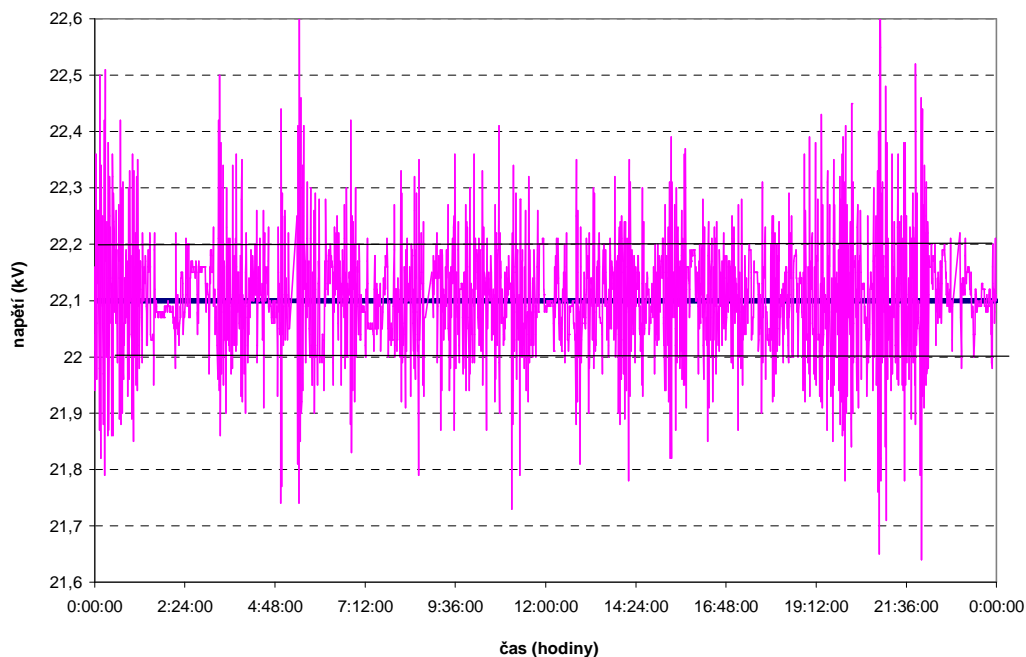


Graf č. 10: PP3 částečně mimo provoz, TG9 v provozu, ASRU v provozu – jalový výkon

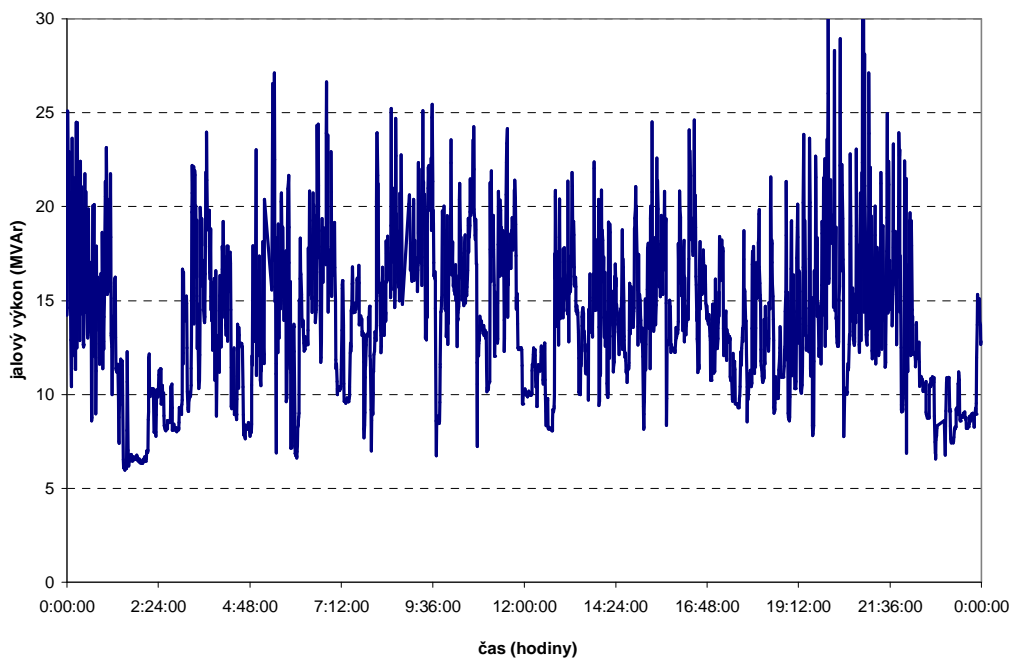
Komentář ke grafům č. 9 a 10:

- ASRU AMO reguluje na zadanou hodnotu 22,1kV s tolerancí 0,11kV v rychlé regulační smyčce, což umožňuje rychlou reakci na každou vzniklou regulační odchylku.
- Napětí se daří držet pomocí regulačních zásahů relativně konstantní.

PP3 v provozu, TG9 v provozu, ASRU v provozu (čtvrtek 3. května 2012)



Graf č. 11: PP3 v provozu, TG9 v provozu, ASRU v provozu - napětí



Graf č. 12: PP3 v provozu, TG9 v provozu, ASRU v provozu – jalový výkon

Komentář ke grafu č. 11 a 12:

V současné době nejčastější provozní stav, při kterém ASRU AMO významně eliminuje napěťové změny generované PP3 a částečně také PP1 a PP2. K regulačním zásahům dochází prakticky v každém regulačním cyklu.

8.5.4. Výhody

ASRU LDS ve variantě č. 3 má tyto výhody:

- Spolehlivě ochrání uživatele své vlastní LDS od běžných napěťových poruch z DS 110kV.
- Spolehlivě ochrání uživatele regionální DS od běžných napěťových poruch generovaných ve své LDS.
- Je investičně relativně levné řešení, neboť ASRU LDS v3 nepotřebuje znát topologii vlastní spotřeby areálu LDS a nepotřebuje ke své činnosti komunikaci se stanicí ARN DS.
- V případě ostrovního provozu LDS je ASRU LDS v3 zcela funkční a maximálně potřebuje úpravu některých regulačních parametrů.

8.5.5. Nevýhody

ASRU LDS ve variantě č. 3 má tyto nevýhody:

- Nejedná se o placenou podpůrnou službou, neboť ASRU LDS v3 z pohledu PDS pouze plní podmínky k DS 110kV.
- Nepomáhá chránit uživatele regionální DS od běžných napěťových poruch generovaných v DS 110kV.
- Je investičně hodně drahé řešení, neboť ASRU LDS v3 potřebuje znát ke své korektní regulační činnosti celou aktuální topologii vlastní spotřeby areálu LDS.

8.5.6. Poznámky

- ASRU LDS v3 může být také součástí Smart Grid LDS a sdílet s tímto systémem většinu sbíraných dat, což může zvýšit efektivitu vynaložených investičních prostředků.
- Před spuštěním ASRU AMO byla na všech generátorech provedena výměna PRN za plně elektronické, neboť starší typy PRN s mechanickými prvky by takto extrémní zatížení nemusely vydržet.
- Po spuštění ASRU AMO již prakticky nedochází ke změně odbočky transformátoru T1103, neboť ASRU AMO dokáže eliminovat každou napěťovou odchylku dříve, než je splněno rozhodovací kritérium pro změnu odbočky na tomto transformátoru.

9. ASRU větrného parku

9.1. Popis problematiky

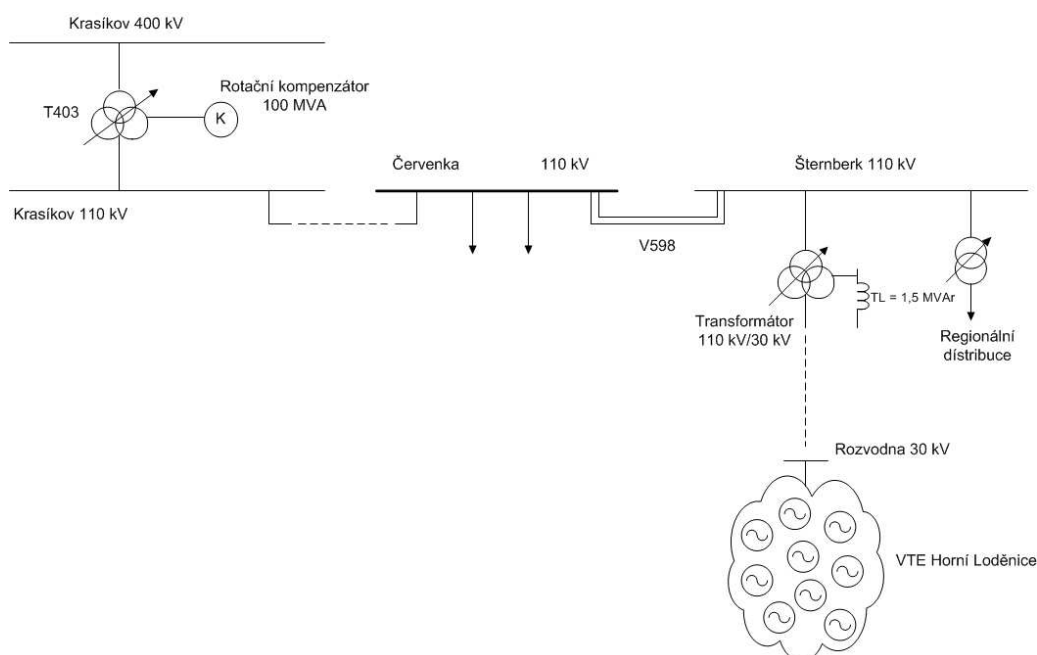
Do DS 110kV se zapojují VtE s instalovaným výkonem vyšším jak 10MW a jedná se tak vždy o skupinu VtE spojenou do větrného parku (VP), která je do DS 110kV zapojena v určené rozvodně transformátorem 110kV/vn. Konkrétní připojovací podmínky jsou dány aktuálními PPDS a v případě DS 110kV je ze strany PDS požadována studie připojitelnosti, která řeší také otázku velikosti změny napětí v přípojném místě. Do jedné rozvodny může být zapojeno více VP.

Technické možnosti zapojení VP do Systému regulace U a Q budou demonstrovány na příkladu VP Horní Loděnice.

9.2. VP Horní Loděnice

9.2.1. Zapojení VP Horní Loděnice do DS 110kV

VP Horní Loděnice je zapojen do rozvodny 110kV Šternberk, která může být připojena buď do oblasti 110kV Krasíkov s transformátory T401, T402, T403 nebo Prosenice s transformátory T201, T202 (pouze výjimečné zapojení, které již dále v textu nebude uvažováno). Schematické zobrazení vyvedení výkonu VP Horní Loděnice je na obr. č. 35.



Obr. č. 35: VP Horní Loděnice a rozvodna Šternberk 110kV

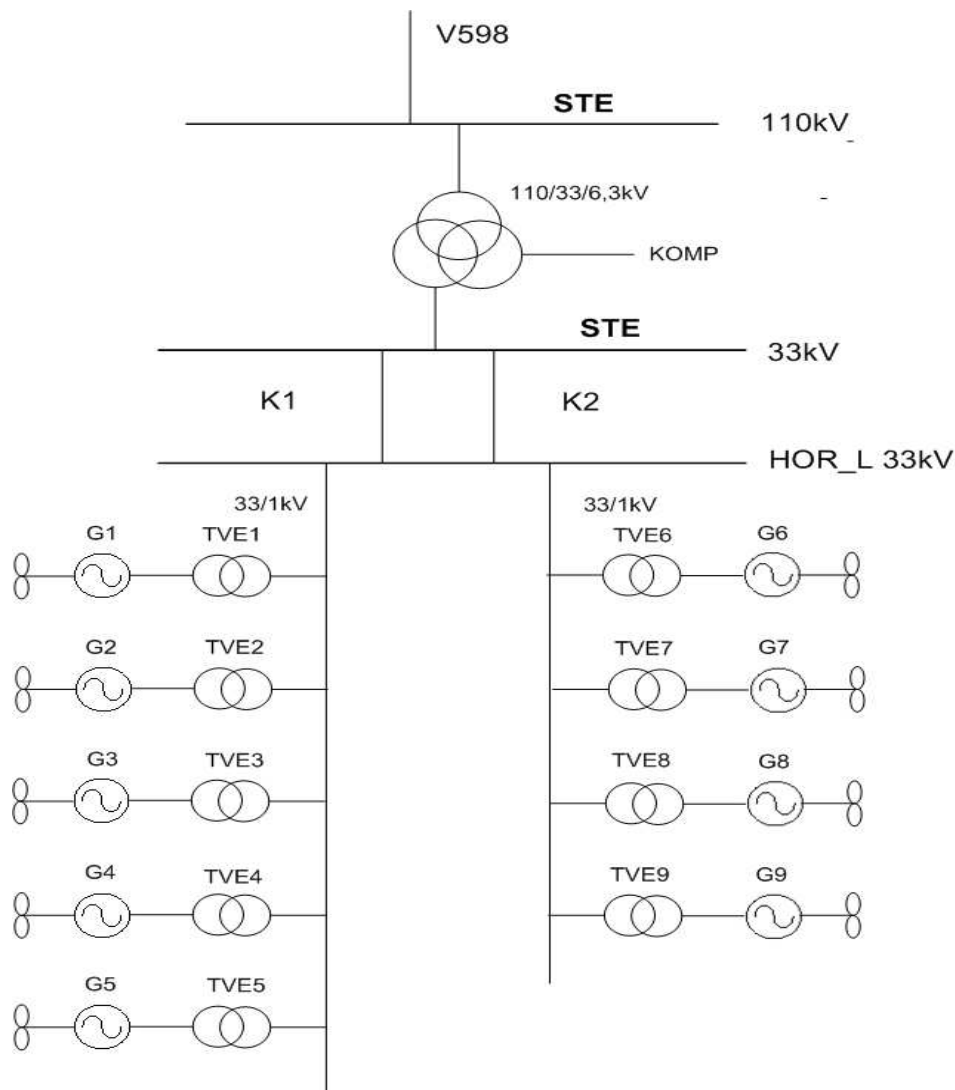
UO 110kV Krasíkov je relativně málo zatížená soustava s malým počtem průmyslových podniků. Rozvodna Šternberk je UO 110kV zapojena pouze vedením V598, což prakticky znamená její nižší napěťovou stabilitu.

Původně byla UO 110kV napájena přes dvojvinuťový transformátor v Krasíkově, ale z důvodu zvýšení napěťové stability celé soustavy a také zlepšení podmínek pro provoz VP Horní Loděnice bylo zapojení upraveno. V současné době je soustava napájena přes trojvinuťový transformátor 400/110kV, který má do terciárního vinutí zapojen rotační kompenzátor 100 MVar.

Do rozvodny Šternberk 110kV je v budoucnu plánováno zapojení druhého VP.

9.2.2. Popis VP Horní Loděnice

VP Horní Loděnice tvoří devět VtE typu Vestas V90-3 s generátorem o výkonu 2MW a s transformátorem 1/33kV, propojených kabely do vstupní rozvodny 30kV Horní Loděnice a odtud kabelovým vedením 30kV k transformátoru 110/30/6,3kV v rozvodně 110kV Šternberk (obr. 36). Vzdálenost mezi rozvodnou a VP je asi 12km.

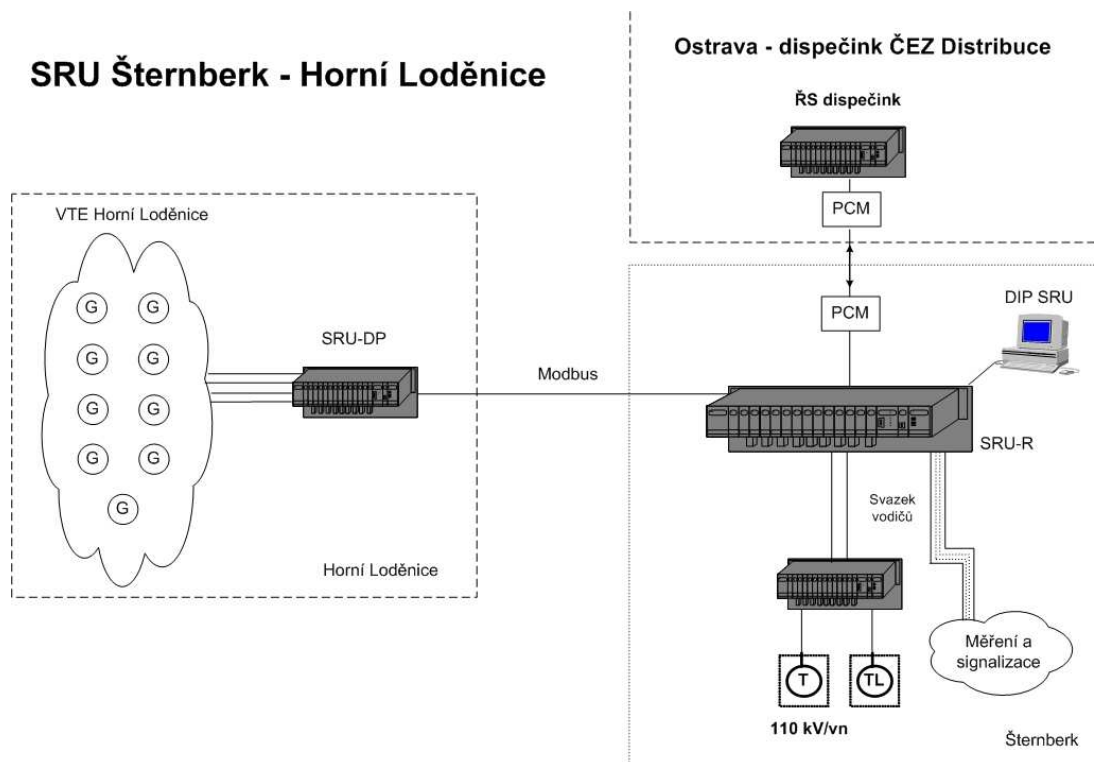


Obr. č. 36: VP Horní Loděnice a rozvodna Šternberk 110kV

9.2.3. Technické řešení ASRU VP Horní Loděnice

Na obr. 37 je blokové schéma technického řešení ASRU VP Horní Loděnice.

V případě ASRU VP Horní Loděnice se nejedná pouze o samostatnou regulaci Q každého generátoru VtE, to by nemělo praktický smysl, ale jedná se o regulaci Q celého VP současně, což jsou nejenom samotná VtE, ale také transformátor, tlumivka a vlastně i kabely. To všechno ovlivňuje aktuální výrobu Q VP.



Obr. č. 37: Schéma technické realizace ASRU VP Horní Loděnice

Jádrum ASRU Horní Loděnice je stanice SRU-R (regulátor se zápornou zpětnou vazbou), která je umístěna na rozvodně 110kV Šternberk. V konzole VtE č. 1 je umístěna podstanice SRU-DP, která komunikuje s hlavní stanicí pomocí komunikačního protokolu Modbus a je propojena s řídicím systémem VP pomocí v/v jednotek (toto náhradní technické řešení bylo zvoleno z důvodu SW uzavřenosti ŘS VP pro další komunikace). SRU-R dále přímo ovládá přepínač odboček transformátoru 110/30kV, vypínač tlumivky a předává informace do ŘS dispečinku Ostrava. K SRU-R je připojeno diagnostické pracoviště, které umožňuje monitorování a archivaci dat.

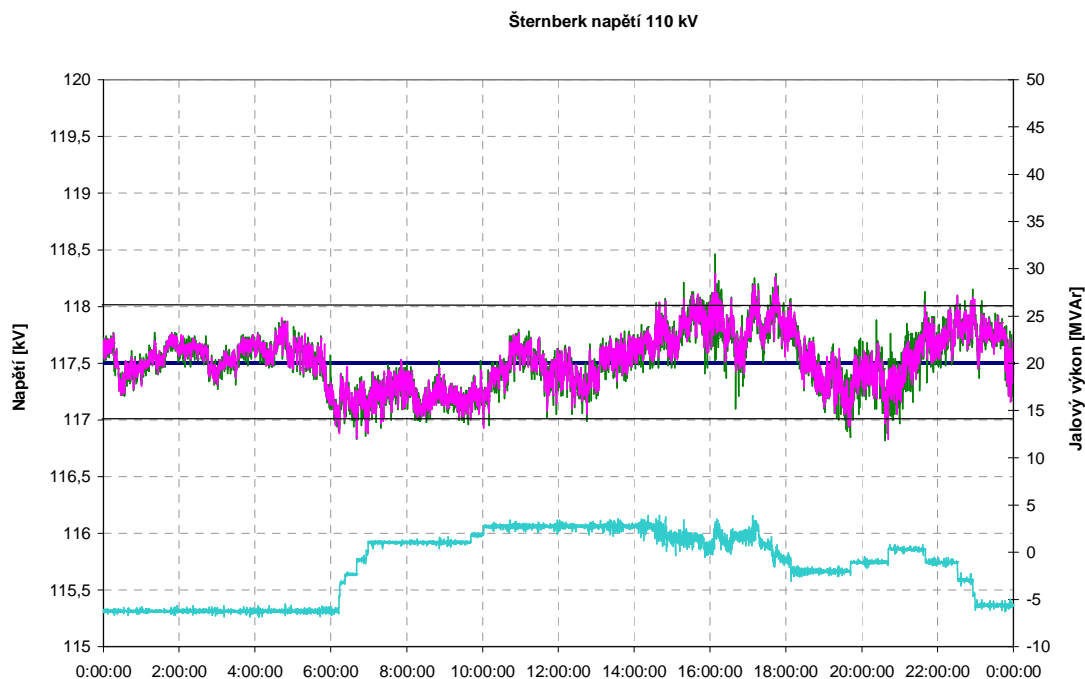
V rámci stanice SRU-DP je také realizována regulace (omezování) činného výkonu VP.

Na rozvodně 110kV Šternberk je pouze jedno měření napětí (jedna nedělená přípojnice), které ASRU VP využívá jako regulovanou veličinu. Tolerance U je trvale nastavena na hodnotu 0,5kV, interval mezi dvěma regulacemi na 20 sekund a zadané napětí 110kV se prakticky nemění. VP zajišťuje regulaci napětí 110kV, transformátor 110/30kV udržuje napětí 30kV v zadaných mezích a tlumivka je zapínána při dlouhodobém překročení hodnoty napětí.

9.3. Prezentace regulačních vlastností ASRU VP Horní Loděnice

9.3.1. Ukázkový regulační průběh

Na grafu č. 13 je denní průběh regulovaného napětí v pilotním uzlu, které bylo po celý den spolehlivě udrženo v zadaném tolerančním pásmu napětí. Bylo to dáno vhodným zadaným napětím ve Šternberku i Krasíkově, výbornými větrnými podmínkami a absencí větších napěťových poruch v ES.



Graf č. 13: Ukázkový regulační průběh - napětí

Legenda:

tmavě modrá – zadaná hodnota napětí

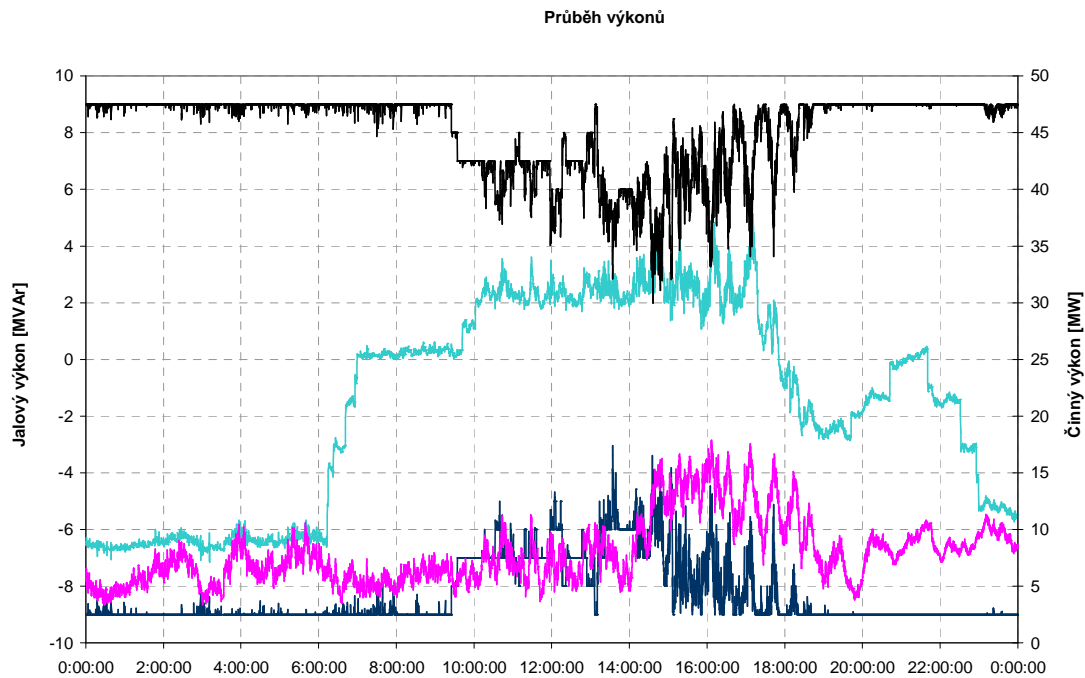
červená – regulovaná hodnota napětí

světle modrá – aktuálně měřená hodnota jalového výkonu

Komentář ke grafu č. 13:

- Z průběhu je vidět změna charakteru dodávky jalového výkonu VP do soustavy během dne pro udržení zadaného napětí. V ranních a večerních hodinách ASRU VP odčerpává jalový výkon ze soustavy a naopak během dne jalový výkon do soustavy dodává.
- Z průběhu regulovaného napětí je vidět neustálá napěťová fluktuace, na kterou ASRU VP musí reagovat. Tuto fluktuaci by šlo ještě více omezit zúžením napěťové tolerance, ale znamenalo by to také větší počet regulačních zásahů.

Na grafu č. 14 je denní průběh činného a jalového výkon a regulačních rezerv jalového výkonu ze stejného dne jako na grafu č. 13



Graf č. 14: Ukázkový regulační průběh - výkony

Legenda:

světle modrá – aktuálně měřená hodnota jalového výkonu

černá – kladná rezerva jalového výkonu

tmavě modrá – záporná rezerva jalového výkonu

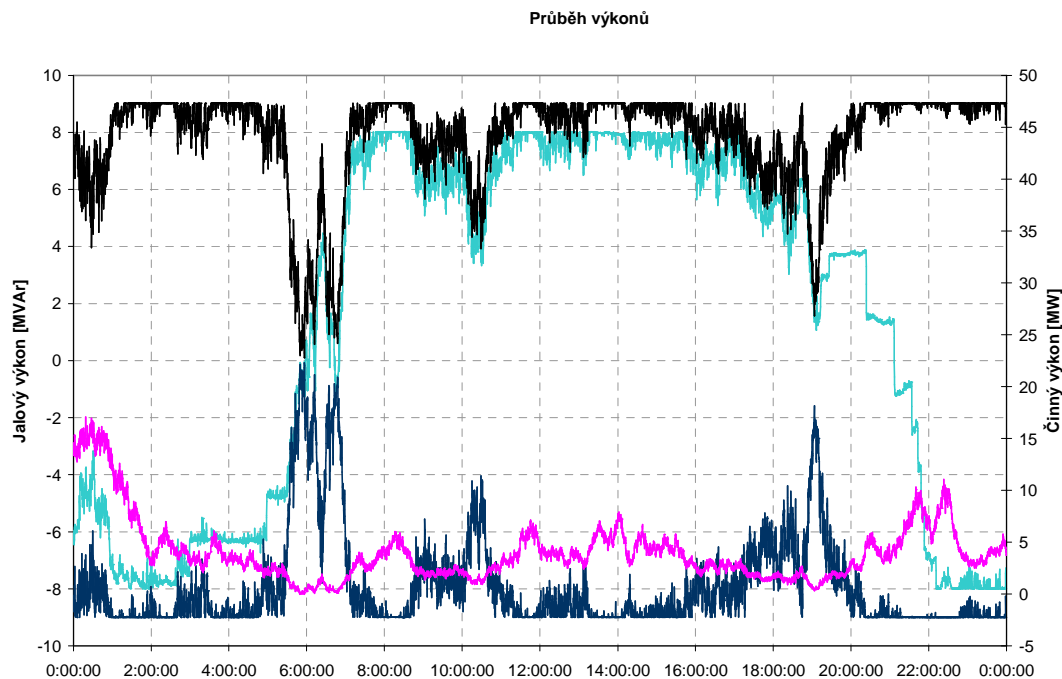
fialová – činný výkon

Komentář ke grafu č. 14:

- Během dne byla značně proměnná výroba činného výkonu VP, což vyvolávalo i průběžné změny regulačního rozsahu jalového výkonu VP a to hlavně v odpoledních hodinách.

9.3.2. Prokázání nezávislosti Q na aktuální velikosti výroby P

Na grafu č. 15 je prokázáno, že velikost regulační rezervy Q VP nezáleží tolik na aktuální velikosti výroby činného výkonu VP, ale na počtu aktuálně pracujících VtE v rámci sledovaného VP. Dynamická změna regulační rezervy Q je proto dána hlavně výrobou nebo nevýrobou jednotlivých generátorů VtE a případně jejich výrobou při minimálním a maximálním P, kdy není možné využít celý provozní diagram generátoru VtE.



Graf č. 15: Nezávislost Q na aktuální velikosti výroby P

Legenda:

světle modrá – aktuálně měřená hodnota jalového výkonu

černá – kladná rezerva jalového výkonu

tmavě modrá – záporná rezerva jalového výkonu

fialová – činný výkon

Komentář ke grafu č. 15:

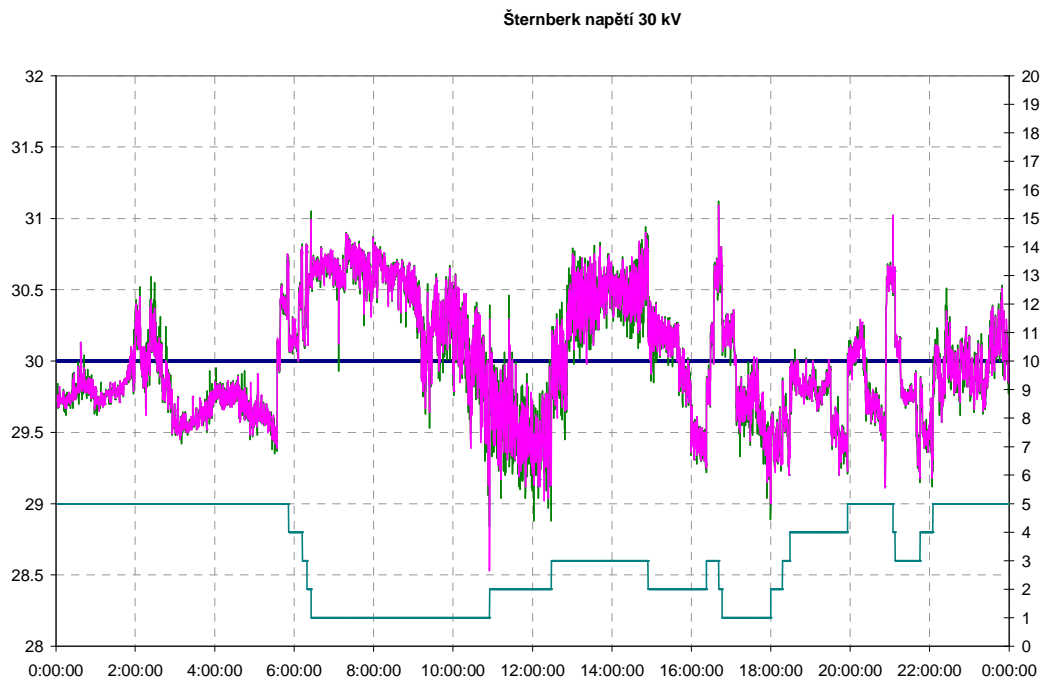
Mezi 0:00 – 2:00 dochází k zúžení rezervy regulačního jalového výkonu z důvodu vysoké výroby činného výkonu.

Mezi 2:00 – 5:30 hod. je k dispozici plná regulační rezerva jalového výkonu VP a to i při velice nízké výrobě činného výkonu.

Okolo 6:00 hod. dochází k nulování regulační rezervy jalového výkonu z důvodu nulové výroby činného výkonu.

9.3.3. Regulace odboček transformátoru 110kV/vn

Na grafu č. 16 je znázorněn počet změn odboček na transformátoru 110kV/vn během běžného dne. Ke změně odbočky dochází při nedodržení tolerančního pásma napětí 30kV po konkrétní nastavenou dobu.



Graf č. 16: Regulace odboček transformátoru 110kV/vn

Legenda:

tmavě modrá – zadaná hodnota napětí

červená – regulovaná hodnota napětí

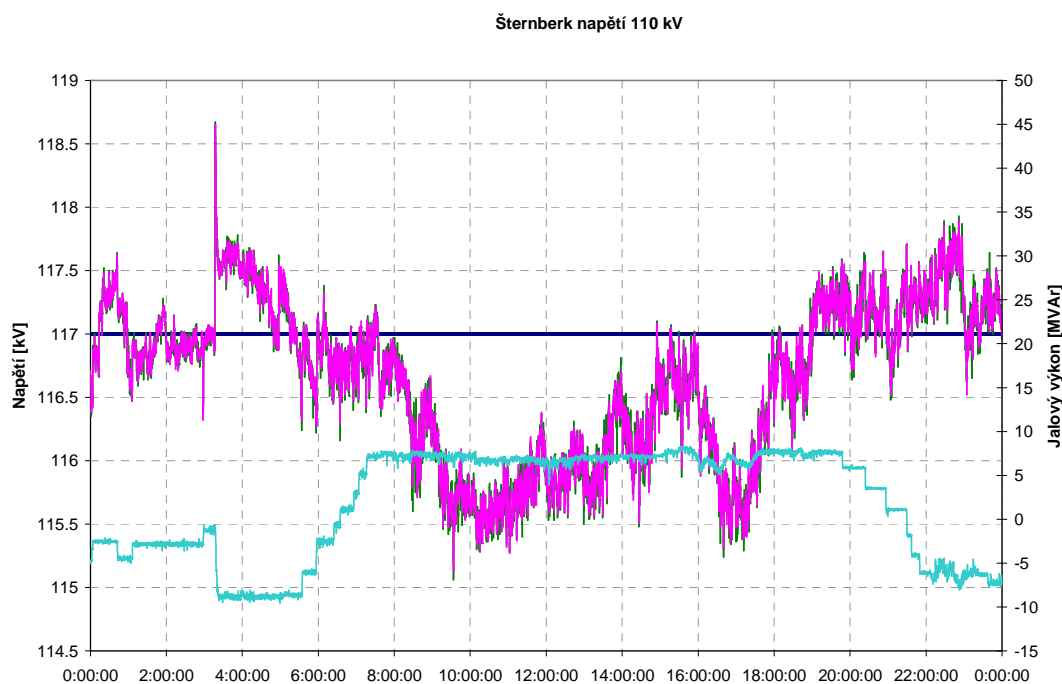
světle modrá – číslo odbočky transformátoru 110kV/vn

Komentář ke grafu č. 16:

- V případě, že VP musí reagovat na časté významné napěťové změny v soustavě, dochází také zákonitě k nárůstu počtu regulací na transformátoru 110kV/vn a tím i k jeho rychlejšímu opotřebení a zvýšení rizika jeho poruchy.
- V případě dosažení mezní odbočky transformátoru 110kV/vn se čerpání jalového výkonu v daném směru zastavuje a napěťovou regulační odchylku tak nelze eliminovat.
- Specifickým problémem VP Horní Loděnice je možnost využívání pouze omezeného počtu odboček na transformátoru 110kV/vn (odbočky 1 – 5).

9.3.4. Reakce ASRU na napět'ové poruchy v regulované soustavě

Z grafu č. 17 je vidět v ranních hodinách vznik napět'ové odchylky vyvolané externím zdrojem (konkrétně se jedná o transformátor PS/110kV), kdy se U skokově dostalo mimo zadané toleranční pásmo U. Na tuto napět'ovou odchylku okamžitě reagovalo ASRU VP snížením dodávky Q do regulované soustavy a to až na krajní zápornou mez rezervy Q, což umožnilo opětné stabilizování U v tolerančním pásmu.



Graf č. 17: Reakce ASRU na napět'ové poruchy v regulované soustavě

Legenda:

tmavě modrá – zadaná hodnota napětí

červená – regulovaná hodnota napětí

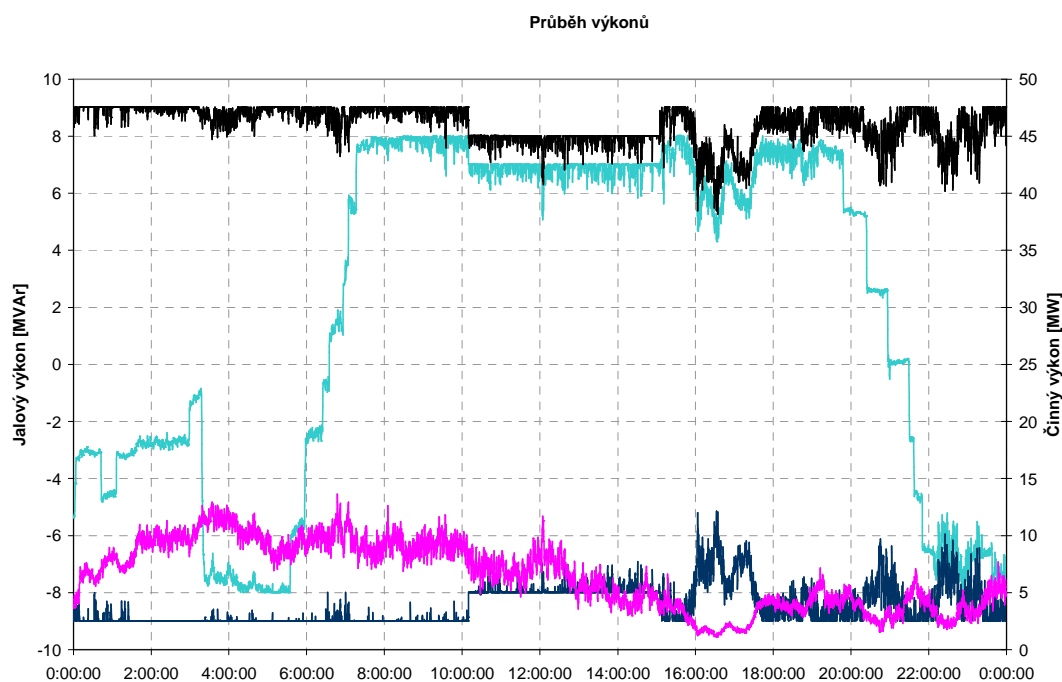
světle modrá – aktuálně měřená hodnota jalového výkonu

Komentář ke grafu č. 17:

- Z grafu je vidět, že se celkově jednalo o den s významnými napět'ovými změnami, neboť ASRU VP pracovalo dlouhodobě s vyčerpaným regulačním rozsahem Q ve směru dodávky Q do soustavy, aniž se ASRU VP dařilo eliminovat napět'ovou odchylku. V tomto případě již je potřeba zásahu dispečera v regulované soustavě pro zlepšení napět'ových poměrů a případně snížení zadaného U pro ASRU VP.

9.3.5. Certifikace regulačního rozsahu Q u VP

V případě VP nelze provádět certifikaci podpůrné služby stejným způsobem jako je to u klasických elektráren a tepláren, což vychází z proměnného charakteru výroby P a Q u VP. Jedinou reálnou možností je dlouhodobé sledování schopnosti VP využívat celý rozsah rezervy Q (viz. graf č. 18). Rezervu Q_{min} a Q_{max} generuje ŘS VP a lze jí kontrolovat pomocí informace o aktuálním počtu pracujících VtE a provozním diagramu VtE (existují rozdíly mezi jednotlivými výrobci).



Graf č. 18: Certifikace regulačního rozsahu Q u VP

Legenda:

světle modrá – aktuálně měřená hodnota jalového výkonu

černá – kladná rezerva jalového výkonu

tmavě modrá – záporná rezerva jalového výkonu

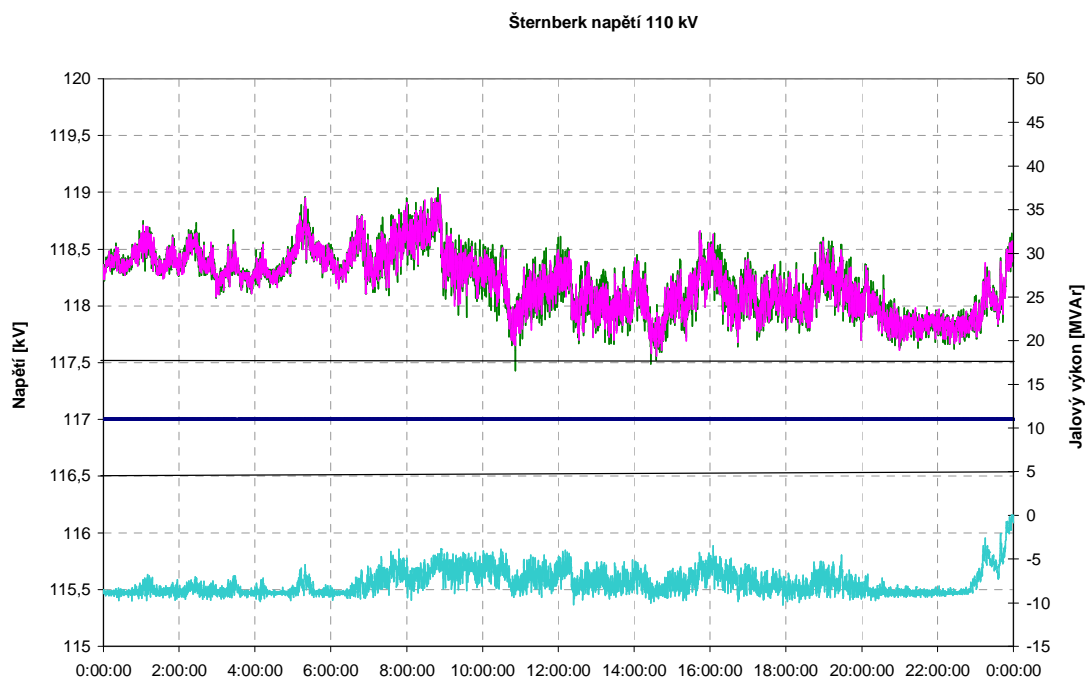
červená – činný výkon

Komentář ke grafu č. 18:

- Z denního průběhu aktuální výroby Q VP je přesně vidět jak ASRU VP tento regulační Q využívá (žádný další systém současně Q neovládá) a jak konkrétně využívává mezi regulačního Q, které má aktuálně k dispozici. V uvedeném případě ASRU VP opravdu využilo plnou nabízenou rezervu Q a to jak na straně Q_{min} , tak i na straně Q_{max} a splňuje určené technické požadavky.

9.3.6. Chybně zadané napětí 110kV

Na grafu č. 19 je vidět denní průběh napětí v rozvodně Šternberk 110kV, kdy vlivem napěťových poměrů v UO110kV Krasíkov není ASRU VP schopno eliminovat napěťovou odchylku. Důvodem je aktuálně nízká hodnota zadaného napětí 110kV a z toho vyplývající velká regulační odchylka napětí, kterou není ASRU VP schopno se svojí regulační rezervou Q eliminovat.



Graf č. 19: Chybně zadaná hodnota napětí

Legenda:

tmavě modrá – zadaná hodnota napětí

červená – regulovaná hodnota napětí

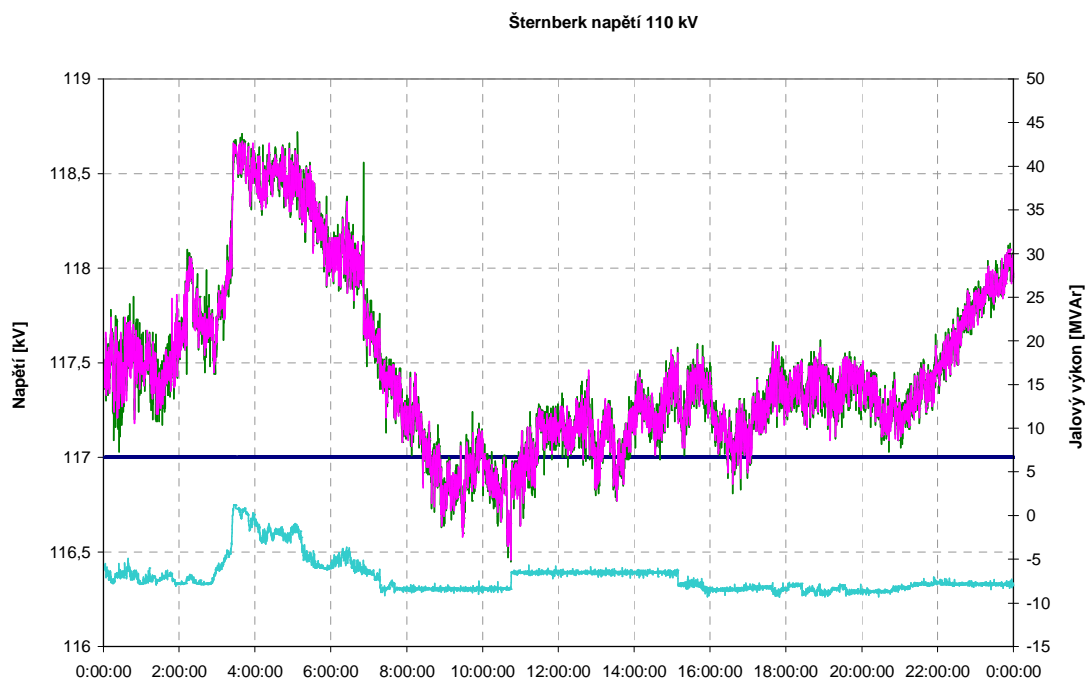
světle modrá – aktuálně měřená hodnota jalového výkonu

Komentář ke grafu č. 19:

- Při špatně zadaném U nebo při absenci spolupráce s transformátorem PS/110 kV ASRU VP nereguluje napětí, ale pouze omezuje toky Q . Bez spolupráce s tímto transformátorem nelze udržet během celého dne napětí v pilotním uzlu v zadaném tolerančním pásmu a tím i dostatečnou rezervu Q pro eliminaci fluktuace napětí v soustavě.
- Dvoudobý provoz ASRU VP (přetěžování VP) na mezní hranici čerpání jalového výkonu přináší také riziko výpadku některé VtE z důvodu podpětí nebo přepětí v soustavě 30kV větrného parku.
- K tomuto provoznímu stavu by nemělo prakticky docházet při zapojení ASRU VP do povelování zadané hodnoty U pomocí TRN DS.

9.3.7. Nežádoucí zvýšení napětí v rozvodně Šternberk vlivem VP

Na grafech č.20 a č.21 je vidět provozní stav v ranních hodinách, kdy došlo k rychlému a úplnému vyčerpání regulačního Q z důvodu zastavení provozu VP (nevhodné větrné podmínky). To vyvolalo skokové zvýšení U v rozvodně 110kV, neboť ASRU VP přestalo odsávat Q ze soustavy a tím i snižovat U.



Graf č. 20: Nežádoucí zvýšení napětí v rozvodně Šternberk vlivem VP - napětí

Legenda:

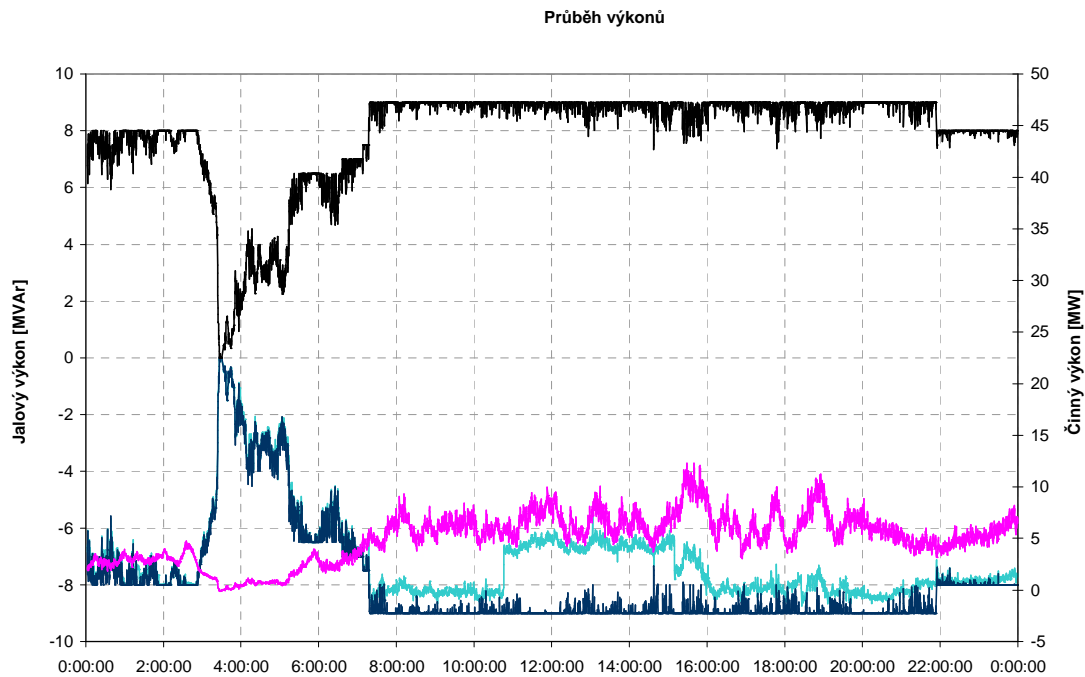
tmavě modrá – zadaná hodnota napětí

červená – regulovaná hodnota napětí

světle modrá – aktuálně měřená hodnota jalového výkonu

Komentář ke grafu č. 20:

- Tato změna napětí, kterou vyvolal VP Horní Loděnice, není pro provoz soustavy zásadním problémem, ale v případě, že se takto zachová současně několik velkých VP v přenosové soustavě (např. v přenosových soustavách Dánska, SRN, Španělska nebo Rumunska), tak může dojít k zásadnímu ovlivnění napěťové stability soustavy. Místní PPS by měl, při návrhu regulační strategie pro svoji soustavu, s tímto relativně častým jevem počítat. V tomto směru jsou VP dosti nespolehlivým akčním členem Systému regulace U a Q.



Graf č. 21: Nežádoucí zvýšení napětí v rozvodně Šternberk vlivem VP – jalový výkon

Legenda:

světle modrá – aktuálně měřená hodnota jalového výkonu

černá – kladná rezerva jalového výkonu

tmavě modrá – záporná rezerva jalového výkonu

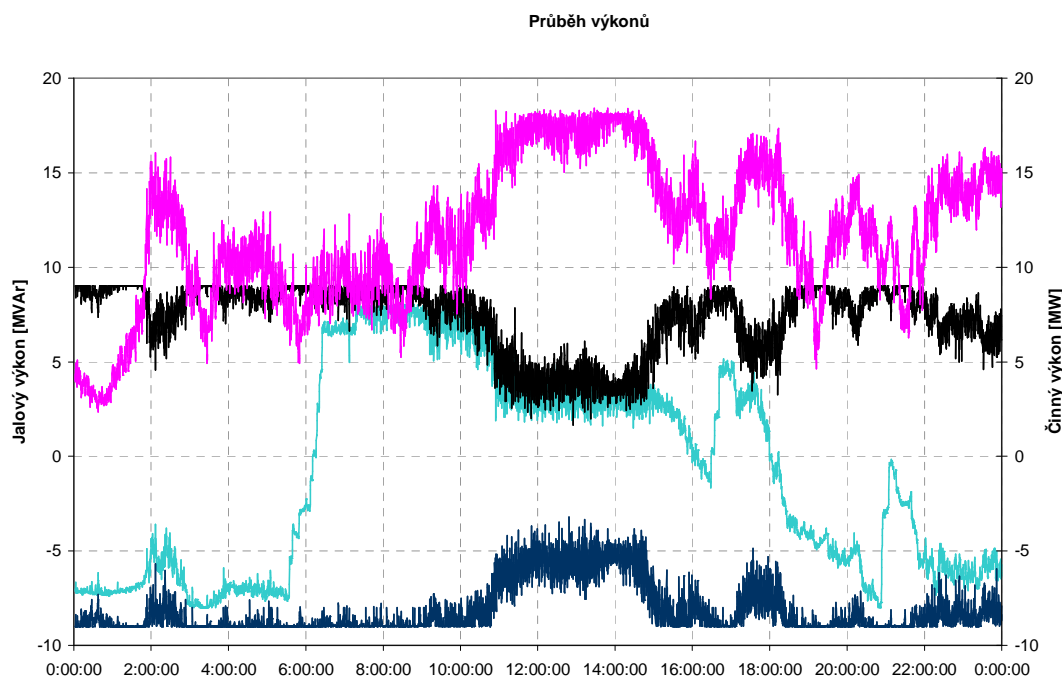
červená – činný výkon

Komentář ke grafu č. 21:

- Na grafu č. 21 je také prezentován zásadní problém pro zapojování ASRU VP do povelování pomocí TRN DS, neboť při podobných rychlých změnách regulačního rozsahu Q ASRU VP nelze korektně počítat optimální rozložení jalových výkonů v regulované soustavě.
- Riziko tohoto provozního stavu lze předpovídat z aktuálního měření rychlosti větru v lokalitě VP. V případě, že je tato rychlost nízká (např. kolem 4 m/s) nebo naopak hodně vysoká (např. kolem 25m/s) je riziko zastavení provozu VP a tím i regulace U a Q hodně vysoké.

9.3.8. Omezení regulační rezervy Q vlivem vysoké výroby P

Z grafu č. 22 je vidět regulační rozsah jalového výkonu VP vlivem vysoké výroby P, kdy se projevuje vlastnost provozního diagramu VtE s asynchronním generátorem s kotvou na krátko. Při vysoké výrobě P dochází ke zúžení regulačního pásma jalového výkonu VtE.



Graf č. 22 : Omezení regulační rezervy Q vlivem vysoké výroby P

Legenda:

- světle modrá – aktuálně měřená hodnota jalového výkonu
- černá – kladná rezerva jalového výkonu
- tmavě modrá – záporná rezerva jalového výkonu
- červená – činný výkon

Komentář ke grafu č. 22:

- Tento jev se projevuje nejvíce u VtE s asynchronním generátorem s kotvou na krátko a technicky je složité tuto jejich negativní vlastnost potlačit. U typů VtE, kde se jalový výkon vyrábí v elektronických obvodech, je toto omezení buď výrazně menší, nebo i zcela eliminováno (dle vyjádření výrobců).

9.3.9. Analýza průběhu napětí ze dne 26. 9. 2010

Úvod

Pro podrobnější ukázkou chování ASRU VP je v textu zařazena stručná analýza situace ze dne 26. 9. 2010 v pilotním uzlu Šternberk 110kV, kdy došlo k většímu počtu změn odboček transformátoru T403 v Krasíkově.

V pilotním uzlu Šternberk docházelo během dne ke skokovým změnám regulovaného (měřeného) napětí, které jsou vyvolány změnou odbočky transformátoru PS/110kV. Jedná se o skokové změny až 2kV.

Vyhodnocení průběhů

V grafu č. 23 jsou vyznačeny písmeny A – F napěťové změny (události) vyvolané změnou odbočky T403 Krasíkov na napětí 110kV Šternberk.

Z průběhů vyplývá, že UO 110kV je napěťově měkká soustava, neboť skoková změna napětí v transformovně Krasíkov 110kV se přenesla po celé soustavě v přibližně stejné velikosti jako v samotném Krasíkově.

Z grafu je také vidět, že ASRU Šternberk bylo po celý den na spodní hranici čerpání Q a prakticky neregulovalo napětí. Celý den se pouze snažilo odsávat ze soustavy přebytečný jalový výkon.

Událost A

00:59 najíždí Dlouhé Stráně HG2 na čerpání z 0 na -312 MW, Q na V457 (blokové vedení elektrárny Dlouhé Stráně) se mění z +50 MVar na -50 MVar

01:05 změna odbočky T403 v Krasíkově z 5 na 6

Událost B

07:01 konec čerpání Dlouhé Stráně HG2 z -298 MW na 0, Q na V457 se mění z -50 MVar na +50 MVar

07:05 změna odbočky T403 v Krasíkově z 6 na 5

Událost C

09:10 změna odbočky T403 v Krasíkově z 5 na 6

Událost D

13:55 změna odbočky z 6 na 5

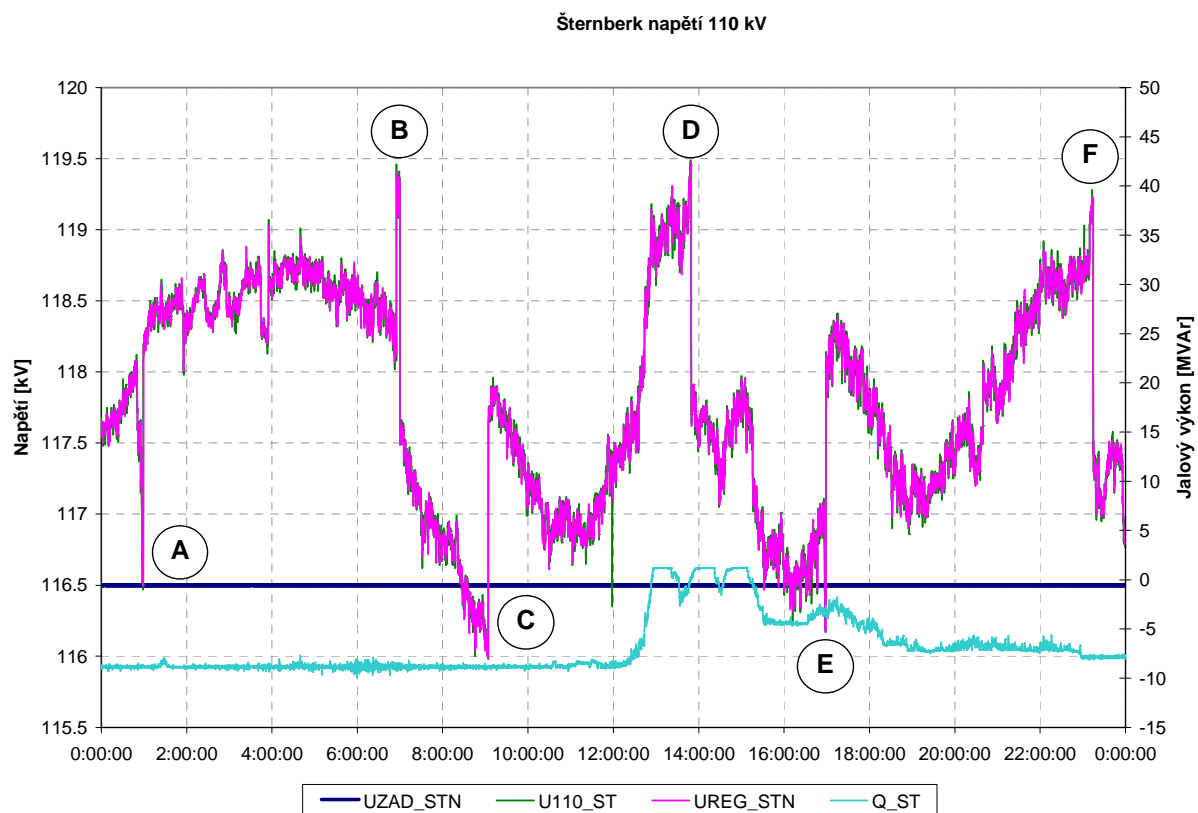
Událost E

17:01 najely Dlouhé Stráně na turbinový provoz

17:04 změna odbočky z 5 na 6

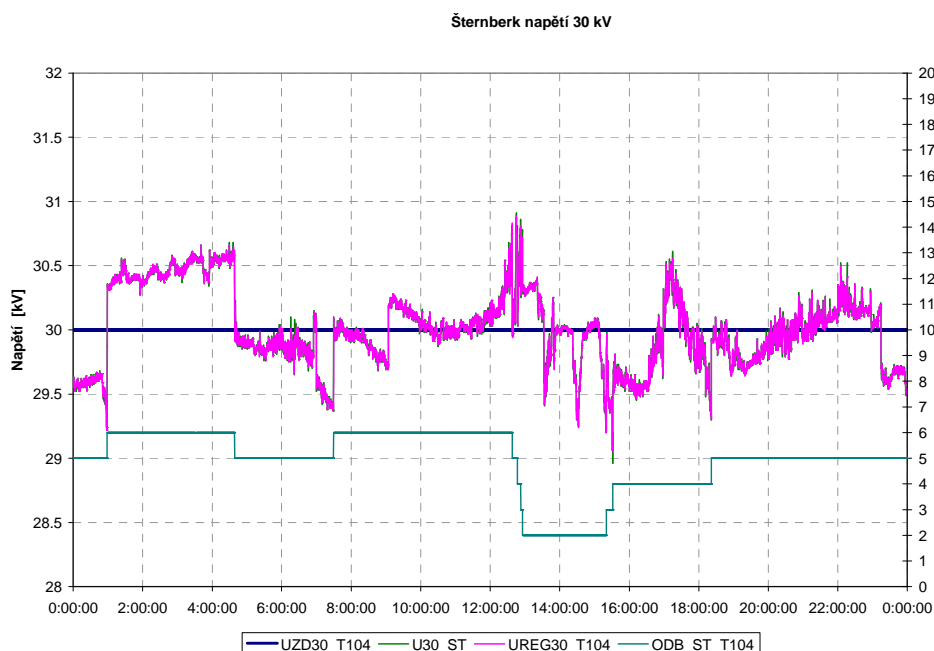
Událost F

23:20 změna odbočky z 6 na 5



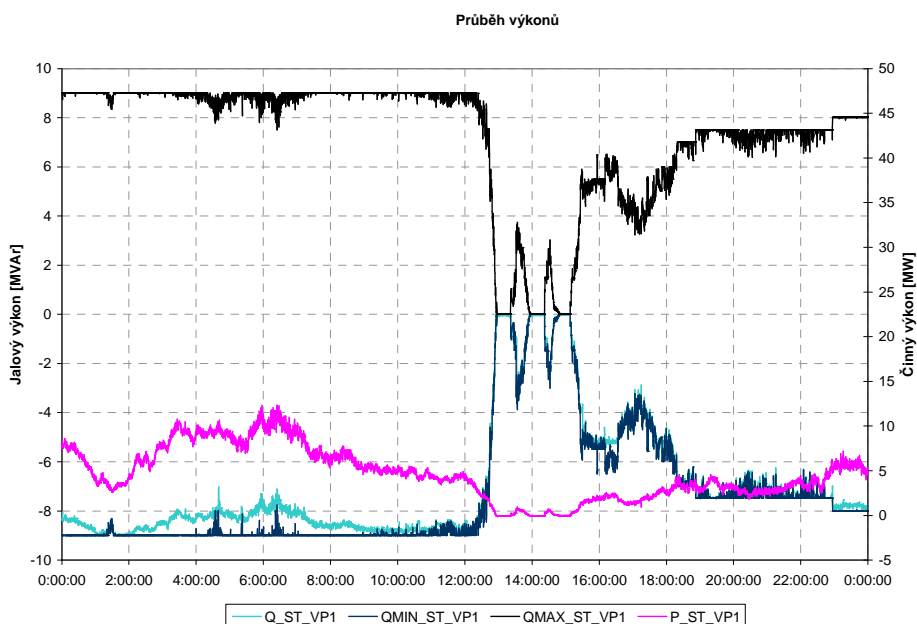
Graf č. 23: Průběh napětí 110kV Šternberk

Z grafu č. 24 je vidět počet provedených změn odboček transformátoru T104 110kV/vn pro udržení tolerančního pásma $30\text{kV} \pm 0,5\text{kV}$ dne 26. 9. 2010. Jednalo se o 10 změn těchto odboček.



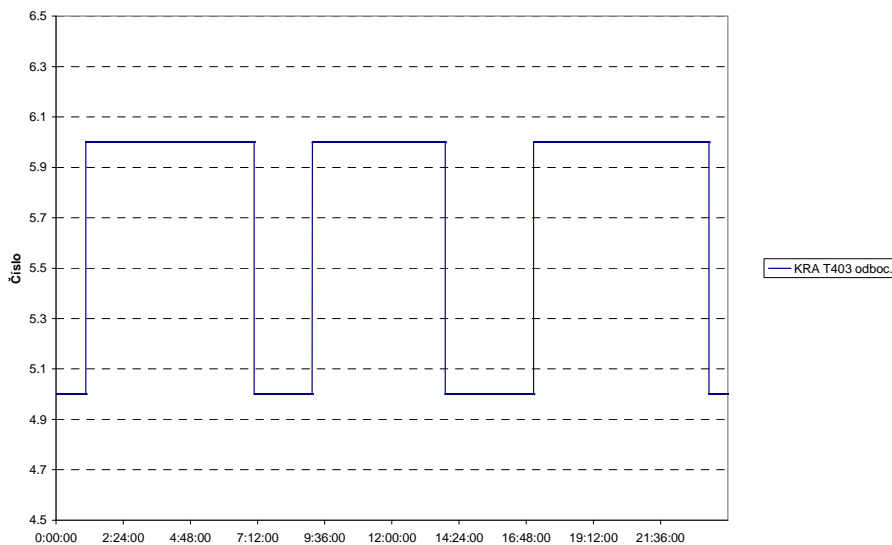
Graf č. 24: Průběh napětí 30kV

V grafu č. 25 je vidět průběh jalového a činného výkonu VP Horní Loděnice a regulační rezervy jalového výkonu během dne. Z grafu je vidět provoz VP na spodní hodnotě čerpání jalového výkonu. Na průběhu je také vidět, že během dne byly relativně dobré podmínky pro činnost ASRU. Do 12 hodin byly v provozu prakticky všechny generátory a od 15 hodin pak většina z nich. ASRU bylo tedy po celý den v aktivním regulačním provozu.



Graf č. 25: Průběh výkonů VP Horní Loděnice

Na grafu č. 26 je vidět šest změn odboček na transformátoru T403 Krasíkov a jejich konkrétní čas.

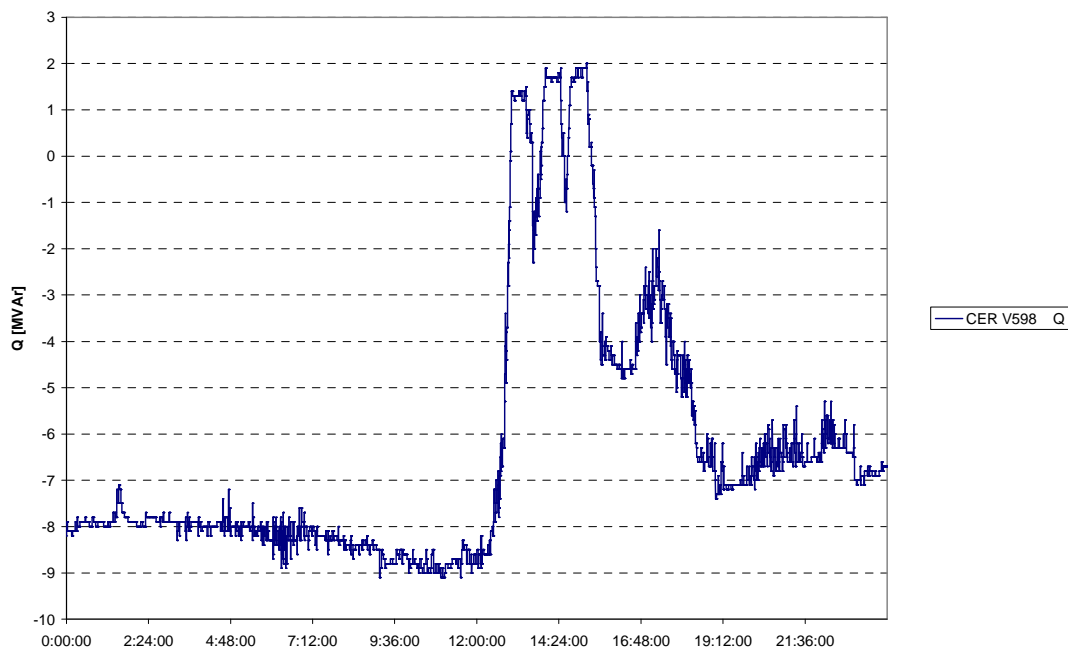


Graf č. 26: Krasíkov T403 - odbočky

Na grafu č. 27 (průběh toku jalového výkonu na vedení V598) je změna v okamžiku ztráty regulačního jalového výkonu.

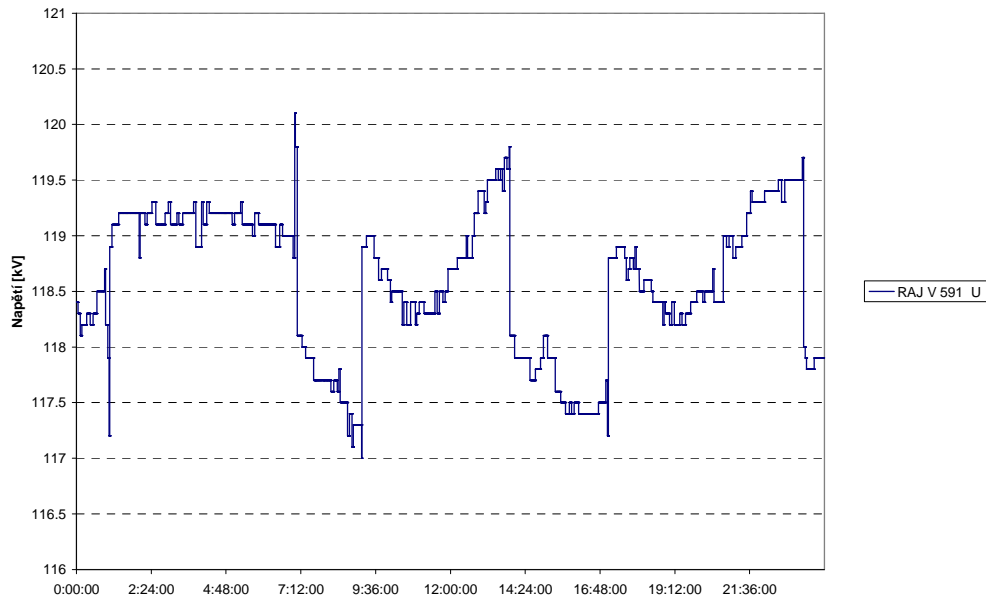
Dle toku Q na tomto vedení by bylo možné upravovat zadanou hodnotu napětí 110 kV ASRU tak, aby se hodnota toku blížila nule (minimální technické ztráty na vedení V598).

Průběh Q na vedení V598 (Červenka – Šternberk)



Graf č.27: Průběh Q na vedení V598 (Červenka – Šternberk)

Z grafu č. 28 je možné určit, že napěťové změny vyvolané změnou odbočky T403 Krasíkov v rozvodně Ráječek odpovídají svojí velikostí změnám v Krasíkově – 110kV a Šternberku – 110kV.



Graf č. 28: Průběh napětí 110kV v rozvodně Ráječek

Závěr této analýzy bylo rozhodnutí provést přepojení transformátorů PS/110kV v transformovně Krasíkov tak, aby napěťová odchylka U byla eliminována rotačním kompenzátozem v terciálním vinutí transformátoru T401 (případně T402), který by prováděl tuto eliminaci postupně a nikoliv skokově, jako původně zapojený dvojinuťový transformátor T403.

9.3.10. Poznámky k ASRU VP

- V případě ASRU VP je nutné opravdu citlivě zacházet jak s technologií VP, tak i transformátorem 110kV, aby nedocházelo k výpadkům některých VtE z důvodu přepětí nebo podpětí v soustavě VP a poškození přepínače odboček transformátoru 110kV/vn.
- Jalový výkon generovaný kabely VP může být pro některé DS 110kV i přínosem, neboť zvyšuje napětí v soustavě a tím se i trochu podílí na snížení technických ztrát v této soustavě.
- Během regulačního procesu se mění účinník v předávacím místě v širokém rozsahu a v některých případech je tato změna velice dynamická. Hlavně v případě současné změny činného výkonu farmy VtE a změny napětí v pilotním uzlu, na kterou musí ASRU reagovat rychlou změnou jalového výkonu farmy VtE. Pro samotnou regulaci U a Q nemá ale sledování jeho průběžné hodnoty žádný praktický smysl.

- Při vyvedení VP do přípojnice nižší strany transformátoru PS/110kV nebo elektrické blízkosti významné výroby je její praktická regulační schopnost v oblasti U a Q minimální a spíše je nutné chránit VP před dopady významných změn dodávek Q těchto akčních členů (např. změna odbočky transformátoru PS/110kV).
- VP, který udržuje nulovou dodávku jalového výkonu do soustavy nebo udržuje zadaný účinník, se touto svojí aktivitou podílí na nárůstu fluktuace napětí v přípojném bodě soustavy. A spíše slouží jako generátor napěťových problémů v této soustavě, místo aby se podílel na jejich omezování.
- V případě, že by VP zapojený do napěťové úrovně 110kV reguloval napětí na nižší straně transformátoru (napětí v_n), tak nebyl pro napětí 110V žádným praktickým přínosem, ale spíše naopak to bude zvětšovat napěťovou fluktuaci.
- VP zařazený do sekundární regulace zajišťuje stabilní napětí ve svém předacím místě se soustavou a tím také chrání sám sebe před napěťovými fluktuacemi v soustavě.
- Při velké výrobě P u VP a velkého čerpání Q při regulaci může při špatném návrhu dispozice VP dojít k proudovému přetížení transformátoru nebo vnitřního vedení v rámci VP.
- V případě plánovaného zapojení VP Jívová do rozvodny Šternberk 110kV bude nutné rozšířit stávající ASRU VP o regulaci Q i tohoto nového parku (v jednom pilotním uzlu může být instalován pouze jeden regulátor) a bude nutné vyřešit tyto problémy:
 - Spravedlivé čerpání jalového výkonu od jednotlivých VP (poměrné zatěžování VP).
 - Koordinaci činnosti obou transformátorů 110kV/ v_n (např. nastavení stejné odbočky).
 - Eliminaci možných přetoků Q mezi oběma VP během regulace a i mimo regulaci.

10. Technickoekonomické přínosy regulace U a Q

10.1. Obecná část

Systém regulace U a Q souvisí s problematikou **Zákona č. 406/2000 Sb. o hospodaření energií**, a to s **vyhláškou č. 153**, kterou se stanoví podrobnosti určení účinnosti užití energie při přenosu, distribuci a vnitřním rozvodu elektrické energie) a hlavně s energetickými audity distribučních společností.

Dále souvisí s připravovanou vyhláškou **ERÚ č. 306** o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice.

Obecně je problematika systémových a podpůrných služeb obsažena také v **Zákoně č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání o výkonu státní správy v energetických odvětvích a změně některých zákonů (energetický zákon)**.

10.2. Provozní přínosy

10.2.1. Z hlediska odběratele elektřiny

Aplikace Systému regulace U a Q přináší odběrateli elektřiny výrazně vyšší kvalitu dodávky elektřiny v předávacím místě s DS (parametr U). To je dáno schopností Systému regulace U a Q udržovat přirozenou fluktuaci napětí DS v tolerančním pásmu 1kV během celého provozu a zajišťovat adekvátní reakci na významné přechodové děje v DS, vzniklé různými změnami a poruchami ES (např. výpadek vedení nebo generátoru, manipulace na transformátorech PS/110kV, skokové změny zatížení, atd.). Podle technických podmínek musí být Systém regulace U a Q schopen vyregulovat každou napěťovou odchylku od zadané hodnoty napětí do 180 sec. Praxe však ukazuje, že v běžném provozu je tato doba často méně jak poloviční a vždy kratší, než nastavené zpoždění regulace transformátorů (PS/110kV i 110/vn).

Pro odběratele s technologií citlivou na kvalitu napětí znamená tato skutečnost možnost minimalizaci opatření na snížení negativních důsledků nízké kvality napětí. Navíc v regulované soustavě klesá i počet regulací na transformátorech 110/vn a tím i skokových změn napětí daných regulací těchto transformátorů.

10.2.2. Z hlediska distribuční soustavy

Zvýšení bezpečnosti provozu distribuční soustavy

- Systém regulace U a Q tím, že udržuje během celého provozu tvrdé napětí v pilotních uzlech (i v blízké soustavě) snižuje pravděpodobnost napěťového kolapsu a omezuje negativní vliv náhodných přechodových dějů, které v soustavě vznikají na spolehlivý provoz této soustavy.

- V dobře regulovaných soustavách nemusí dispečer využívat v nutných případech vypínání vedení z důvodu jejich významného odlehčení a vzniku následných negativních efektů (výrazný nárůst napětí).
- Dispečer distribuční soustavy má k dispozici efektivní nástroj pro eliminaci systémových poruch, který mu automaticky zajišťuje dosažení zadané napěťové úrovně.

Snížení nároků na obsluhu

- Dispečer má k dispozici nástroj, který mu umožňuje přímo ovlivňovat napěťovou hladinu řízené soustavy a provádět úpravy napěťových profilů před realizací významných systémových manipulací. Sem patří např. sjednocení napětí v rozvodnách před paralelním spojením dvou UO110kV.
- Dispečer nemusí sledovat a koordinovat tok jalového výkonu přes transformátory PS/110kV podle smluvních podmínek s PPS.
- Dispečer nemusí průběžně koordinovat změny dodávek jalového výkonu generátorů jednotlivých výroben, dodávky jsou rovnoměrné ze všech výroben a generátorů.

10.2.3. Z hlediska výroby

Zvýšení bezpečnosti provozu a ochrany instalované technologie

- Okamžitá reakce na vybočení napětí vlastní spotřeby z určeného tolerančního pásma a jeho úprava do stanovených mezí.
- Průběžná diagnostika správné činnosti spolupráce sekundárního a primárního regulátoru napětí generátoru, programové sledování důležitých veličin generátoru a jejich povolených tolerančních pásem.
- Rovnoměrné rozdělení dodávek jalového výkonu všech generátorů výroby a eliminace možnosti přetahování generátorů v oblasti dodávky jalového výkonu.
- Reakce na vzniklé změny v zapojení distribuční soustavy nebo změnách zatížení této soustavy.

10.3. Ekonomické přínosy

10.3.1. Z hlediska distribuční soustavy

Ekonomické přínosy

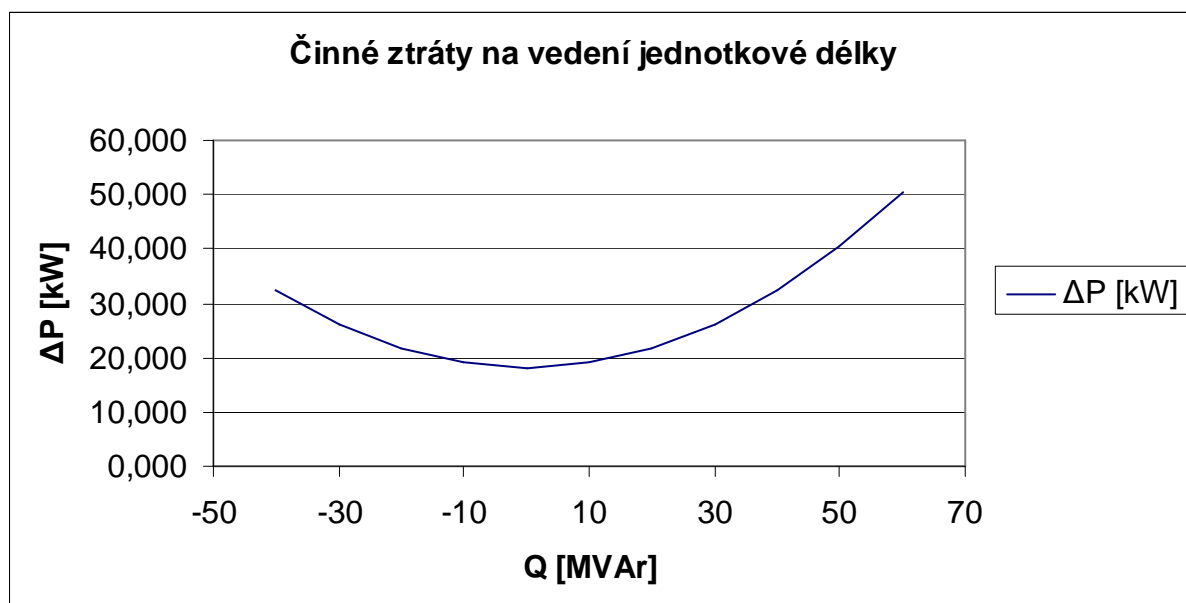
- Snížení ztrát činného výkonu přenosem jalového výkonu při dodržování optimálního napětí (asi 8% úspora na základě modelových výpočtů při spolupráci s transformátory PS/110kV). To snižuje finanční náklady na nákup elektřiny pro krytí těchto ztrát a plýtvání s elektřinou obecně.
- Upřesnění investičních záměrů nasazování nových kompenzačních prostředků, korektním využíváním stávajících a důsledného poznání a statistického vyhodnocení jejich možností – optimalizace návrhu rozmístění kompenzačních prostředků v DS.

- Vlivem udržení tvrdého napětí v soustavě a vhodnou koordinací dynamiky regulace v jednotlivých napěťových hladinách se snižuje počet regulací na transformátorech 110/vn. Tím dochází k šetření těchto transformátorů.
- Omezení rizika placení možného smluvního penále za nedodržení maximálního přenosu jalového výkonu přes transformátory PS/110KV v případě, že bude v budoucnu v nějaké formě zavedeno.
- Mezi ekonomické přínosy lze počítat také menší počet reklamací ze strany odběratelů a jejich spokojenost s kvalitou dodávky elektřiny.

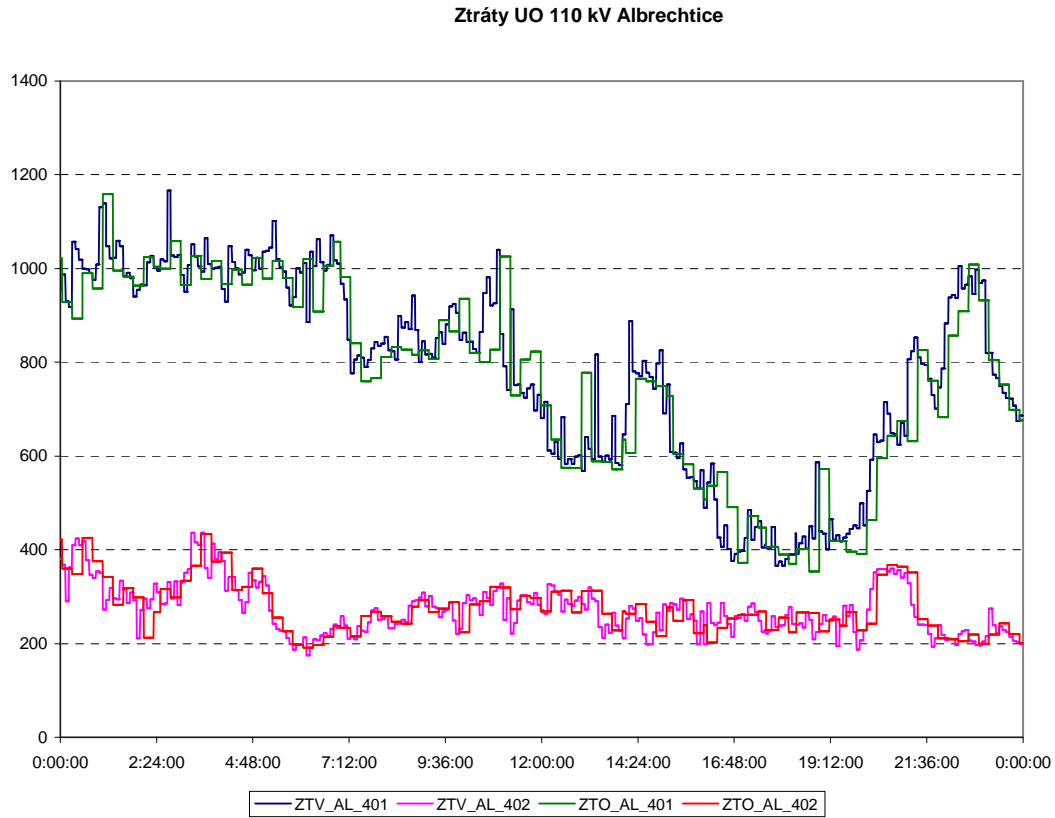
10.4. Příklady

10.4.1. Snížení technických ztrát v regulované soustavě

Systém regulace U a Q snižuje velikost přenášeného Q a tím i ztráty, které jsou s tímto nežádoucím přenosem spojeny (viz graf č.29).



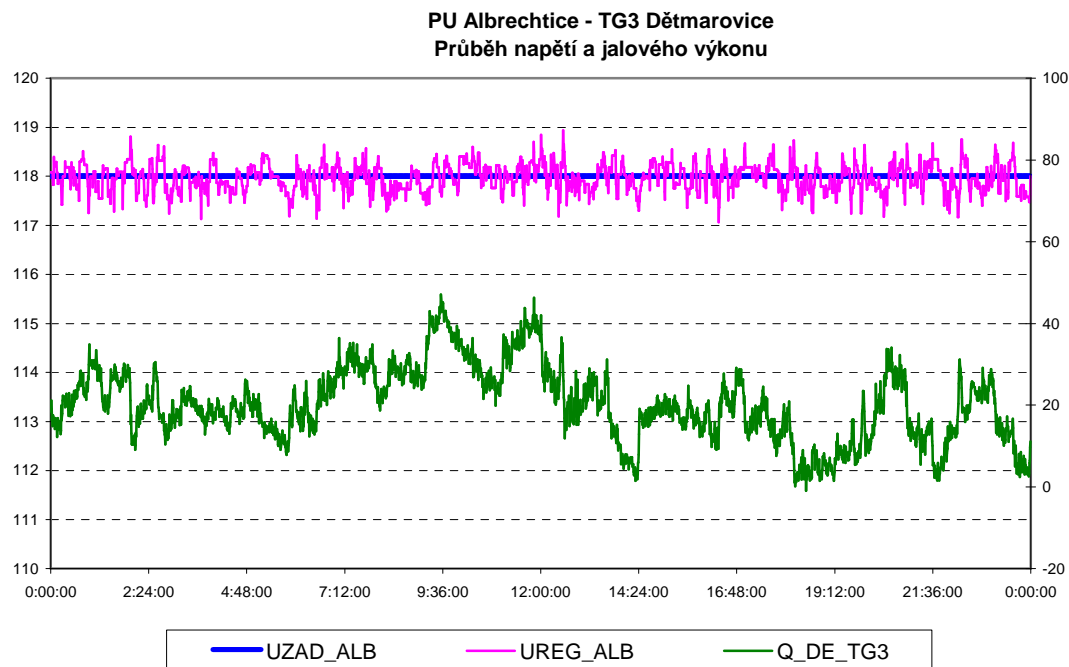
Graf č. 29: Průběh činných ztrát na vedení v závislosti na velikosti toku Q



Graf č. 30: Denní průběh reálných a optimálních technických ztrát

Na grafu č. 30 je zachycen denní průběh reálných a optimálních technických ztrát (kontinuálně počítaný estimačním programem a programem TRN) pro dvě UO110kV transformovny PS/110kV Albrechtice z 23. 4. 2005.

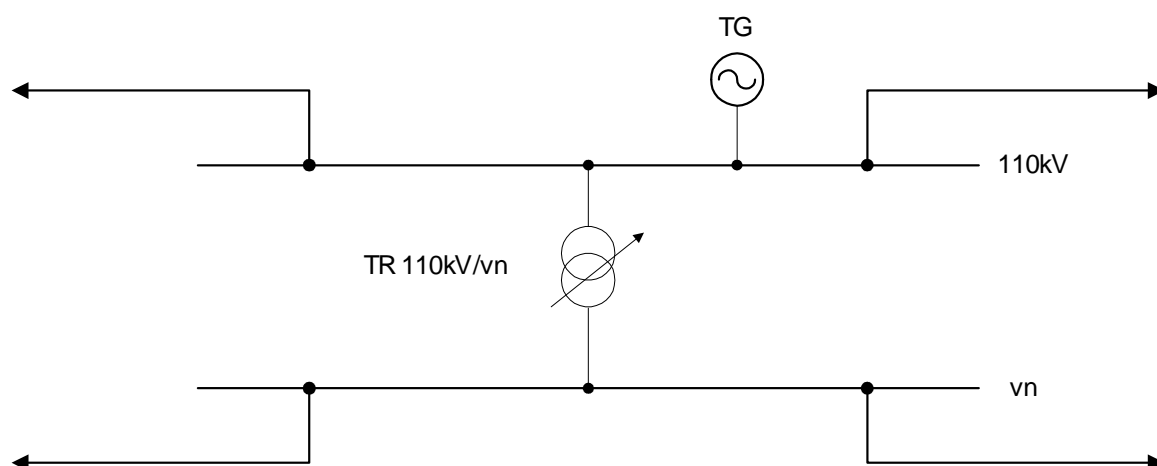
10.4.2. Snížení kolísání napětí v regulované soustavě



Graf č. 31: Průběh U a Q generátoru v pilotním uzlu Albrechtice

Na grafu č. 31 je zadané a regulované U a průběh Q generátoru, který v rámci ASRU DS Ostrava udržuje regulované U v toleranci $\pm 0,5\text{kV}$ od zadané hodnoty U. Při regulaci U a Q dochází ke změně charakteristiky U a Q generátoru. U se udržuje prakticky konstantní, ale Q generátoru se významně mění. V neregulované soustavě mají tyto veličiny charakter opačný, což z hlediska konečného odběratele není stav pozitivní.

10.4.3. Snížení počtu regulací na transformátorech 110kV/vn



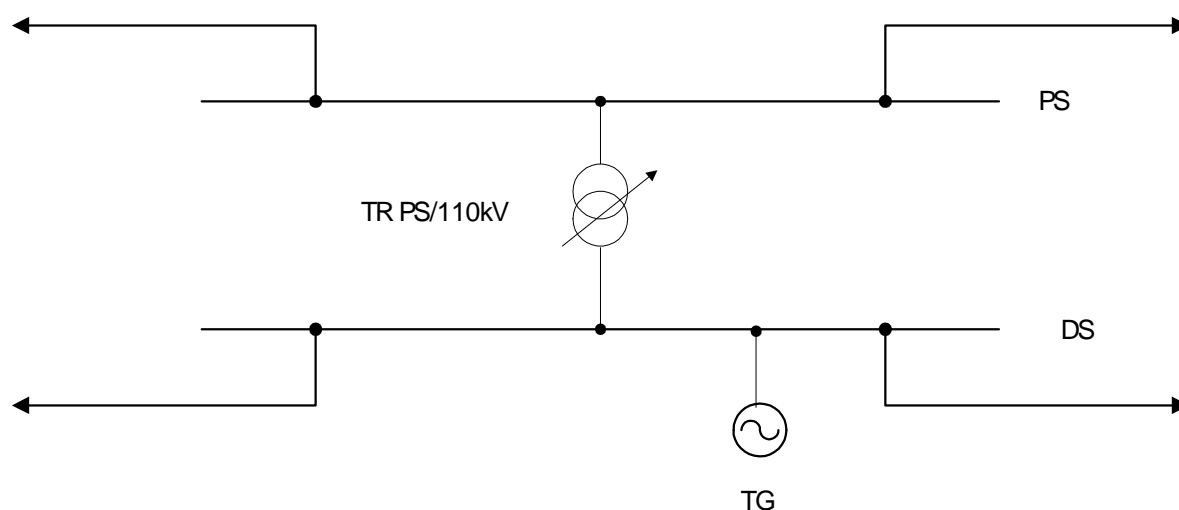
Obr. č. 38: Schéma pilotního uzlu 110kV a transformace 110kV/vn

ASRU v DS 110kV udržuje konstantní hodnotu napětí na vyšší straně transformátoru 110kV/vn. Tím eliminuje napěťové odchylky, které vznikají na této straně a regulátor napětí transformátoru 110kV/vn reaguje, podle své nastavené časové konstanty, pouze na odchylky vzniklé v soustavě vn a tím se snižuje počet změn jeho odboček (obr. č. 38).

Těchto očekávaných efektů lze běžně dosáhnout asi v těchto parametrech:

- Snížení technických ztrát max. 8 – 10 % (při spolupráci PS)
- Napětí v pilotních a elektricky blízkých uzlech se běžně udržuje v toleranci $\pm 0,5\text{kV}$.
- Počet regulací na transformátorech 110kV/vn klesne až na polovinu (podle dynamiky regulované soustavy).
- Snížení nároků na operativní řízení DS.

10.4.4. Snížení počtu regulací na transformátorech PS/110kV



Obr. č. 39: Schéma pilotního uzlu 110kV a transformace 110kV/vn

V rámci PS ČEPS dochází k postupnému vybavování transformátorů PS/110kV zařízeními na regulaci napětí na nižší straně těchto transformátorů. Prakticky je pak možné měnit odbočku těchto transformátorů ručně z ÚD ČEPS (případně z transformovny) nebo automaticky podle zadaného napětí. Transformátory PS/110kV mají obecně významný vliv na napěťové poměry v UO110kV a hlavně u těch soustav, kde nejsou k dispozici zdroje nebo jiné akční členy (rotační kompenzátory, tlumivky) jsou prakticky jediným nástrojem pro úpravu napěťových poměrů. Jejich využívání pro regulaci U a Q má však i určitá omezení: velká skoková změna napětí při změně odbočky, dlouhá časová konstanta a riziko poruchy při velkém počtu prováděných změn. Také tolerance, v níž se napětí udržuje, je dosti široká, aby odpovídala charakteristice tohoto akčního členu. Navíc v případě, že je v elektrické blízkosti tohoto transformátoru generátor, vyvolá regulace na transformátoru protireakci tohoto generátoru a tím i částečnou eliminaci této regulační činnosti (obr. č. 39).

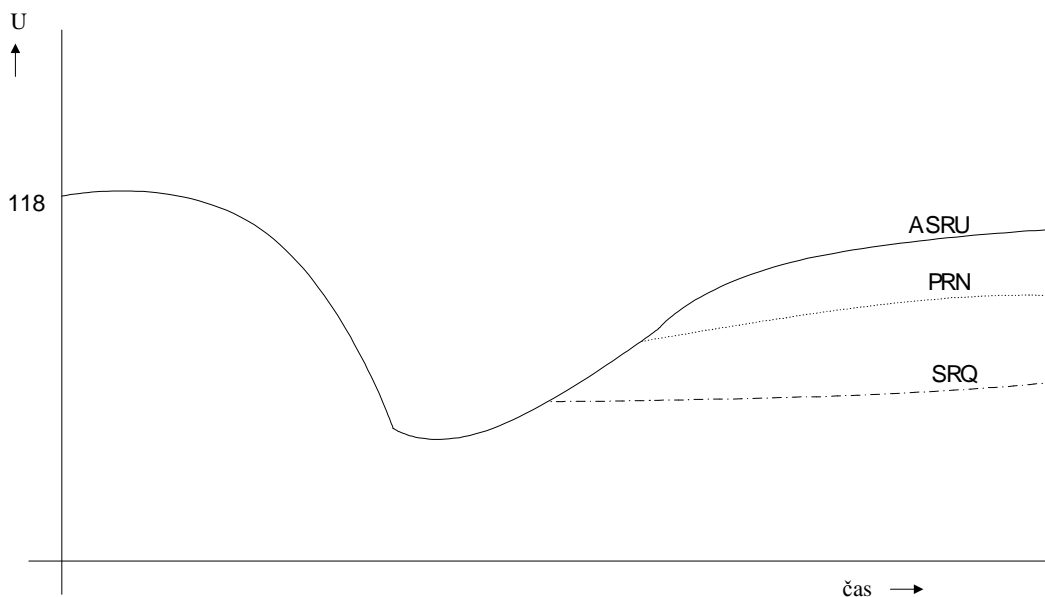
Praktické zkušenosti z provozu ASRU v UO110kV, kde jsou již transformátory PS/110kV vybaveny automatickou regulací napětí, ukazují na významné snížení počtu regulací.

Hlavní důvody:

- ASRU reguluje vzniklou napěťovou odchylku s regulační konstantou o řád nižší než transformátory PS/110kV.
- ASRU reguluje s tolerancí $\pm 0,5\text{kV}$, což v případě transformátorů PS/110kV není možné (změna odbočky prakticky vyvolá změnu napětí 1 – 2kV).
- Regulace ASRU nevyvolává protireakce transformátorů PS/110kV.

V případě, že je ve sledované UO110kV v provozu ASRU, je vhodnější aplikace ručního řízení změn odboček transformátorů PS/110kV v případě, že je regulační rezerva generátorů zapojených do ASRU vyčerpaná nebo dochází k nežádoucím přetokům Q mezi PS a DS či v PS potřebuje v daném místě určitou podporu ze strany DS.

10.4.5. Zvýšení stability



Obr. č. 40: Reakce ASRU, PRN a SRQ na skokovou změnu napětí v soustavě

Na udržení napěťové stability soustavy má významný vliv počet, velikost, dispozice, nastavení parametrů připojených generátorů a jejich technické vybavení. Generátory jsou schopny eliminovat důsledky přechodových dějů, které ve sledované soustavě vznikají. K tomu slouží jejich Primární regulátory napětí (PRN), které jsou součástí budící soustavy připojených generátorů. PRN běžně eliminují asi 80 % napěťového poklesu vyvolaného přechodovým dějem. V případě zapojení ASRU je vyregulováno až 100 % (v závislosti na aktuální regulační rezervě Q na regulujících generátorech). Navíc zapojením generátoru do ASRU se vyřazují na některých generátorech instalované sekundární regulátory Q, které

sice chrání generátory, ale částečně blokují možnost PRN eliminovat důsledky přechodových dějů ve sledované soustavě. Přitom však ASRU zajišťuje vyšší bezpečnost generátorů než samotná SRQ. Na obr. 40 je vidět porovnání mezi eliminací přechodového děje generátorem zapojeným do ASRU, vybaveným pouze PRN a vybaveným nadstavbou SRQ.

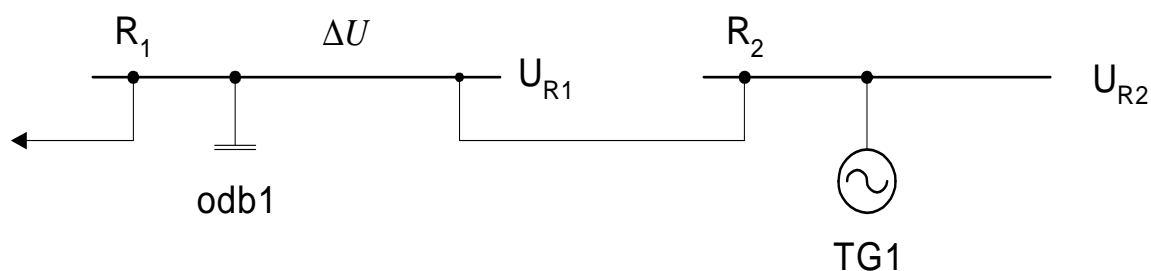
10.4.6. Kompenzace Q některých odběratelů



Obr. č. 41: Schéma kompenzace

Při činnosti ASRU dochází ke kompenzování odběrových uzlů v blízkosti pilotních uzlů soustavy (obr. č. 41). Konkrétně se jedná o průmyslové areály, které sice jsou více či méně schopny dodržet předepsaný účinník za sledované období, ale v okamžitých hodnotách již tuto schopnost nemají a ani mít reálně nemohou. Tím, že je udržováno zadané napětí v pilotním uzlu regulujícími generátory, dochází k odčerpávání nebo dodávávání jalového výkonu podle aktuálních potřeb regulované soustavy. Kompenzační činnost v odběrových uzlech se pak stává často zbytečnou nebo i kontraproduktivní (hlavně v okamžiku, kdy se odběratel snaží v závěru sledovaného období dosáhnout průměrné hodnoty účinníku).

10.4.7. Eliminace skokových změn napětí vyvolaných některými odběrateli

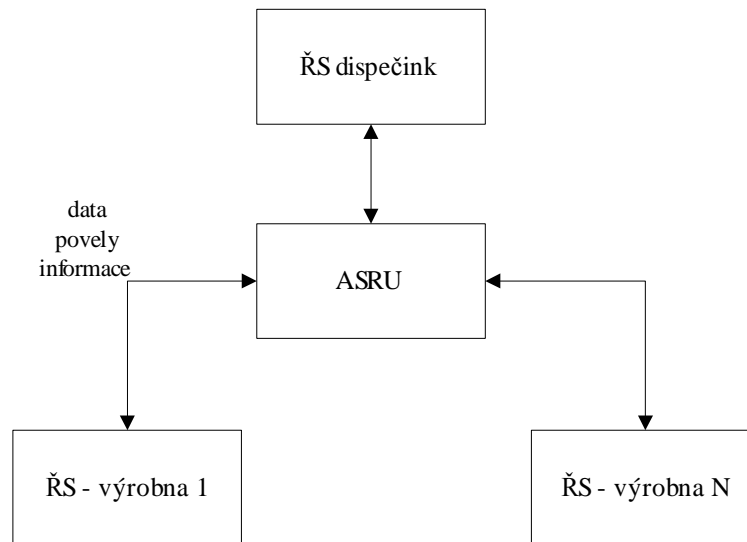


Obr. č. 42: Elektricky blízká kompenzace Q a ASRU

V rámci soustav některých velkých průmyslových objektů jsou zapojeny odběry (např. elektrické pece), které při svém provozu vyvolávají skokové změny napětí v DS (až 4 – 5kV). Tyto změny pak ovlivňují napěťové poměry u konečných odběratelů PDS. Tento stav lze sice částečně eliminovat regulací transformátorů 110kV/vn, ale tím dochází k většímu opotřebení těchto transformátorů a opožděné eliminaci těchto napěťových změn v závislosti na časové konstantě transformátorů 110kV/vn (obr. č. 42).

V případě, že je v rámci průmyslové soustavy nebo v sousedních uzlech DS k dispozici ASRU, je možné efektivně vyrovnávat tyto napěťové změny bez nutnosti zvyšovat běžný počet regulací na transformátorech 110kV/vn. Je to dáno schopností ASRU udržovat zadané napětí v předepsané toleranci a reagovat na vzniklé odchylky o řád vyšší rychlostí, než jsou regulační konstanty těchto transformátorů.

10.4.8. Integrace technických prostředků dispečinku DS a výroben



Obr. č. 43: Integrace technických prostředků dispečinku DS a výroben

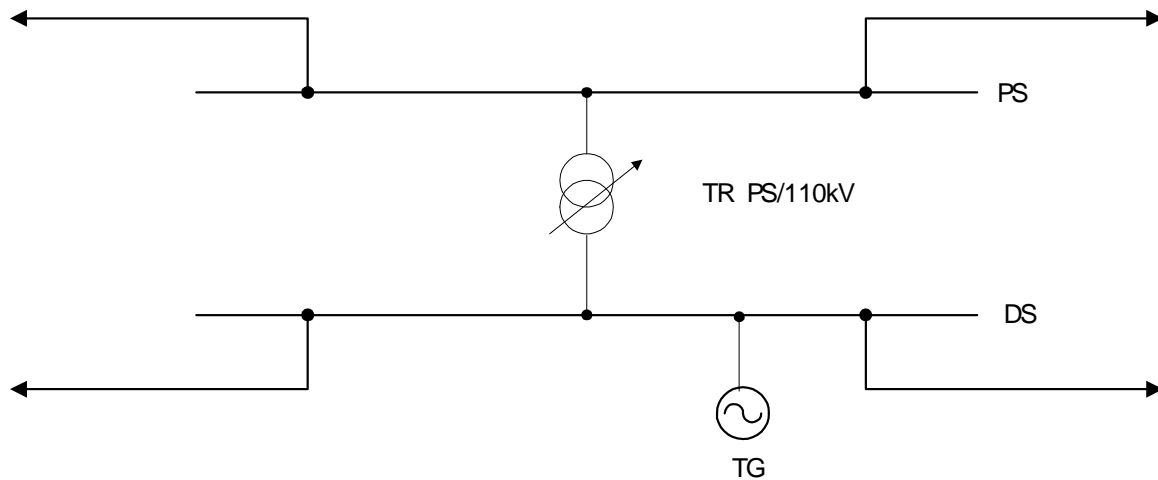
Propojení ŘS dispečinku PDS a výrobní pro potřeby ASRU (vzájemné předávání dat a povelů) vytváří podmínky pro technickou integraci.

Ta umožňuje:

- Vzájemnou výměnu verifikovaných dat i nad rámec potřeb regulace U a Q k jiným provozním účelům.
- Vytvoření fiktivního bloku PDS pro formulaci nabídky P a Q sledované PS jiným subjektům nebo pro regulaci vlastních odchylek.
- Implementaci VFDŘ do ŘS dispečinku, pro zajištění jejich funkce jsou nutné informace o provozu generátorů výrobní.

10.4.9. Možnost podpory PS ve vybraných uzlech soustavy

Technický popis



Obr. č. 44: Možnost podpory PS ve vybraných uzlech soustavy

V rámci PS ČEPS existuje osm transformoven, kde je možné efektivně regulovat napětí (konkrétních pilotních uzlů je víc, neboť některé transformovny mají možnost regulace dvou přípojníc). Tyto rozvodny jsou v PS nerovnoměrně rozděleny a např. na Severní Moravě není k dispozici žádná. To v praxi snižuje efektivitu regulace U a Q v PS. V případě, že PDS má v konkrétních UO110kV přebytek regulačního Q v rámci svého ASRU může pomocí odboček transformátorů PS/110kV být upraven přetok jalového výkonu přes tyto transformátory tak, jak to vyhovuje PPS a přitom byla udržena optimální hladina napětí v DS (obr. č. 44).

11. Výpočet optimalizace technických ztrát

11.1.1. Úvod

Pro prokázání úspor v oblasti technických ztrát byla zvolena UO 110kV Horní Životice, kde se v současné době připravuje instalace většího počtu VtE v několika VP (jejich počet se průběžně mění vlivem celkové organizační složitosti výstavby těchto VP).

11.1.2. Zadání

Vliv větrných parků v oblasti Horních Životic na napětí v distribuční soustavě, odhad úspor technických ztrát v distribuční soustavě po realizaci sekundární a terciální regulace napětí.

- Možnosti optimalizace toků jalových výkonů v rámci DS 110kV Horní Životice
- Odhad úspor činných ztrát a roční elektrické energie v soustavě po realizaci terciální regulace

11.1.3. Stručný popis větrných parků a oblastí připojení

V UO 110 kV se plánuje připojení celkem osmi VP, s celkovým instalovaným výkonem 106MW.

NÁZEV VĚTRNÉHO PARKU	INSTALOVANÝ VÝKON	PŘÍPOJNÉ MÍSTO
Bratříkovice, Nové Lublice, Moravice – Melč	28 MW	Horní Životice
Rejchartice	12 MW	Horní Životice
Bílčice, Křišťanovice	36 MW	Horní Životice
Velká Štáhle	14 MW	Břidličná
Rudná	16 MW	Bruntál

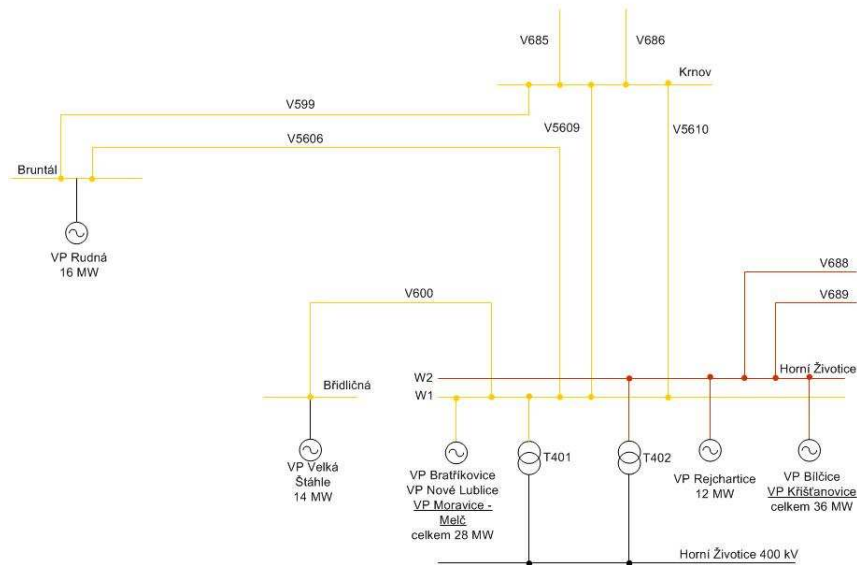
UO 110kV, do kterých jsou VP připojeny, jsou napájeny z transformovny 400kV Horní Životice dvěma transformátory v zimním období a jedním transformátorem v období letním. V zimě jsou tedy v základním provozním stavu na úrovni 110kV dvě oddělené UO (viz. obr. č. 45), v létě pouze jedna (viz. obr. č. 46).

Z rozvodny 400kV Horní Životice vede zatím pouze jedno vedení V459, a to do transformovny Nošovice. Při poruše na transformátorech v Horních Životicích nebo při výpadku vedení V459, je možné oblasti Horních Životic napájet z transformovny Krasíkov, případně při výpadku transformovny Krasíkov je UO 110kV Horních Životic zvětšena o část UO 110kV Krasíkov.

VP jsou jediným zdrojem činného výkonu v UO 110kV Horní Životice.

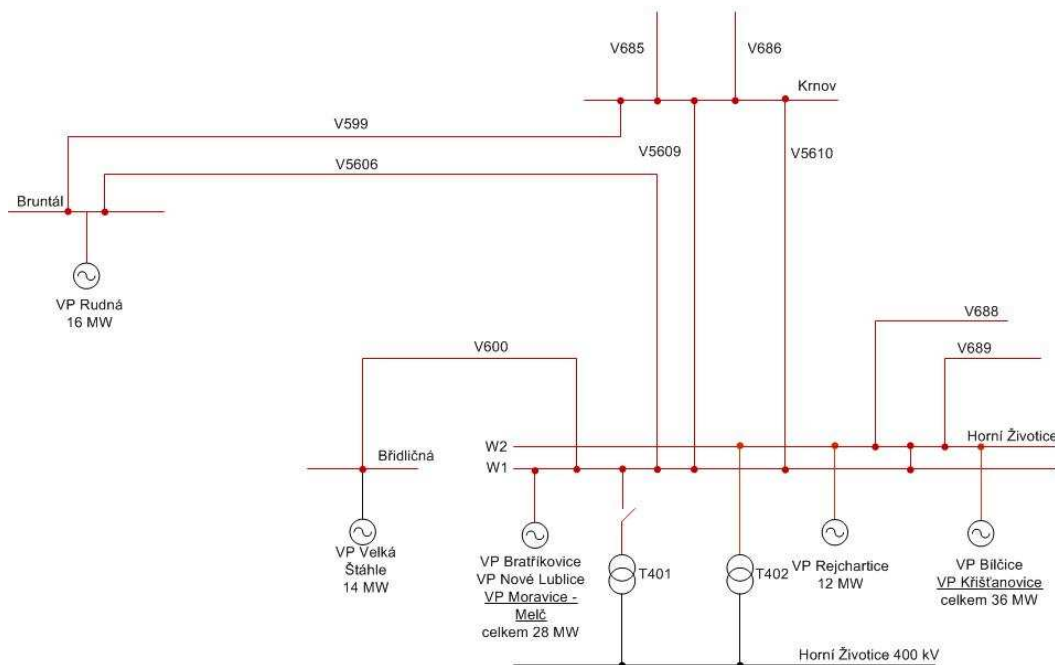
I po připojení VP budou UO 110kV Horní Životice nadále deficitní. Poměr je cca 200 MW odebraného výkonu v zimě, v létě cca 140 MW ku 106 MW instalovaného výkonu ve VP.

Schéma připojení VP k DS - zimní zapojení



Obr. č. 45: Schéma připojení VP k DS – zimní zapojení

Schéma připojení VP k DS - letní zapojení



Obr. č. 46: Schéma připojení VP k DS – letní zapojení

Všechny generátory VP jsou typu Vestas V90, 2MW.

Poznámka:

- Maximální regulační rezerva Q je maximální rozsah Q generátorů VP, připojených do daného pilotního uzlu, podle provozních diagramů těchto generátorů. Skutečný rozsah regulační rezervy Q může být snížen z důvodu aktuální hodnoty P, které odpovídá menší rozsah Q a nižším počtem pracujících generátorů. Aktuální regulační rezerva Q je vyhodnocována vždy směrem do podbuzení a přebuzení, v závislosti na aktuální hodnotě P generátorů.

Max. napěťová změna v pilotním uzlu je hodnota, která se realizuje v případě, že budou všechny generátory v chodu a aktuální Q všech generátorů bude na max. hodnotě Q provozního diagramu, a to buď na straně podbuzení či přebuzení.

Regulační konstanty KQ získané modelovými výpočty bude třeba ověřit a v případě potřeby upřesnit při zkouškách na objektech VP. Jedná se alespoň o konstanty při základním provozním stavu, z kterých bude patrná dosažená přesnost výpočetního modelu.

Napěťová změna po připojení všech VP při nulové dodávce jalového výkonu generátory VP je podle modelových výpočtů v Horních Životicích v zimním provozním stavu přibližně 0,7kV a 0,5kV (provoz na 2 přípojnice) a v letním provozním stavu přibližně 1kV (provoz na jednu přípojnicí). V Břidličné a Bruntálu se jedná o zvýšení napětí přibližně o 0,2kV.

11.1.4. Optimalizační výpočty - metodika

Výpočty byly provedeny pomocí programu TerciárQ, který slouží jako nadstavba programu Power Network Expert. Výstupem tohoto programu je návrh optimálního provozování soustavy z hlediska rozložení toků jalových výkonů v soustavě s kritériem minimalizace činných ztrát. Na základě výsledků tohoto programu lze nastavit zadaná napětí pro pilotní uzly ASRU tak, aby byly ztráty v soustavě minimální za podmínky dodržení všech omezujících provozních podmínek.

Výpočet TerciárQ je založen na opakovaném spouštění programu chodu sítě s implementovaným algoritmem simulovaného žihání. Náhodným algoritmem jsou v modelu nastavovány dodávky jalových výkonů generátorů v rámci povolených mezí a odbočky transformátorů, které jsou v programu označeny jako akční členy. Poté se provede výpočet chodu sítě a následně proces simulovaného žihání, který se uplatní při rozhodovacím procesu, zda tento stav vyhodnotit jako dosavadně nejlepší. Tento postup výpočtu se opakuje do vyčerpání zadaného počtu iterací.

Pro účely optimalizačních výpočtů v UO 110kV Horní Životice byly jako akční členy zadány všechny generátory VP, které se v daných UO 110kV vyskytují. Celkem se jedná o 53 generátorů VP o jmenovitém výkonu 2 MW, s celkovým instalovaným výkonem 106 MW a maximální regulační rezervou jalového výkonu 106 MVar. Dále byly jako akční členy označeny transformátory 110kV/vn v jednotlivých VP a dále transformátory 400/110kV v transformovně Horní Životice, které sice nejsou v majetku ČEZ Di, ale z fyzikální podstaty je vhodné činnost těchto transformátorů koordinovat společně s ostatními akčními členy.

Maximální a minimální napětí vn a nn uzlů byly voleny v rozsahu $\pm 10\%$, napětí uzlů 110kV byly pro první sérii výpočtů voleny 108 až 123kV a následně dle upřesněného zadání pracovníky ČEZ Di byla horní hranice tohoto rozpětí zúžena na 120kV. Maximální proudová

zatížitelnost vedení byla zadána podle katalogových hodnot konkrétních vedení.

Výpočty byly provedeny pro 4 provozní varianty soustavy:

Varianta	Roční období	Počet generátorů VP v chodu	Uvažovaná rezerva Q VP
Z100	Zimní	100 %	100 %
Z50	Zimní	50 %	50 %
L100	Letní	100 %	100 %
L50	Letní	50 %	50 %

Data pro vytvoření modelu byla převzata ze zimního a letního měření r. 2010.

11.1.5. Poznatky z provedených optimalizačních výpočtů

Pro dosažení nejnižších ztrát v distribuční soustavě program TerciárQ navrhuje napětí vyšší než v základním provozním stavu. V případě transformovny Horní Životice jsou tato napětí velmi blízká horní povolené mezi napětí, navržená napětí na přípojnicích dalších 2 pilotních uzlů v rozvodně Bruntál a Břidličná jsou většinou o trochu nižší, než napětí v Horních Životicích. Z analýzy toků jalových výkonů dále vyplývá, že na všech vedeních propojujících pilotní uzly Horní Životice, Bruntál a Břidličná klesly toky jalových výkonů po optimalizačním výpočtu ve srovnání s toky v základním provozním stavu.

Zařazení do on-line výpočtu OPF lze na základě provedených výpočtů doporučit. Úspory ztrát při respektování maximální hodnoty napětí v distribuční soustavě 120kV se na základě modelových výpočtů pohybují v průměru kolem 9 % ve srovnání s původními ztrátami v základním provozním stavu. Ekonomická návratnost investice zapojení VP do on-line výpočtu OPF je závislá na ceně za nákup elektřiny na krytí ztrát a na velikosti investic spojených s realizací zapojení do OPF. Tyto investice se však nepředpokládají vysoké a zařazení do on-line výpočtů OPF přinese možnost rychle reagovat na provozní změny v distribuční soustavě a na změny regulační rezervy jalových výkonů generátorů. Se zadanou periodou při respektování minimální zadané úspory ztrát pak bude možné aktualizovat zadaná napětí pro pilotní uzly tak, aby s pomocí dostupných akčních členů bylo možné tyto napětí vyregulovat a současně provozovat soustavu s minimálními ztrátami. Zařazení do OPF přispěje k hospodárnějšímu provozu UO 110 kV Horní Životice.

K výsledkům off-line výpočtů TerciárQ je třeba dodat, že výpočty byly prováděny pro maximální rezervy jalových výkonů na každém generátoru, který byl v chodu. Jedná se o konkrétní provozní stav, který však nemusí vždy platit, protože tato rezerva může být reálně snížena v důsledku aktuální hodnoty činného výkonu, které odpovídá nižší hodnota jalového výkonu. V případě zapojení do on-line programu OPF by se počítalo s aktuálně měřenou regulační rezervou Q, takže by zadání respektovalo konkrétní pracovní bod generátoru, což by mělo za následek vyšší schopnost ASRU vyregulovat zadanou hodnotu napětí v pilotním uzlu. Vzhledem k velké proměnlivosti výroby VP v závislosti na aktuální rychlosti větru se ale jedná o hodnotu, která v krátké době již nemusí platit. V případě náhlého výrazného snížení regulační rezervy Q, je možné, že zadaná hodnota napětí nebude splněna, ale soustava se přiblíží k optimálnímu provoznímu stavu tak, jak to bude maximálně možné. V důsledku proměnlivosti výroby P a proměnlivosti regulační rezervy Q je v případě regulace U a Q

pomocí VP větší pravděpodobnost nesplnění regulačního požadavku na regulaci U, ale to je nutné považovat za vlastnost tohoto akčního členu. I s přihlédnutím k této vlastnosti VP je jejich zařazení do ASRU a do OPF jednoznačně přínosem.

Odhad úspor elektrické energie po realizaci ASRU v oblasti Horní Životice a po zapojení do on-line výpočtu OPF

Z výsledků optimalizačních výpočtů programu TercialQ na modelu distribuční soustavy lze vyčíst níže uvedené úspory ztrát pro 4 provozní stavy soustavy.

Varianta	Úspora P v UO 110 kV H.Životice (MW) U v rozsahu 108-123 kV	Úspora P v UO 110 kV H.Životice (MW) U v rozsahu 108-120 kV
Z100	0,847	0,742
Z50	0,462	0,233
L100	0,825	0,766
L50	0,433	0,402

Některé parametry, které vstupují do ekonomického výpočtu nelze pro VP, které v současné době ještě nezahájily provoz, přesně zjistit. Vzhledem k tomu je následující výpočet založen na jejich kvalifikovaném odhadu a na statistikách provozu větrných parků v ČR dle údajů ERÚ a ČSVE.

Vstupními parametry, které lze statisticky zjistit na základě údajů získaných z již realizovaných VP v ČR je koeficient ročního využití VP nebo také doba využití maxima.

Koeficient ročního využití VP je definovaný jako poměr skutečně odvedeného výkonu k teoreticky možnému výkonu zdroje za rok.

Doba využití maxima je definována jako doba, po kterou se při využití maximálního instalovaného výkonu vyrobí stejné množství energie za konkrétní časové období jako při proměnlivém zatížení.

S použitím údajů ERÚ a ČSVE byl vypočten koeficient ročního využití větrných elektráren v ČR za rok 2010 0,178. Jinými slovy je průměrný roční dodávaný výkon 17,8 % z instalovaného činného výkonu všech VP. Doba využití maxima vychází, podle těchto statistických hodnot, 1559 hod. Přesná hodnota pro konkrétní VP závisí na lokalitě, pro další výpočet ekonomického hodnocení v UO Horní Životice budeme uvažovat tuto průměrnou hodnotu.

Z těchto hodnot však nelze jednoznačným způsobem stanovit průměrnou roční dobu poskytování služby regulace U a Q, neboť velikost dodávky činné elektrické energie neurčuje konkrétní množství dodávané jalové energie. Volíme roční dobu poskytování podpůrné služby jako 2 násobek doby využití maxima.

Další statistickou hodnotu, kterou využijeme na základě údajů ERÚ a ČSVE jsou průměrné dodávky v letním a zimním období (zimní období uvažujeme říjen až březen, letní duben až září). Pro zimní období vychází průměrná dodávka činného výkonu 54 % z celkové roční dodávky, pro letní období 46 %.

Dále volíme dobu pro každé z těchto dvou období rozdělit v poměru 75% pro režim, kdy jsou všechny VP v provozu a 25%, kdy je v chodu 50% VP. Pro VP uvažujeme ve výpočtech maximální regulační rezervu Q, i když může být v reálném případě o něco nižší z důvodu omezení P-Q diagramem.

Vypočtené odhady průměrných úspor elektrické energie jsou v následující tabulce zvlášť pro jednotlivé varianty provozu a pro různou velikost maximální hranice povoleného provozního napětí v UO Horní Životice.

Průměrná úspora:

Varianta provozu	Doba trvání (hod.)	Úspora el.energie (MWh) při max P UO 123 kV	Úspora el.energie (MWh) při max P UO 120 kV
Z100	1263	1069.8	937.2
Z50	421	194.5	98.1
L100	1076	887.6	824.1
L50	359	155.3	144.2
Celkem za rok	3119	2307.2	2003.6

V případě stanovení minimální hranice úspor budeme považovat dobu využití maxima (vycházející opět z koeficientu ročního využití VP 0,178) rovnou době poskytování služby regulace U a Q. Tímto výpočtem se dostáváme na spodní hranici odhadovaných úspor, pod kterou by skutečná úspora neměla jít, ale předpoklad je, že se bude pohybovat nad touto hranicí, protože se nepředpokládá, že by všechny VP dodávaly po celou dobu využití maxima (1559 hod.) maximální instalovaný výkon. Tuto hodnotu je třeba považovat pouze za teoretickou. Výsledky jsou v následující tabulce:

Minimální úspora:

Varianta provozu	Doba trvání (hod.)	Úspora el.energie (MWh) při max P UO 123 kV	Úspora el.energie (MWh) při max P UO 120 kV
Z100	631.5	534.9	468.6
Z50	210.5	97.3	49.0
L100	538.0	443.8	412.1
L50	179.3	77.6	72.1
Celkem za rok	1559	1153.6	1001.8

Odhad úspor elektrické energie po realizaci ASRU v UO Horní Životice a po začlenění do systému OPF je pro provozní režim, který respektuje maximální hranici napětí 120kV v této oblasti, přibližně 2000MWh za rok. Skutečná hodnota úspor bude závislá především na skutečné době poskytování služby regulace U a Q větrných parků v oblasti Horní Životice a na skutečné velikosti regulační rezervy Q generátorů VP.

Minimální úspora se odhaduje kolem 1000MWh při provozním režimu, který nepřekročí 120kV v DS a předpokládá se, že skutečná úspora se bude pohybovat nad touto hodnotou.

12. Závěr

V předloženém materiálu byla názorně demonstrována základní změna v distribuční soustavě, kterou implementace regulace U a Q zákonitě přináší a která zásadním způsobem odlišuje regulovanou soustavu od soustavy neregulované a přináší prospěch jak konečnému odběrateli, tak i samotné distribuční soustavě a připojeným výrobcům. Jedná se o změnu charakteru dodávky Q akčních členů a průběhu U v distribuční soustavě. V případě neregulované soustavy je dodávka Q prakticky konstantní a U neustále kolísá. U soustavy regulované se průběžně mění dodávka Q podle aktuálních požadavků soustavy a U je udržováno v úzkém tolerančním pásmu.

Při implementaci regulace U a Q je nutné v řadě případů počítat s absencí ochoty spolupráce mezi PDS a provozovateli výroben nad rámec platné legislativy. Tato ochota často chybí a nahrazuje jí striktní dodržování energetické legislativy bez ohledu na vzniklý efekt. Je také vždy nutné rozhodnout, zda se bude jednat o podpůrnou službu (budou splněna kritéria PpS dle kodexu) nebo jenom náhradu kompenzace, což má vliv na ochotu provozovatelů výroben investovat do potřebného technického vybavení pro připojení do ASRU.

Regulační systémy je sice možné vzdáleným přístupem monitorovat, ale konkrétní úpravy na nich je nutné provádět přímo na dotčeném objektu a jejich korektnost hned ověřit určenými zkouškami, neboť riziko poškození technologie výroby či zařízení blízkého odběratele nelze podcenit. Je významný technický rozdíl mezi informačními a regulačními systémy.

13. Příloha č. 1 – Obrazové přílohy

Obrázek č. 1 - Statické charakteristiky zátěže

Obrázek č. 2 - Statické charakteristiky zátěže jako funkce U

Obrázek č. 3 - Statické napěťové charakteristiky zátěže

Obrázek č. 4 - Schéma přenosu

Obrázek č. 5 - Průběh laviny napětí

Obrázek č. 6 - Obecná UO110kV v ES ČR

Obrázek č. 7 - Základní schéma Systému regulace U a Q

Obrázek č. 8 - Činnost Systému regulace U a Q

Obrázek č. 9 - TRN schéma vstupů a výstupů

Obrázek č. 10 - Závislost pravděpodobnosti na přírůstku energie

Obrázek č. 11 - Závislost pravděpodobnosti na teplotě

Obrázek č. 12 - Blokové schéma návazností sekundární regulace U a Q

Obrázek č. 13 - ASRU schéma vstupů a výstupů

Obrázek č. 14 - Princip ASRU v pilotním uzlu

Obrázek č. 15 - Centralizovaná varianta ASRU

Obrázek č. 16 - Decentralizovaná varianta ASRU

Obrázek č. 17 - Varianta bez samostatné stanice ARN

Obrázek č. 18 - Varianta bez ASRU

Obrázek č. 19 - Provozní diagram generátoru

Obrázek č. 20 - Statika primárního regulátoru

Obrázek č. 21 - Primární regulátor napětí generátoru

Obrázek č. 22 - Varianty napájení vlastní spotřeby výroby

Obrázek č. 23 - Certifikovaný provozní diagram generátoru

Obrázek č. 24 - Průběh certifikačního měření na elektrárně Vřesová

Obrázek č. 25 – Blokové schéma VtE Vestas

Obrázek č. 26 – Provozní diagram VtE Vestas

Obrázek č. 27 – Rotační kompenzátor Krasíkov

Obrázek č. 28 - ASRU LDS varianta č. 1

Obrázek č. 29 - Jednopolové schéma LDS Chemopetrol Litvínov

Obrázek č. 30 - ASRU LDS varianta č. 2

Obrázek č. 31 – Jednopolové schéma zapojení generátorů Energetiky Vítkovice

Obrázek č. 32 – ASRU LDS varianta č. 3

Obrázek č. 33 - DS v okolí LDS AMO

Obrázek č. 34 – Jednopolové schéma LDS AMO

Obrázek č. 35 – VP Horní Loděnice a rozvodna Šternberk 110kV

Obrázek č. 36 – VP Horní Loděnice a rozvodna Šternberk 110kV

Obrázek č. 37 – Schéma technické realizace ASRU VP Horní Loděnice

Obrázek č. 38 – Schéma pilotního uzlu 110kV a transformace 110kV/vn

Obrázek č. 39 – Schéma pilotního uzlu 110kV a transformace 110kV/vn

Obrázek č. 40 – Reakce ASRU, PRN a SRQ na skokovou změnu napětí v soustavě

Obrázek č. 41 – Schéma kompenzace

Obrázek č. 42 – Elektricky blízká kompenzace Q a ASRU

Obrázek č. 43 – Integrace technických prostředků dispečinku DS a výroben

Obrázek č. 44 – Možnost podpory PS ve vybraných uzlech soustavy

Obrázek č. 45 – Schéma připojení VP k DS – zimní zapojení

Obrázek č. 46 – Schéma připojení VP k DS – letní zapojení

14. Příloha č. 2 – Grafy

- Graf č. 1 - Změna zadaného napětí v pilotním uzlu Chemopetrol
- Graf č. 2 – Jalový výkon generátorů závodní elektrárny Chemopetrol Litvínov
- Graf č. 3 – Denní průměrný $\cos\varphi$
- Graf č. 4 – Hodinový průměr $\cos\varphi$
- Graf č. 5 – Denní průběh napětí v pilotním uzlu Chemopetrol
- Graf č. 6 – Denní průběh jalového výkonu v pilotním uzlu Chemopetrol
- Graf č. 7 – PP3 v provozu, TG9 mimo provoz, ASRU mimo provoz - napětí
- Graf č. 8 – PP3 v provozu, TG9 v provozu, ASRU mimo provoz - napětí
- Graf č. 9 – PP3 částečně mimo provoz, TG9 v provozu, ASRU v provozu - napětí
- Graf č. 10 - PP3 částečně mimo provoz, TG9 v provozu, ASRU v provozu – jalový výkon
- Graf č. 11 - PP3 v provozu, TG9 v provozu, ASRU v provozu – napětí
- Graf č. 12 - PP3 v provozu, TG9 v provozu, ASRU v provozu – jalový výkon
- Graf č. 13 - Ukázkový regulační průběh - napětí
- Graf č. 14 - Ukázkový regulační průběh - výkony
- Graf č. 15 - Nezávislost Q na aktuální velikosti výroby P
- Graf č. 16 - Regulace odboček transformátoru 110kV/vn
- Graf č. 17 - Reakce ASRU na napěťové poruchy v regulované soustavě
- Graf č. 18 - Certifikace regulačního rozsahu Q u VP
- Graf č. 19 - Chybně zadaná hodnota napětí
- Graf č. 20 - Nežádoucí zvýšení napětí v rozvodně Šternberk vlivem VP - napětí
- Graf č. 21 - Nežádoucí zvýšení napětí v rozvodně Šternberk vlivem VP – jalový výkon
- Graf č. 22 - Omezení regulační rezervy Q vlivem vysoké výroby P
- Graf č. 23 - Průběh napětí 110kV Šternberk
- Graf č. 24 - Průběh napětí 30kV
- Graf č. 25 - Průběh výkonů VP Horní Loděnice
- Graf č. 26 - Krasíkov T403 - odbočky
- Graf č. 27 - Průběh Q na vedení V598 (Červenka – Šternberk)
- Graf č. 28 - Průběh napětí 110kV v rozvodně Ráječek
- Graf č. 29 - Průběh činných ztrát na vedení v závislosti na velikosti toku Q
- Graf č. 30 - Denní průběh reálných a optimálních technických ztrát
- Graf č. 31 - Průběh U a Q generátoru v pilotním uzlu Albrechtice

15. Příloha č. 3 – Použitá literatura

- [1] Kolcún, Griger – *Riadenie prevádzky elektrizačnej sústavy*
- [2] ČEPS, a.s. - *Pravidla provozování přenosové soustavy*
- [3] Witner K., Doležal – *Regulace U a Q – současnost a trendy*
- [4] Vaněk R. – *Automatická regulace napětí transformátorů 110kV / vn*
- [5] Weber J. D. - *Implementation of a Newton-based optimal power flow*
- [6] Metropolis N. - *Equations of State Calculations by Fast Computing Machines*
- [7] Mohd Hasan Ali – *Wind energy systems*
- [8] Cetkovský S. a kolektiv – *Větrná energie v České republice*

16. Příloha č. 4 – Vlastní publikace

- [1] Habrych R.: „*Regulace napětí a jalových výkonů*“, Konference CIRED 1989
- [2] Habrych R.: „*Automatická sekundární regulace U a Q v pilotních uzlech*“, Konference Poděbrady 1996
- [3] Habrych R.: „*Realizace automatického systému řízení*“, Konference Poděbrady 1997
- [4] Habrych R.: „*Sekundární regulace napětí a jalového výkonu v pilotním uzlu Hradec u Kadaně*“, Mezinárodní koloqium 1997 Praha – Vybrané problémy řízení elektrizační soustavy
- [5] Habrych R.: „*Regulace činných a jalových výkonů, frekvence a napětí*“, Seminář Tatranská Lomnice 1997
- [6] Habrych R.: „*Optimalizace spolupráce terciární, sekundární a primární regulace napětí a jalových výkonů*“, Seminář Poděbrady 1998
- [7] Habrych R.: „*Automatická regulace napětí a jalových výkonů v uzlové oblasti 110kV*“, Seminář Modra – Harmonia, Slovenská republika 1998 – Aktuální problémy elektrizační „soustavy a jejich řešení
- [8] Habrych R.: „*Globální systém regulace napětí a jalových výkonů v rámci ES ČR*“, Konference Poděbrady 2000
- [9] Habrych R.: „*Hierarchický systém regulace napětí a jalových výkonů*“, Cyklus E-2000
- [10] Habrych R.: „*ASRU v distribuční soustavě SČE, a.s.*“, Konference Poděbrady 2001
- [11] Habrych R.: „*Integrovaný systém řízení soustav nn*“, Cyklus E-2001, seminář č. 3
- [12] Habrych R.: „*Zkoušky a provoz ASRU Mělník I*“, Cyklus E-2001, seminář č. 5
- [13] Habrych R.: „*Automatická sekundární regulace napětí distribuční sítě 110kV STE a. s.*“, Časopis Energetika 2001/12
- [14] Habrych R.: „*Praktické poznatky z provozu systémů ASRU SME, a.s.*“, Konference Poděbrady 2002
- [15] Habrych R.: „*Obchodní aspekty podpůrné služby regulace napětí a jalového výkonu*“, Cyklus E-2002, seminář č.1
- [16] Habrych R.: „*Praktické poznatky z provozu systémů regulace napětí*“, Cyklus E-2002, seminář č.3
- [17] Habrych R.: „*Zajištění kvalitních vstupních dat pro regulační systémy*“, Cyklus E-2002, seminář č.8
- [18] Habrych R.: „*Zajištění spolehlivosti regulačních systémů v DS*“, Cyklus E-2002, seminář č.9
- [19] Habrych R.: „*Praktické poznatky z provozu systému ASRU SČE, a.s.*“, Konference CIRED 2002
- [20] Habrych R.: „*Nové přístupy k řízení LDS*“, Konference Poděbrady 2003
- [21] Habrych R.: „*Poznámky a náměty k certifikacím PpS a U a Q*“, Cyklus E-2003, seminář č. 4

- [22] Habrych R.: „*Diagnostické pracoviště SRU*“, **Cyklus E-2003**, seminář č. 9
- [23] Habrych R.: „*Varianty spolupráce PS a DS v rámci regulace U a Q*“, Konference CIRED 2003
- [24] Habrych R.: „*Sekundární efekty regulace U a Q v DS*“, **Konference Poděbrady 2004**
- [25] Habrych R.: „*Korektor systému regulace U a Q*“, **Cyklus E-2004**, seminář č. 9
- [26] Habrych R.: „*Poznatky ze spolupráce terciární a sekundární regulace napětí v DS 110 kV*“, Konference – Riadenie v energetike 2004“, Konference Stará Lesná
- [26] Habrych R.: „*Koncepce globálního systému regulace U a Q*“, Konference Poděbrady 2005
- [27] Habrych R.: „*Poskytování systémových a podpůrných služeb ze zdrojů středního výkonu*“, **Cyklus E-2005**, seminář č. 4
- [28] Habrych R.: „*Praktické využívání funkcí dispečerského řízení*“, Konference Poděbrady 2007
- [29] Habrych R.: „*Regulace U a Q v lokálních distribučních soustavách*“, **Cyklus E-2007**, seminář č. 2
- [30] Habrych R.: „*Problémy praktického využívání vyšších funkcí dispečerského řízení*“, **Cyklus E 2007**, seminář č. 7
- [31] Habrych R.: „*Podpůrné služby DS*“, **Cyklus E-2008**, seminář č. 4
- [32] Habrych R.: „*On-line výpočet technických ztrát v DS 110kV*“, **Cyklus E-2009**, seminář č. 2
- [33] Habrych R.: „*Praktické zkušenosti s provozem ASRU farmy VTE Horní Loděnice*“, Konference Poděbrady 2009
- [34] Habrych R.: „*Regulace U a Q v DS ČR*“, Konference Energomatika 2010
- [35] Habrych R.: „*Automatická sekundární regulace napětí ArcelorMittal Ostrava*“, Konference Poděbrady 2010
- [36] Habrych R.: „*Dispečerské řízení větrných elektráren*“, Konference B.I.D 2011
- [37] Habrych R.: „*Zapojení kompenzačních zařízení velkoodběratelů ASRU*“, Konference Poděbrady 2011
- [39] Habrych R.: „*Regulace napětí a jalového výkonu v distribučních soustavách 110 kV*“, Konference EPE Brno 2012
- [40] Habrych R.: „*Porovnání větrných elektráren různých výrobců*“, **Cyklus E-2012**, seminář č.6

17. Příloha č. 5 – Práce na vybraných projektech

- 1987 – *Konzultační program regulace U a Q* – návrh a programování.
- 1989 - *Návrh a simulační ověření ASRU Chotějovice* – spolupráce na návrhu a programování regulátoru.
- 1991 až 1992 - *Expertní systém regulace U a Q* – vypracování studie.
- 1992 až 1995 - *Návrh a realizace ASRU Hradec u Kadaně a Výškov* (elektrárny Pruněřov 1 a 2, Tušimice 2) – spolupráce na návrhu a programování regulátoru a řízení projektu.
- 1997 až 1998 - *Návrh a realizace ASRU Vítkov* (elektrárny PPC Vřesová a Tisová 2) - spolupráce na návrhu a programování regulátoru a řízení projektu.
- 1998 až 2010 - *Návrh a realizace ASRU DS 110kV STE* (elektrárny Mělník 1 a Kladno) - spolupráce na návrhu regulátoru a řízení projektu.
- 1998 až 2008 - *Návrh a realizace ASRU DS 110kV SME* (elektrárny Dětmárovice a Třebovice, závodní elektrárna ArcelorMittal Ostrava a větrný park Horní Loděnice)- spolupráce na návrhu regulátoru a řízení projektu.
- 1998 až 2006 - *Návrh a realizace ASRU DS 110kV SČE* (elektrárny Lednice, Pruněřov 1, teplárny Komořany a Trmice a závodní elektrárna Chemopetrol Litvínov) - spolupráce na návrhu regulátoru a řízení projektu.
- 2009 - *Návrh a realizace ASRU DS 110kV Oltenia* (Rumunsko) – metodická spolupráce.
- 2009 až 2011 - *Návrh a realizace ASRU VP Tariverde* (Rumunsko) – metodická spolupráce.
- 2011 - *Návrh a realizace ASRU VP Rahman* (Rumunsko) – metodická spolupráce.