

Podpůrná služba regulace jalového výkonu

Martin Škach, Richard Habrych

ABSTRAKT: Tento příspěvek navazuje na předchozí články, které byly uveřejněny v časopisu Energetika 3/2015 [1] a 5/2015 [2], a popisuje tzv. podpůrnou službu Sekundární regulace U/Q (SRUQ), která se stala pro všechny elektrárny zapojené do přenosové soustavy zdrojem stálých příjmů a tím vlastně další obchodovatelnou komoditou.

KLÍČOVÁ SLOVA: systémové a podpůrné služby, sekundární regulace U/Q, terciární regulace napětí

ABSTRACT: This contribution builds on the previous articles that were published in the journal Energetika 3/2015 [1] and 5/2015 [2] and describes the so-called supporting service of the Secondary regulation of U/Q (SRUQ), which has become for all power plants connected in the transmission system by the permanent income source, and thus actually more tradable commodity.

KEYWORDS: System and ancillary services, the secondary regulation of U/Q, the tertiary voltage regulation

1. Úvod

Regulace napětí a jalových výkonů byla původně čistě technickou disciplínou. Elektrárny poskytovaly, za dohodnutých omezovacích podmínek, svůj regulační jalový výkon a provozovatel soustavy ho pak využíval ve prospěch konečného odběratele elektřiny. Nastavení omezovacích podmínek nepodléhalo žádnému složitému ověřovacímu procesu a záviselo na dokumentaci k zařízení a provozních zkušenostech správce zařízení.

Obchodní aspekt získala tato aktivita až po vyčlenění přenosové soustavy do samostatné společnosti ČEPS, a.s. V rámci tohoto vyčlenění bylo nutné řešit také financování provozní podpory přenosové soustavy ze strany elektráren, a to jak v oblasti činného, tak i jalového výkonu. Tímto řešením se stalo zavedení Systémových a podpůrných služeb do energetické legislativy (včetně jejich roční finanční dotace v konkrétně určené hodnotě Cenovým výměrem ERÚ) a hlavně do energetické praxe.

2. Systémové a podpůrné služby

2.1 Vysvětlení problematiky

Systémové služby (SyS) jsou činnosti, kterými ČEPS zajišťuje kvalitu a spolehlivost dodávky elektřiny na úrovni přenosové soustavy (PS) a plnění mezinárodních závazků a podmínek propojení elektrizační soustavy (ES) ČR. Kvalitou se rozumí zejména parametry frekvence a napětí, definované Pravidly provozování přenosové soustavy (PPPS) [3]. Spolehlivostí dodávky se rozumí nepřerušenosť dodávky v odběrných místech z PS definovaná průměrným počtem a trváním dílčích výpadků dodávky v jednotlivých předacích místech.

Systémové služby zahrnují:

- udržování kvality elektřiny,
- udržování výkonové rovnováhy v reálném čase,
- obnovení provozu,
- dispečerské řízení.

Systémové služby jsou placeny jako součást ceny za elektřinu všemi spotřebiteli těchto služeb, tedy zákazníky, výrobci připojeními k ES a při připojení k ES i spotřebiteli v ostrovech. Peníze za systémové služby jsou pak prostřednictvím provozovatelů regionálních distribučních soustav a výrobců placeny ČEPS. Výši ceny za systémové služby stanovuje každoročně Energetický regulační úřad (ERÚ) vydáním Cenového rozhodnutí pro následující kalendářní rok [3].

Podpůrné služby (PpS) jsou prostředky pro zajištění systémových služeb (SyS). Jsou definovány jako činnosti fyzických nebo právnických osob pro zajištění provozování

elektrizační soustavy a pro zajištění kvality a spolehlivosti dodávky elektřiny.

2.2 Požadavky na PpS

Všechny podpůrné služby musejí splňovat obecné požadavky [3]:

- měřitelnost – se stanovenými kvantitativními parametry a způsobem měření,
- garantovaná dostupnost služby během denního, týdenního a ročního cyklu s možností vyžádat si inspekci,
- certifikovatelnost – stanovený způsob prokazování schopnosti poskytnout služby pomocí periodických testů,
- možnost průběžné kontroly poskytování.

Takto formulovaná kritéria dokáží plnit synchronní generátory a kompenzátory (případně zařízení typu FACTS), ale již nejsou v reálných možnostech parků větrných elektráren, o jejichž zapojení do přenosové soustavy ČR se také (v dlouhodobém výhledu) uvažuje. V případech větrných parků by regulace U a Q byla pouze splněním nutných připojovacích podmínek a nikoliv PpS.

2.3 Sekundární regulace U/Q

Tuto podpůrnou službu mohou poskytovat provozovatelé elektrárenských bloků připojených do PS o instalovaném jednotkovém výkonu 50 MW a více a splňujících podmínky PPPS [3]. V současné době jsou v přenosové soustavě do systému ASRU (Automatická sekundární regulace U/Q) zařazeny elektrárny v osmi pilotních uzlech přenosové sítě ČR: Hradec u Kadaně (Pruněrov 1, Pruněrov 2 a Tušimice 2), Vítkov (PPC Vřesová a Tisová 2), Slavětice (Dukovany a Dalešice), Týnec (Chvaletice), Krasíkov (Dlouhé Stráně), Výškov (Počerady a PPC Počerady), Milín (Orlík) a Kočín (Temelín). Elektrárna Mělník 3 reguluje napětí pouze na vyšší straně svého blokovaného transformátoru a do spuštění se připravuje systém ASRU Chotějovice (Ledvice 660 MW).

Prakticky tak byla naplněna podmínka zapojení do systému ASRU všech elektráren vyvedených do přenosové soustavy. Tuto PpS umějí poskytovat také elektrárenské bloky zapojené do DS 110 kV. Mezi ně patří elektrárny a teplárny Dětmárovice, Třebovice, Mělník 1 a 2, Kladno, Ledvice, Pruněrov 1 (bloky 3 a 4), Komořany, Trmice a Opatovice. U těchto výroben je příjemcem PpS provozovatel distribuční soustavy. Soustava 110 kV však není poskytovateli PpS plně pokryta, neboť část výroben PpS z různých důvodů neposkytuje.

3. Oceňování podpůrné služby

3.1 Důvody oceňování

Jalový výkon v synchronním generátoru elektrárny vzniká

(z obchodního hlediska) jako sekundární produkt výroby činného výkonu a na jeho výrobu nemusí výrobce elektřiny vynakládat žádné vícenáklady (např. spotřeba uhlí) a prakticky ho ani nemůže nevyrábět (extrémně štíhlý provozní diagram generátoru je technicky asi nerealizovatelný a hlavně provozně zcela nesmyslný). Přitom je z pohledu ekonomiky provozu generátoru prakticky jedno, jaké množství jalového výkonu do soustavy dodává či ze soustavy odebírá (při dodržení všech technických omezovacích podmínek pro provoz generátoru v systému ASRU).

Výrobce má náklady s instalováním, udržováním a modernizací technických prostředků nutných pro korektní provoz bloku v rámci systému ASRU. Tyto náklady a přiměřený zisk z poskytované PpS jsou mu hrazeny v rámci oceňování PpS. Kritérii objemu poskytování této podpůrné služby jednotlivými bloky pro potřeby jejich finančního oceňování jsou regulační rozsah jalového výkonu (certifikovaný), dostupnost a někdy i lokalita zdroje.

Dostupnost představuje dobu regulace, tj. dobu, po kterou generátor reguloval v rámci ASRU při využití celého certifikovaného (smluvně dohodnutého) rozsahu regulovatelného jalového výkonu a zároveň spolupracoval s prostředky terciární regulace napětí a jalových výkonů.

Konkrétní parametry této PpS jsou smluvně dohodnuty mezi ČEPS a poskytovatelem služby na základě provedeného certifikačního měření popsáno v PPPS [3].

3.2 Základní předpoklady

V případě PpS SRUQ se neobchoduje s dodanými/odebranými MVar, ale s dobou poskytování regulační rezervy Q generátorem. Přitom nezáleží na tom, zda ji systém ASRU během sledovaného období využíval pro regulaci napětí celou, nebo pouze její určitou část a jak často své požadavky na změnu dodávky jalového výkonu soustava měnila. I nulová dodávka jalového výkonu může být v určitých provozních podmínkách důležitou službou pro soustavu, stejně jako dodávka kladného nebo záporného jalového výkonu.

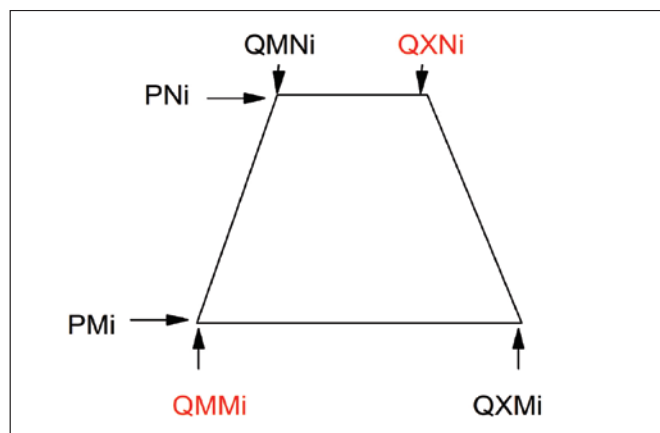
Smlouva na poskytování PpS SRUQ je uzavřena mezi ČEPS a poskytovatelem, který je přímo vyveden do PS ČR a poskytuje PpS SRUQ na výrobních blocích připojených do automatické sekundární regulace napětí a jalových výkonů a splňujících v době poskytování této služby technické podmínky a požadavky dle PPPS [3]. Cena dohodnutá ve smlouvě na poskytování této PpS je stanovena pro každý blok dodavatele jako pevná platba za každou hodinu poskytování služby a za 1 MVar smlouveného certifikovaného regulačního rozsahu (zapojeného do systému ASRU) podle vyhodnocení. V distribuční soustavě je smluvní proces mezi PDS a výrobcem podobný. Rozdíl je hlavně v tom, že poskytovatel PpS v přenosové soustavě je vyplácen z peněz určených na systémové a podpůrné služby a v distribuční soustavě z distribučního poplatku, což v praxi znamená, že je výrobce placen za stejnou službu poskytovanou v přenosové soustavě lépe než výrobce v soustavě distribuční.

3.3 Ukázková metodika oceňování

V textu bude dále představena ukázková metodika oceňování PpS SRUQ. V praxi se využívají metodiky různé a ty se navíc průběžně upravují podle získaných poznatků.

3.3.1 Volba regulační jednotky

Za jednotku regulačního rozsahu bloku se volí MVar regulačního rozsahu, který poskytuje podpůrnou službu jednu hodinu, tj. výrobci jsou odměňováni za MVar/hodinu poskytování.



Obr. 1. Hodnoty pro určení rozsahu bloku

Cena jednotky regulačního rozsahu se udává v Kč/MVar.h. Cena služby za výrobu je rovna součtu hodnot za jednotlivé bloky.

Regulační rozsah bloku i , který je roven R_i , je definován následujícím způsobem:

$$R_i = QXN_i + QMM_i \quad (1)$$

kde

QXN_i je maximální jalový výkon při jmenovitém činném výkonu,

QMM_i je minimální jalový výkon při minimálním činném výkonu,

PN_i je jmenovitý činný výkon,

PM_i je minimální činný výkon.

Názorně jsou tyto hodnoty znázorněny na obr. 1.

3.3.2 Cena pro výrobu za PpS

Cena výroby za poskytování PpS sekundární regulace jalových výkonů se vypočte jako součet cen za jednotlivé bloky. Cena služby bloku i výroby j je rovna:

$$C_{ij} = FQ \times A_{Qj} \times R_{ij} \times TP_{ij} \quad (2)$$

kde

FQ je základní cena výroby za jalový výkon [Kč/MVar.h],

A_{Qj} je koeficient výroby [p.j.],

R_{ij} je regulační rozsah bloku i výroby j [MVar],

TP_{ij} je doba plnění služby bloku i výroby j .

Cena výroby je

$$C_j = \sum_i C_{ji} \quad (3)$$

3.3.3 Odhady koeficientů

K odhadu koeficientu FQ potřebujeme znát odhad celkové ceny za službu a počet regulačních jednotek v oblasti.

3.3.4 Odhad celkové ceny za PpS sekundární regulace jalových výkonů

Odhad celkové ceny za tuto PpS by měl být ve správné relaci k nákladům poskytovatelů spojených s touto službou a přínosům z této služby [2].

Odhad nákladů poskytovatelů

Protože náklady jednotlivých poskytovatelů jsou obdobné, neboť zahrnují pouze náklady bezprostředně související s touto PpS, lze pro ně použít jeden odhad, který vychází z těchto základních položek:

- průměrná cena instalovaného zařízení ASRU,
- náklady na údržbu,
- přiměřený zisk,
- odpisová doba.

3.4 Možnosti rozšíření metodiky

Při sestavování metodiky oceňování podpůrné služby se braly v úvahu ještě některé další aspekty, které by sice mohly oceňování zpřesnit, ale z důvodu značného zvýšení složitosti sběru a vyhodnocování potřebných dat se v metodice nakonec neuplatnily:

- Při oceňování podpůrné služby regulace Q by se mohlo také brát v úvahu, kolik regulačních zásahů za sledované časové období udělal konkrétní systém ASRU, a na základě této statistiky vyplácet určité benefity k paušální ceně jako zdůraznění významnosti daného zařízení, neboť existují rozdíly v napěťové dynamice určitých částí soustav.
- Teoreticky by bylo možné ještě uvažovat poměr dU/dQ v pilotním uzlu, kam je generátor vyveden, neboť to má vliv na jeho schopnost ovlivňovat svým regulačním rozsahem Q optimální rozdělení jalového výkonu v soustavě a napěťové poměry.
- Zvýhodnění dodávky Q při aktuálním nedostatku v soustavě (záložní Q).

4. Certifikace podpůrné služby

4.1 Výchozí poznatky

V minulosti se v soustavě prováděly dva typy měření, kterými se zjišťovaly reálné možnosti elektráren v oblasti řízení jalového výkonu:

- měření stability generátoru,
- vypínací zkoušky generátoru.

Zkušenosti z těchto technicky velice zajímavých měření se staly také zdrojem poznatků při formulaci požadavků na proces certifikace, neboť upřesnily chování generátorů v mezích stavech provozního diagramu a také omezení na vlastní spotřebě výroben.

4.2 Důvody nutnosti certifikace

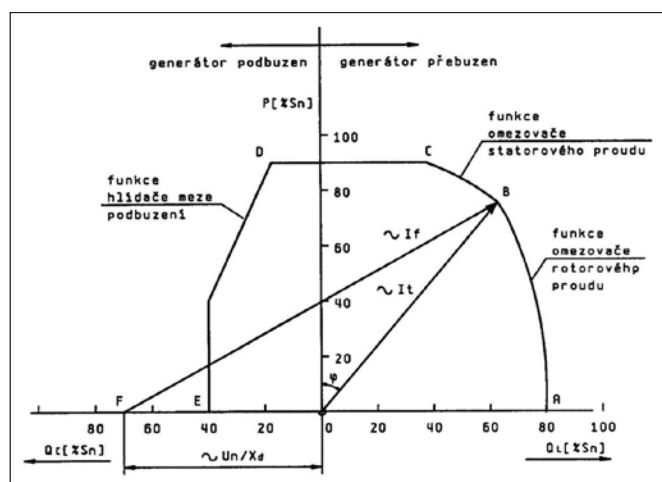
Čerpání jalového výkonu synchronního generátoru v praxi obvykle neprobíhá podle provozního diagramu dodaného výrobcem, neboť podléhá řadě dalších omezení, které vyplývají z jeho konkrétního zapojení, dispozice v soustavě a reálného technického stavu. Podrobný popis těchto omezení je v materiálu [1].

Vlastnosti soustavy v místě vyvedení výkonu se mohou v čase měnit, ale nastavení parametrů regulace v ASRU se ne vždy upraví.

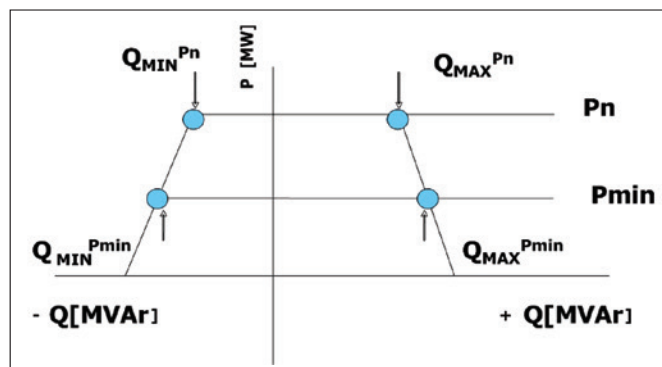
Z těchto důvodů musí každý poskytovatel PpS projít tzv. certifikačním měřením, aby bylo možné přesně určit meze čerpání jeho jalového výkonu v podobě certifikovaného provozního diagramu a ověřit kvalitu regulace.

4.3 Proces certifikace

Konkrétní certifikační měření provádějí specializované organizace (certifikační autority) vybavené odpovídajícím pověřením s časově omezenou dobou platnosti. Certifikační autorita uzavírá s provozovatelem elektrárny smluvní vztah, jehož součástí je provedení certifikačních měření a vypracování



Obr. 2. Provozní diagram generátoru



Obr. 3. Certifikovaný provozní diagram generátoru

protokolu a certifikátu podle platné legislativy [3].

V případě, že si provozovatel elektrárny není jist aktuálním technickým stavem sledovaného zařízení nebo se certifikace na tomto zařízení provádí poprvé, může si smluvně zajistit provedení předcertifikační zkoušky a technickou pomoc při přípravě svého zařízení na certifikaci u firmy dle vlastního výběru. Předcertifikace snižuje riziko neúspěšné certifikace a nutnosti znovu opakovat nezbytný proces povolování certifikace, což je nepřijemné časové zdržení.

4.4 Certifikační měření

V rámci certifikačního měření se provádějí zkoušky:

- regulačního rozsahu jalového výkonu,
- kvality regulace změnou napětí.

Zkoušky regulačního rozsahu jalového výkonu se provádějí při jmenovité a minimální hodnotě P na dvou hladinách napětí rozdílných alespoň o 1 % U_n . Ruční změnou Q se snižuje (a následně zvyšuje) dodávka Q generátoru do soustavy. Při dosažení první omezení podmínky se zkouška zastaví a hodnota se zapíše. Tímto měřením se získají čtyři vrcholy lichoběžníku, jehož obsahem je regulační reálná rezerva Q sledovaného generátoru.

Prakticky se tak přejde z původního provozního diagramu (obr. 2), který udává výrobce, k provoznímu diagramu certifikovanému (obr. 3).

Změnou žádané hodnoty napětí v pilotním uzlu se nejdříve vyzkouší regulace samotného bloku zapojeného do ASRU. Další zkouška je opět změnou žádané hodnoty napětí v pilotním uzlu, ale při zapojení všech provozovaných bloků do ASRU. Nakonec se při zapojení všech provozovaných

bloků do ASRU provede zkouška regulace vhodnou změnou napětí v síti (např. zapnutím a vypnutím blízké tlumivky).

4.5 Přínosy certifikace

Mezi hlavní přínosy certifikace patří:

- oficiální obchodní dokument,
- ověření reálných technických mezí jalového výkonu bloku,
- detekce a odstranění potenciálních technických problémů,
- zvýšení přesnosti předávaných dat pro TRN,
- získání technických podnětů pro rozšíření reálných regulačních mezí,
- odhalení protireakcí elementů soustavy,
- získání podkladů pro optimální nastavení regulační technologie,
- ověření korektnosti provedených technických a programových úprav,
- podklady pro změny legislativních a technických materiálů, norem a technický rozvoj,
- verifikace a aktualizace související technické dokumentace certifikovaných bloků,
- praktické školení obsluhy výroben,
- zvýšení přesnosti vstupních dat výpočetních nástrojů.

4.5.1 Oficiální obchodní dokument

Certifikát může elektrárna získat pouze po splnění konkrétních technických podmínek, které určuje provozovatel soustavy a kontroluje nezávislá certifikační autorita. Tato kontrola probíhá během certifikačních zkoušek.

Na základě úspěšného splnění podmínek získá provozovatel elektrárny certifikát, kterým po dobu jeho platnosti prokazuje své schopnosti plnit adekvátním způsobem podmínky poskytování podpůrné služby.

Poznatky:

- Konkrétní certifikáty jsou nutnou podmínkou poskytování všech PpS u provozovatele přenosové soustavy.
- Certifikát je jedním z parametrů pro prokázání obchodní hodnoty poskytované služby, se kterým je možno pracovat v rámci smluvních vztahů mezi výrobcí a provozovatelem přenosové soustavy. Tento parametr je dostatečně konkrétní, aby ho šlo v rámci těchto smluvních vztahů jasně kvantifikovat, finančně oceňovat a jeho dodržování kontrolovat.
- V případě, že je tato služba poskytována provozovateli distribuční soustavy, není tento certifikát povinně vyžadován, ale může být např. přílohou k uzavření dvoustranné smlouvy.

4.5.2 Ověření reálných technických mezí jalového výkonu bloku

Certifikační zkoušky jsou prakticky jedinou možností, jak přesně změřit hodnoty $\pm Q$ při maximální a minimální hodnotě činného výkonu a při nižší a vyšší hladině napětí. Podobné zkoušky se jinak běžně neprovádějí, a to hlavně z obchodních důvodů (dočasné omezení výroby silové elektřiny elektrárny).

Poznatky:

- Naměřené hodnoty se často výrazně liší od hodnot udávaných provozním diagramem generátoru. U blokově uspořádaných výroben (hlavně elektráren) je tento rozdíl největší a je dán omezením na vlastní spotřebě, u ostatních výroben (např. menších tepláren) jinými technickými důvody.
- Dva bloky se stejným instalovaným výkonem mohou mít rozdílnou využitelnou rezervu jalového výkonu, což je dáno jejich aktuálním technickým stavem nebo způsobem zapojení a provozováním jejich vlastní spotřeby či dalšími specifickými technickými nebo provozními důvody.
- Systém ASRU s provedenou certifikací vykazuje statisticky

lepší provozní hodnoty (rozdíl mezi celkovou dobou provozu a dobou provozu v regulaci napětí a jalových výkonů).

4.5.3 Detekce a odstranění potenciálních technických problémů

Certifikační zkoušky jsou unikátní možností pro ověření reálného technického stavu regulační technologie s možností detekce skrytých technických problémů, neboť technologie je provozována v mezních stavech.

Tím, že se během certifikačních zkoušek dosahuje i mezních hodnot provozního diagramu generátorů (což je v běžném provozu jen výjimečná záležitost) a probíhá podrobné měření všech významných hodnot, je možné odhalit např. chybná měření, nastavení ochran a omezovačů, nepřesnosti v řídicím systému bloku atd.

Poznatky:

- U necertifikovaných generátorů došlo v běžném provozu k výpadku z důvodu chybně nastavených ochran. Konkrétně bylo vypnutí ochrany nastaveno v prostoru provozního diagramu.
- Při implementaci nového generátoru se při certifikaci ověřilo, zda jsou správně nastaveny generátorové ochrany a omezovače tím, že je generátor zkoušen při limitních hodnotách jalového výkonu, kde se běžně zkoušky neprovádějí. To dává odpovědnému pracovníkovi elektrárny garanci, že generátor zůstane i v limitních stavech připojen do sítě.
- Při certifikačních zkouškách nově instalovaného bloku se občas zjistilo chybné nastavení ochran tohoto bloku, které by se bez těchto zkoušek asi nedalo zjistit, a k nesprávné činnosti dané ochrany by došlo až při běžném provozu bloku (většinou při anomálním provozním stavu soustav).

4.5.4 Zvýšení přesnosti předávaných dat pro Terciární regulaci napětí (TRN)

Regulační možnosti akčních členů (generátorů, rotačních kompenzátorů atd.) jsou důležitou omezovací podmínkou výpočtu TRN a jejich přesné určení zvyšuje kvalitu výpočtu této dispečerské funkce a tím i fungování celého Systému regulace U a Q v soustavě.

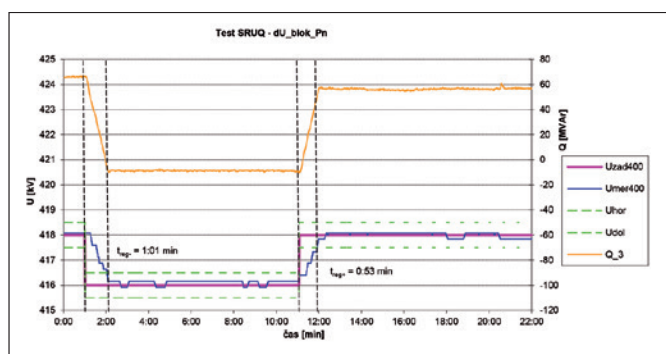
Výpočet TRN pracuje s velkou řadou omezovacích technických podmínek, jejichž udržování je důležité s ohledem na realnost výpočtů prováděných nad sledovanou soustavou. Jednou z těchto podmínek je také přesné určení reálně využitelné rezervy regulačního jalového výkonu v jednotlivých pilotních uzlech (a regulujících generátorech). Tato rezerva závisí jak na aktuální dodávce jalového výkonu ve sledovaném pilotním uzlu, tak i na mezích jalového výkonu v rámci provozního diagramu. V případě, že jsou tyto meze příliš úzké, nemůže TRN využít pro výpočet plnou dostupnou regulační rezervu jalového výkonu v pilotním uzlu. V opačném případě může TRN vypočítat zadané napětí ve sledovaném pilotním uzlu, které není reálně dosažitelné. Výsledkem pak může být i nárůst technických ztrát v DS, neboť pouze část systému ASRU bude schopna dosáhnout zadaného napětí ve svých pilotních uzlech a udržet ho. V ostatních bude napětí jiné než vypočtené a to zvýší toky jalového výkonu v regulované soustavě.

Poznatek:

V případě TRN ČEPS začala tato výpočetní funkce korektně fungovat až po provedení certifikací převážně většiny regulujících generátorů v soustavě.

4.5.5 Získání technických podnětů pro rozšíření reálných regulačních mezí

Certifikační zkoušky mohou detekovat konkrétní podněty pro rozšíření stávajících regulačních mezí bloků.



Obr. 4. Zkouška změnou žádané hodnoty napětí pro jeden blok

Veličiny v grafu:

Uzd400 – zadaná hodnota napětí na přípojnici 400 kV
 Umer400 – měřená hodnota napětí na přípojnici 400 kV
 Uhor – horní tolerance napětí
 Udol – spodní tolerance napětí
 Q_3 – jalový výkon certifikovaného generátoru

Převážná většina bloků v ČR nebyla projektována a instalována s ohledem na optimální poskytování PpS regulace Q a během svého provozu běžně ani nevyužívala plného rozsahu provozního diagramu (např. s ohledem na vlastní spotřebu).

Poznatek:

Certifikační zkoušky prokázaly u některých elektráren opačné nastavení odboček transformátoru vlastní spotřeby, než v daném pilotním uzlu provozovatel soustavy potřeboval, a tyto transformátory bylo nutné následně přečepovat.

4.5.6 Odhalení protireakcí elementů soustavy

V rámci ES existuje řada prvků, které se svojí činností snaží regulační zásahy systému ASRU eliminovat. Certifikační zkoušky zjišťují velikost této protireakce a vytvářejí podklady pro analyzování jejich příčin a následnou eliminaci.

DS jako element ES ČR je součástí složitějšího dynamického systému. Regulace generuje změny, které v tomto systému vyvolávají protireakce. Elementy ES tyto regulační zásahy chápají jako dynamické poruchy, na něž musejí podle svých možností reagovat. Tím negativně ovlivňují kvalitu regulačního systému a snižují efektivně využitelnou rezervu Q v rámci regulované soustavy.

Poznatek:

Zkoušky odhalily nevhodně nastavenou statiku generátoru sousední blízké elektrárny.

4.5.7 Získání podkladů pro optimální nastavení regulační technologie

Analýza výsledků získaných během certifikačního měření poskytuje podklady pro změnu nastavení PRN a ASRU. Přínosem certifikačních zkoušek je také soubor unikátních dat získaných během měření, které je možné dále podrobně analyzovat s využitím speciálních programových nástrojů. Výsledkem této analýzy může být změna nastavení regulačních parametrů nebo úprava regulačního algoritmu či jiná technická změna, která může znamenat jak zlepšení kvality regulačního systému, tak i snížení technického zatížení regulované technologie.

Poznatek:

Většina měření prováděná v limitních stavech přináší nové zajímavé poznatky o sledovaném zařízení, neboť podobná měření se buď v minulosti nikdy neprováděla, nebo jejich výsledky již nejsou k dispozici.

4.5.8 Ověření korektnosti provedených technických a programových úprav

Analýza výsledků získaných během opakovaného certifikačního měření poskytuje podklady pro kontrolu správnosti provedených technických a programových změn.

Certifikaci je potřeba opakovat po provedení významné opravy související s regulační technologií, změny parametrů regulátoru, po rekonstrukci budící soustavy či po provedení výměny souvisejícího technologického zařízení jako kvalifikované ověření kvality regulačního systému.

Poznatek:

V rámci PPPS je provádění opakovaných certifikačních zkoušek při zásadních změnách regulační technologie podmínkou.

4.5.9 Podklady pro změny legislativních a technických materiálů, norem a technický rozvoj

Pravidla návrhu, realizace, provozování a certifikování regulačních systémů jsou poplatná aktuálnímu stupni poznání této problematiky v době svého vzniku. Certifikace je zdrojem dalšího nového poznání a tím i možnosti zvýšení kvality souvisejících odborných materiálů.

Poznatek:

Po provedení prvního kola certifikací v PS ČEPS byla provedena i inovace odpovídající části PPPS a určité změny probíhají v každém roce.

4.5.10 Verifikace a aktualizace související technické dokumentace certifikovaných generátorů

V rámci přípravy certifikačních zkoušek je nutné prověřit stávající technickou dokumentaci generátorů a na základě výsledků certifikačních měření pak tuto dokumentaci upřesnit. Pravidla certifikace ukládají zkontrolovat a doplnit před zahájením zkoušek stávající dokumentaci o certifikovaném zařízení.

Poznatek:

Pro tak specifickou oblast, jako je regulace napětí a jalových výkonů, bylo při certifikacích vždy nutné doplňovat stávající technickou dokumentaci na elektrárny a provést kontrolu její správnosti a úplnosti.

4.5.11 Zvýšení přesnosti vstupních dat výpočetních nástrojů

Proces certifikace generuje řadu nových nebo zpřesněných vstupních dat pro potřeby dynamických výpočtů.

Dynamické výpočty ES vyžadují kromě běžně využívaných hodnot pro statický i dynamický výpočet chodu sítě také řadu dat charakterizujících bloky a odběry. Tyto hodnoty se získávají převážně z výrobní dokumentace a protokolu ze zkoušek a měření. V rámci certifikace lze získat další chybějící hodnoty nebo upřesnit hodnoty stávající. Pomocí naměřených průběhů je také možné verifikovat nově vytvořený nebo rozšířený dynamický model a kontrolovat výsledky některých výpočtů. Naměřené průběhy umožňují také zpřesnit algoritmy některých elementů využívaných v simulačním modelu.

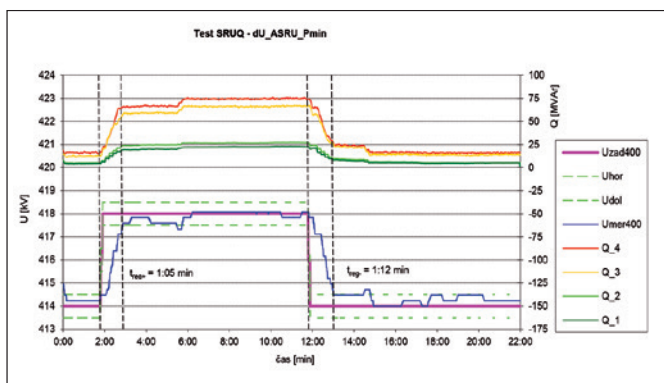
Poznatek:

V rámci realizací systémů ASRU, které se ověřovaly proti dynamickému simulačnímu modelu, se pro verifikování tohoto modelu využívala data získaná z různých typů zkoušek. Tento proces probíhá neustále tak, aby se zvyšovala kvalita těchto modelů jejich dalším přiblížením k reálné ES.

4.6 Ukázky z certifikačních měření

4.6.1 Zkouška č. 1

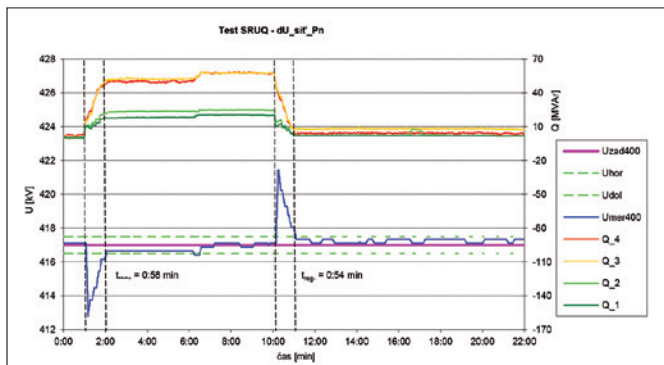
Zkouška změnou žádané hodnoty napětí pro samostatný blok zapojený v ASRU (obr. 4).



Obr. 5. Zkouška změnou žádané hodnoty napětí pro čtyři bloky

Veličiny v grafu:

Uzd400 – zadaná hodnota napětí na přípojnici 400 kV
 Umer400 – měřená hodnota napětí na přípojnici 400 kV
 Uhor – horní tolerance napětí
 Udol – spodní tolerance napětí
 Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 – jalové výkony certifikovaných generátorů



Obr. 6. Zkouška vyvolanou změnou napětí pro čtyři bloky

Veličiny v grafu:

Uzd400 – zadaná hodnota napětí na přípojnici 400 kV
 Umer400 – měřená hodnota napětí na přípojnici 400 kV
 Uhor – horní tolerance napětí
 Udol – spodní tolerance napětí
 Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 – jalové výkony certifikovaných generátorů

Poznámka:

Změna dodávky jalového výkonu je závislá na konkrétním nastavení Primárního regulátoru napětí.

4.6.2 Zkouška č. 2

Zkouška změnou žádané hodnoty napětí pro všechny čtyři bloky zapojené v ASRU (**obr. 5**). Z grafů je patrné rozdílné povolování bloků s jinými regulačními rozsahy.

4.6.3 Zkouška č. 3

Zkouška vyvolanou změnou napětí v soustavě (zapnutí a vypnutí tlumivky) pro všechny bloky zapojené v ASRU (**obr. 6**).

5. Závěr

Transformace problematiky regulace napětí a jalových výkonů do formy obchodovatelné podpůrné služby sice určitým způsobem zkomplikovala celý proces, ale přinesla významné výhody:

- Zvýšil se zájem provozovatelů elektráren o zapojení bloků do ASRU, což platí pro bloky zapojené do soustavy 110 kV (v přenosové soustavě se jedná prakticky o povinnost).
- Elektrárny získaly konkrétní finanční příjem pro instalaci,

údržbu a modernizaci technických prostředků nutných pro zapojení do ASRU.

- Elektrárny získaly motivaci pro rozšiřování svého provozního diagramu generátorů (např. instalace transformátorů vlastní spotřeby s regulací odboček pod zatížením).
- Byly odhaleny skryté nedostatky v měření v soustavě i na elektrárnách, nastavení ochran atd.
- Výrazně klesl čas provozu generátorů mimo ASRU, neboť operátoři na elektrárnách je zbytečně z ASRU nevyřazují a zapínají je hned po najetí generátoru.
- Pracovníci nadřazeného dispečinku mají přesnou představu o regulačních možnostech jednotlivých elektrárenských bloků a mají i ekonomický nástroj pro to, aby mohli vyžadovat provoz bloků v rámci celého certifikovaného provozního diagramu.
- Certifikační měření probíhají s vysokou kvalitou a naměřené provozní diagramy jsou běžně dosažitelné v celém svém rozsahu.

Lze předpokládat, že počet akčních členů regulace napětí s možností plynulé změny dodávky jalového výkonu bude v přenosové a distribuční soustavě spíše ubývat vlivem velké penetrace OZE do distribučních soustav. Proto bude potřeba dlouhodobě motivovat provozovatele zbývajících elektráren k poskytování Sekundární regulace U/Q a také eliminovat všechna odstranitelná technická omezení. Ke splnění těchto úkolů je nutná jak korektní metodika oceňování PpS, tak hlavně průběžné provádění certifikace této podpůrné služby.

Literatura:

- [1] Habrych, R. Řízení jalového výkonu synchronního generátoru. Časopis Energetika 2015/3.
- [2] Habrych, R. Automatická sekundární regulace napětí. Časopis Energetika 2015/5.
- [3] ČEPS. KODEX PŘENOSOVÉ SOUSTAVY – část II. www.ceps.cz



Ing. Richard Habrych, Ph.D. (1960) – Ing. Richard Habrych, Ph.D. (1960) – Vysokoškolské studium na VŠSE v Plzni ukončil v roce 1984. Po absolutoriu nastoupil jako odborný asistent do odboru ASDŘ pražské pobočky Výzkumného ústavu energetického Praha, s. p. Odborně se podílel na řešení výzkumných a vývojových úkolů z oblasti řízení napětí a jalových výkonů pro potřeby automatizovaných systémů dispečerského řízení. Účastnil se – nakonec jako vedoucí řešitelského týmu – komplexu prací orientovaných na analýzu procesů v elektrosoustavách, na prognózu vývoje v oblasti regulace U a Q a dalších funkcí řízení ES, na rozvoj a aplikace trenažerů a expertních systémů. V procesu privatizace a následné transformace Výzkumného ústavu vznikla v r. 1998 akciová společnost EGÚ Praha Engineering, kde byl jmenován ředitelem společnosti a současně byl zvolen do funkce předsedy představenstva. Od roku 2014 působí jako odborný specialista ve společnosti Orgrez, a.s., v divizi, jejíž aktivity jsou zaměřeny na problematiku systémových a podpůrných služeb v elektroenergetice, na procesy optimalizace provozu elektrosoustav a aplikace řídicích systémů.



Ing. Martin Škach (1970) – absolvent ČVUT FEL Praha, 1988–1993. V roce 1994 nastoupil do společnosti ORGREZ, a.s. jako technický pracovník se zaměřením na oblast řízení napětí a jalových výkonů a následně systémových a podpůrných služeb v elektroenergetice. Od roku 2004 až dosud ředitel divize elektrotechniky.

Recenze: **Ing. Karel Máslo, CSc.**
Ing. František Vybíralík, CSc.