

# SYNCHRONNÍ MĚŘENÍ V ELEKTRICKÝCH SÍTÍCH

Václav Böhm, Západočeská energetika, a.s.

Antonín Popelka, AIS spol. s r.o., Brno

Bohumil Sadecký, EGÚ Praha Engineering, a.s.

---

*Kvalita souborů dat získaných z měření v elektrických sítích všech úrovní je kromě jiného ovlivněna nesoudobostí časů, ve kterých jsou jednotlivé údaje změřeny. V příspěvku jsou vlivy nesynchronního měření analyzovány a jsou popsány možnosti snížení nebo vyloučení těchto chyb se zaměřením na měření synchronních fázorů pro účely dispečerského řízení distribučních soustav. Optimalizace využívání distribučních soustav při větším zatížení vyvolává potřebu přesnější znalosti aktuálního ustáleného provozního stavu i dynamických přechodů v reálném čase. Nesoudobost měření v reálném čase vnáší značnou chybu do navazujících procesů řízení a do výpočtů v řídicím systému. Zařízení pro synchronní měření fázorů napětí, zdokonalená komunikace mezi objekty a dispečinkem a výkonná výpočetní technika s příslušným softwarem jsou řešením těchto problémů.*

---

## 1. ÚVOD

Rozvoj trhu s elektřinou nutí energetické firmy věnovat větší úsilí efektivitě provozu snížením nákladů. Na druhou stranu, jak ukazují výpadky v severní Americe i v Evropě, existuje významná potřeba zvýšit bezpečnost a spolehlivost přenosu i distribuce elektřiny. Věnuje se zvýšená pozornost monitorování stavu sítě, které vyžaduje vstupní informace s lepší kvalitou než poskytují tradiční SCADA systémy. Plošné měření synchronních fázorů napětí a proudů v rozsáhlých sítích takové informace poskytuje.

Nutnost spolehlivé dodávky elektřiny odběratelům klade stále vyšší požadavky na moderní systémy řízení sítí i na podpůrné systémy a softwarové nástroje pro bezpečné, efektivní a nákladově optimální řízení sítí. Rozhodovací procesy jsou založeny na analýze stavového vektoru elektrické sítě, k jehož odhadu se používají dostupná redundantní měření elektrických veličin, tj. napětí, proudy, činné a jalové výkony. Výpočtové algoritmy však platí jen pro hodnoty, které byly změřeny současně.

Měřené elektrické veličiny jsou zatíženy jednak chybami složek měřicího řetězce, tj. měřících transformátorů a A/D převodníků, chybou z delta-kriterií použitého při prvotním zpracování v řídicím systému rozvodny a jednak chybami z nesynchronnosti měření, způsobené nesoudobým snímáním veličin a zpožděním na komunikačních linkách. Všechny tyto chyby znamenají zhoršení přesnosti výpočtů.

Specifickou veličinou, kterou dnes můžeme měřit, jsou relativní fázory napětí a proudů v uzlech sítě. Metody jejich měření jsou principiálně synchronní a navíc nejsou tolik zatíženy chybou amplitudy. Z hlediska způsobu jejich použití se liší požadavky na jejich kvalitu, zvláště na přesnost a periodicitu měření.

## 2. VÝZNAM SOUDOBOSTI MĚŘENÍ

Plošné měření synchronních fázorů napětí a proudů má význam jak v ustáleném provozu tak při dynamických změnách během nestabilních stavů a při poruchách. Vlastní přínosy např. zahrnují:

- Pro programy estimace a výpočtu chodu sítě zvyšují jejich přesnost tím, že vstupní data jsou získána ve stejný okamžik.
- Zjištění podmínek pro bezpečné sepnutí bez nutnosti dodatečných manipulací.
- Vyhodnocením dynamického monitorování fázorů lze využít zvýšení přenosové kapacity vedení.
- Dynamické plošné sledování fázorů v síti umožní průběžně hodnotit stabilitu sítě a předcházet rozsáhlým poruchám a výpadkům.
- Záznam o dynamickém průběhu fázorů umožní přesnou analýzu rozvoje poruchy a jejího šíření.
- Využití plošné znalosti fázorů může významně zpřesnit lokalizaci poruch.

V tomto referátu se budeme zabývat využitím fázorů při ustáleném provozu sítě.

## 2.1. ESTIMACE STAVU

Pro estimaci stavu soustavy vvn má soudobost měření klíčový význam. Praktické zkušenosti ukázaly, že zpoždění informace o změně hodnoty veličiny nebo signálu může výsledky estimace poškodit. Přínos doplnění souboru měření o synchronní fázory napětí je možno ocenit srovnávacím výpočtem estimačního kritéria. Doplněním většího počtu fázorových měření se následky nesoudobosti klasických měření P,Q významně sniží. Pro úspěšnou aplikaci fázorů je však důležité dosáhnout co nejmenší chyby v jejich měření, přičemž přijatelná chyba je v řádu desetin úhlového stupně.

Zdroje synchronizační chyby při měření fázorů uváděné v literatuře jsou : synchronizace jednotky GPS – 1  $\mu$ s, tj. 0,018 stupně při síťovém kmitočtu 50 Hz, dále chyba měřicího trafo třídy 0,3 – 14  $\mu$ s, tj. 0,252 stupně a chyba vlastní fázorové měřicí jednotky – 5  $\mu$ s, tj. 0,09 stupně. Celková chyba fázorového úhlu tak může dosáhnout až 0,28 stupně, přičemž z uvedeného příkladu je vidět, že kritická je chyba měřicího trafo. Zajímavé by bylo srovnání s dosažitelnou přesností měření fázorů v našich distribučních soustavách.

Pro promítnutí vlivu chyby diference fázového úhlu napětí  $\delta_{ij}$  (rozdíl změřených fázorových úhlů napětí na začátku a na konci vedení) na vypočtené činné a jalové výkony na vedení, můžeme použít přibližné vzorce:

$$P_{ij} = U_i U_j \sin \delta_{ij} / X_{ij}$$

$$Q_{ij} = U_i U_i / X_{ij} - U_i U_j \cos \delta_{ij} / X_{ij}$$

Po dosažení typických hodnot napětí a reaktance vedení si lze udělat představu o vlivu chyby v případě konkrétní soustavy.

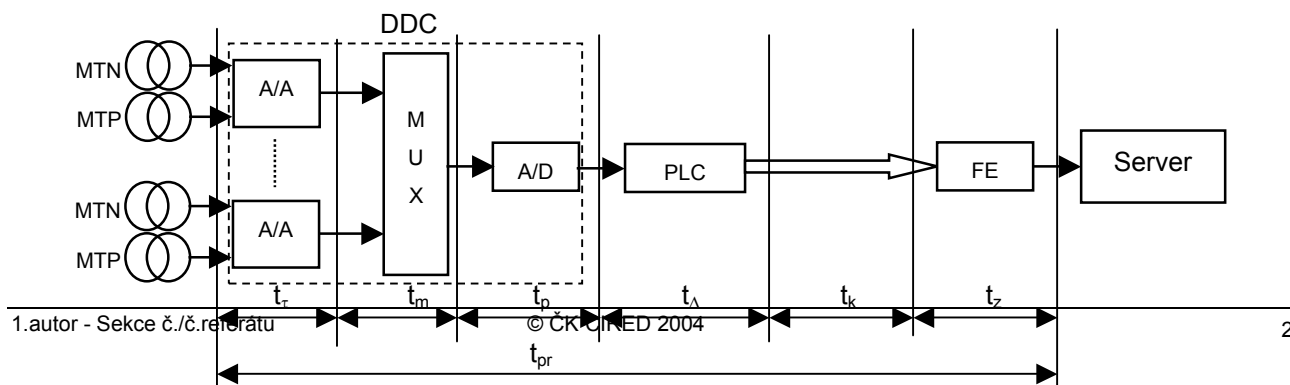
## 2.2. SPÍNACÍ PODMÍNKY

Problematika spínání v distribučních soustavách vvn a vn při přípravě prací v síti nebo při obnově napájení po poruše je velmi významná z hlediska bezpečnosti a spolehlivosti provozu. Optimalizace spínacích postupů má přímý vliv na kvalitu napájení odběratelů a na hodnotu ukazatele síťové dostupnosti. V průběhu manipulací nesmí být narušena technická omezení, aby nedošlo k působení systémů chránění a k následným odvozeným výpadkům. Jedním z důležitých parametrů při rozhodování dispečera o manipulacích jsou fázové poměry v soustavě, zejména rozdíly fázových úhlů napětí ve spínaných bodech soustavy.

## 3. ANALÝZA ZPOŽDĚNÍ V MĚŘICÍM ŘETĚZCI

Moderní Dispečerské Řídicí Systémy, díky vysokým výpočetním výkonům dnešních počítačů, zahrnují jako tzv. vyšší řídicí funkce výpočty sítě v reálném čase, ať se již jedná o estimaci stavového vektoru napětí z redundantních měření v sítích VVN nebo o výpočet chodu sítě VN, kde naopak měření chybí. Vstupními veličinami jsou měření P, Q, U, I z reálného času. V obou výpočtech se jedná o zobecnění Kirchhoffových a Ohmova zákona, která platí pro současné hodnoty všech veličin. Používané systémy měření v elektrických sítích však neměří současně, k tomu přistupuje i proměnlivé zpoždění v komunikačních zařízeních a navíc, kromě chyb vlastních měřicích zařízení, jsou zatíženy chybou delta-kritéria. To pak znamená, že chyby výpočtů estimace stavu (respektuje stochastický charakter veličin a předpokládá menší apriorní chybu) i chodu sítě (předpokládá deterministické veličiny) jsou podstatně větší a tím se zvětšují chyby i následných výpočtů (např. ztráty, nedodaná energie) a automatických řídicích funkcí (regulace U/Q).

Na následujícím obrázku jsou naznačeny komponenty obvyklého měřicího řetězce dispečerských řídicích systémů s vyznačenými a popsányi dobami zpracování.



$t_\tau$  –  $\tau$  je časová konstanta ustálení A/A převodníků, která „vyhlazuje“ rychlé změny vstupních měřených veličin, takže jej zatěžuje nedefinovatelnou chybou zpoždění,

$t_m$  – doba multiplexování na vstupní desce měření je dána pořadím měřené veličiny na vstupních svorkách desky měření a počtem měřících vstupů,

$t_p$  – doba A/D převodu je konstantní,

$t_\Delta$  - doba zpracování veličiny v PLC řídicího systému s  $\Delta$ -kriteriem je silně proměnlivá. Závisí na nastavení parametrů  $\Delta$ -kriteria a proměnlivosti měřené veličiny. Delta-kriterium je aplikováno v Řídicích Systémech Rozvoden kvůli protichůdným požadavkům na:

- používanou (použitelnou, ekonomicky zdůvodnitelnou) rychlost komunikačních kanálů,
- potřebný výpočetní výkon dispečerského systému (pro zpracování velkého počtu měření z rozvoden, řádově několik tisíc), zejména v současnosti, kdy tendence k centralizaci dispečerských center a dispečerských systémů několikanásobně zvyšují dosavadní počty měřených veličin,
- co nejméně hodnoty měřených veličin pro dispečera i pro např. následnou funkci integrace elektrické práce, tedy co nejrychlejší.

V řídicích systémech se používají některé ze 3 typů  $\Delta$ -kriteria:

- Limitní, kdy nová hodnota se odesílá, když rozdíl posledně odeslané hodnoty a současně změřené překračuje nastavené  $\Delta$ ,
- Integrovaný, kdy suma diferencí po sobě zpracovávaných hodnot od posledně odeslané hodnoty překročí nastavené  $\Delta$ ,
- Kvadratické, kdy suma kvadrátů diferencí po sobě zpracovávaných hodnot od posledně odeslané hodnoty překročí nastavené  $\Delta$ .

Jak je ukázáno v [1], lze analýzou průběhu každé konkrétní veličiny najít optimální nastavení parametrů filtrů  $\Delta$ -kriteria, ale celá operace je velmi pracná.

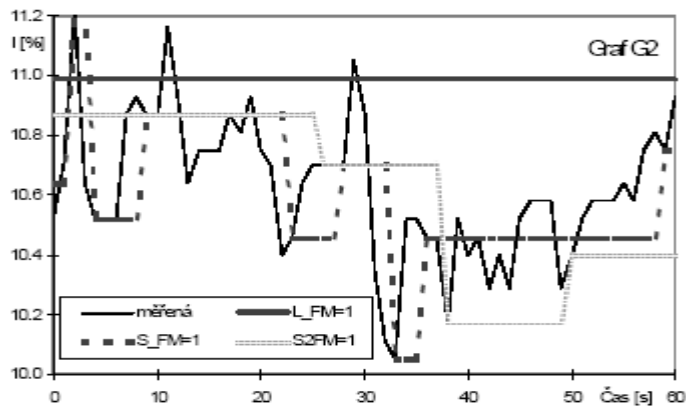
$t_k$  – čas komunikační – potřebný pro přenos do DŘS závisí na rychlosti komunikačních kanálů a na zatížení kanálu přenosy změn signalizace. Ty jsou totiž u většiny systémů přenášeny prioritně a zpoždění přenosu hodnoty měření je tedy značně proměnlivé nebo se některé hodnoty vůbec nepřenášou,

$t_z$  – doba zpracování ve front-endu rovněž nedefinovatelně závisí na jeho momentálním zatížení.

$t_{pr}$  – celková doba předzpracování analogových měřených veličin je dána součtem:

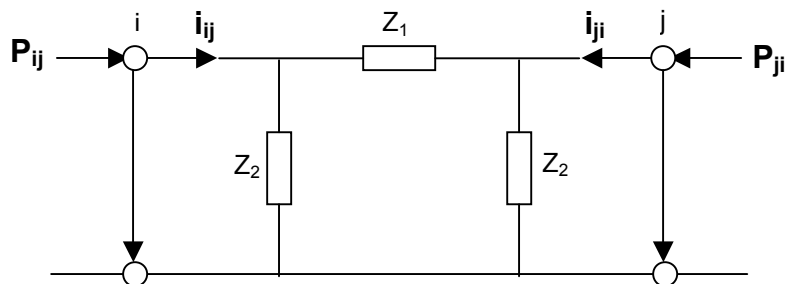
$$t_{pr} = t_\tau + t_m + t_p + t_\Delta + t_k + t_z$$

a je nedefinovatelně proměnlivá pro každou veličinu v řádu desítek sekund, jak je např. ukázáno v [1] viz následující obrázek.



V moderních řídicích systémech rozvoden již se neprovádí převod střídavé elektrické veličiny na ss.proud řízeným zdrojem konstantního proudu v A/A převodníku, který pak převeden na vstupní napětí je konvertován na digitální hodnotu, ale jsou přímo vzorkovány vstupní střídavé fázové veličiny  $U, I$  a po Fourierově transformaci vypočteny procesorem převodníku žádané výstupní veličiny ( $P, Q, U, I, \dots$ ) první harmonické. Tento převod, označený v obrázku jako DDC (Direct Digital Conversion), je sice méně zatížen nepřesnostmi, avšak obsahuje také filtr s  $\Delta$ -kriteriem a přenosy do PLC jsou změnové a mají tedy rovněž nedefinovatelné zpoždění za skutečnou hodnotou. Ani tyto převodníky nejsou nijak synchronizovány.

Ve výpočetních algoritmech jsou vedení obvykle modelována symetrickým  $\pi$ -článkem podle obrázku.



Čtyřpól popsán rovnicí

$$\begin{pmatrix} i_i \\ i_j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{ii} & Y_{ij} \\ Y_{ji} & Y_{jj} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} u_i \\ u_j \end{pmatrix}$$

Trojfázový komplexní výkon na větvi je

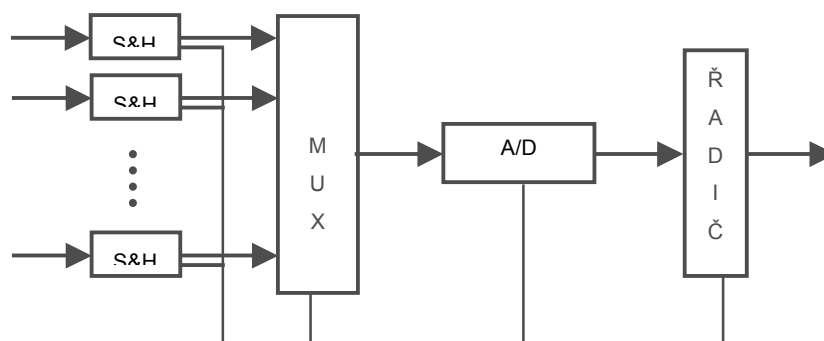
$$\begin{pmatrix} \overline{S_{ij}} \\ \overline{S_{ji}} \end{pmatrix} = \sqrt{3} \cdot \begin{pmatrix} u_i & 0 \\ 0 & u_j \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} i_i^* \\ i_j^* \end{pmatrix}$$

z čehož trojfázový činný výkon

$$P_{ij} = e_i \cdot K_{ij}^{re} + f_i \cdot K_{ij}^{im}$$

$e_i$  a  $f_i$  jsou reálné a imaginární složky stavového vektoru a výrazy  $K_{ij}^{re}$  jsou funkcí stavového napětí a reaktancí větve.

Uvedené (pro ilustraci) vztahy jsou aplikací Ohmova a Kirchhoffových zákonů na náhradní element sítě, používaný ve výpočetních algoritmech estimace stavu i chodu sítě. A platí samozřejmě pro současné hodnoty všech veličin, přičemž měření v DŘS současná nejsou, jak bylo ukázáno výše. Lze předpokládat, že požadavek na synchronizaci měření bude stále silnější. Parametry matematických modelů vedení jsou totiž také nepřesné. Obvykle jsou vypočteny z projektové dokumentace, ale nikdy nezměřeny ani není známa jejich časová změna v důsledku stárnutí materiálu, zejména spojek. Z technické kybernetiky jsou známy metody identifikace parametrů dynamických systémů, které by bylo možno aplikovat i na tento problém. Jsou, obdobně jako metody rekonstrukce stavu založené na měření vstupních a výstupních veličin systémů a bude nutné je měřit co nejpřesněji a synchronizovaně.



Požadavek synchronních měření je řešitelný jinou kategorií měřicích systémů s využitím vzorkovačů, řízených časovými signály ze systému GPS. Principiální schema je naznačeno na následujícím obrázku, kde členy S&H jsou vzorkovače, které podrží vstupní hodnotu dokud není proveden A/D převod. Změřená hodnota musí být doplněna časovou značkou, jinak asi nelze eliminovat komunikační zpoždění. Systém samozřejmě bude diskrétní a bude poskytovat výsledky se zpožděním v řádu vteřin, ale s ohledem na rychlost dispečersky sledovatelných změn bude asi přijatelný.

Dalším problémem DŘS je dostatečný výkon serverů velkých systémů, protože změny signalizace i měření se zpracovávají společně. Právě pro velké počty měřených veličin a zachycení rychlých změn by bylo možné oddělit jejich zpracování algoritmem estimace stavu do zvláštního preprocesoru s přímým výstupem do databáze reálného času. Estimované hodnoty by pak byly nejlepšími odhady vstupních elektrických veličin pro všechny funkce DŘS.

## 4. MĚŘENÍ FÁZORŮ

Plošné monitorování rozlehlých přenosových a distribučních sítí je založeno na nové technologii – měření s využitím časové synchronizace systémem GPS. Existující měření SCADA zjišťují efektivní hodnoty proudů a napětí, fázorová měření informují o amplitudě napětí a proudů a úhlu mezi měřenými veličinami v celé oblasti. Soubor fázorů změřený ve stejném čase je snímkem stavu monitorované oblasti ve všech měřených uzlech.

### 4.1. FÁZORY

Základní harmonickou elektrických veličin lze v časové oblasti popsat vztahy:

$$u = U \cdot \sin(\omega t + \phi)$$

$$i = I \cdot \sin(\omega t + \psi)$$

Ve zvolený časový okamžik  $T$ , pro který stanovíme  $t=0$ , jsou veličiny:

$$u(t = 0) = U \cdot \sin \phi$$

$$i(t = 0) = I \cdot \sin \psi$$

kde  $U$  a  $\phi$  reprezentují fázor napětí,  $I$  a  $\psi$  reprezentují fázor proudu, oba synchronní v čase  $T$ .

Soubor fázorů zjištěný ve stejný okamžik v různých místech sítě se nazývá fázorový snímek (FS) v čase  $T$ .

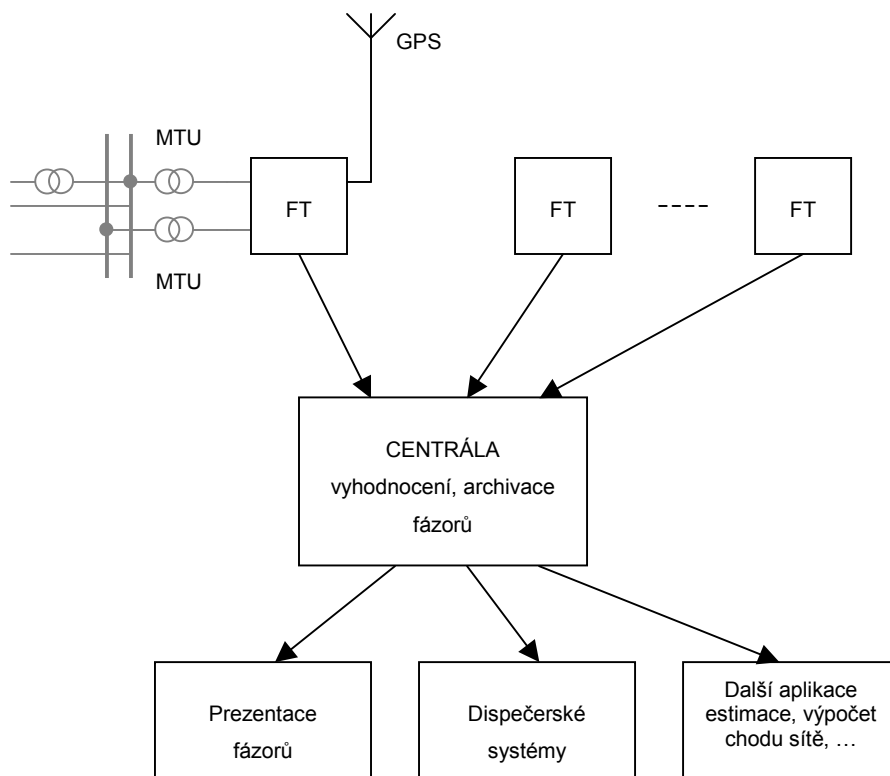
Při analýze FS se obvykle zvolí jeden z fázorů ( $U_R$ ) za referenční ( $\phi_R=0$ ) a ostatní úhly se přepočítají. Vznikne relativní fázorový snímek v čase  $T$  s referencí  $U_R$ .

Pro využití fázorů platí:

- Fázor je komplexní číslo spojené se sinusovým průběhem.
- Využití řady fázorů předpokládá, že všechny parametry v síti jsou konstantní.
- Ve výpočtech není třeba používat časových průběhů, ve fázorovém snímku je časový rozměr zahrnut.

#### 4.2. STRUKTURA SYSTÉMU MĚŘENÍ

Základní architekturu pro monitorování fázorů znázorňuje následující schéma:



Na rozvodnách v měřicích uzlech jsou umístěny terminály pro měření fázorů FT umožňující měřit napětí, případně proudy za všech provozních stavů. Měřicími místy (uzly) jsou obvykle přípojnice, vybraná vedení nebo výstupy generátorů. Měřená data jsou dodávána do monitorovacího centra prostřednictvím vyhrazených komunikačních kanálů. V centrále jsou data zpracovávána a z údajů patřících ke stejnému času měření je vytvořen fázorový snímek stavu sítě.

Fázorový snímek stavu sítě je prezentován uživatelům ve vhodném formátu a je průběžně předáván aplikacím pro uživatelské zpracování. Navazujícími aplikacemi jsou např. dispečerský systém, programy

estimace a výpočtu stavu sítě, analýza stability sítě a pod. K dispozici jsou i archivní údaje pro analýzu chování sítě.

#### 4.3. NĚKTERÉ VLASTNOSTI FÁZOROVÝCH SYSTÉMŮ

Vlastnosti měření fázorů jsou závislé na charakteru aplikací, které data používají. Liší se především v periodicitě měření, kdy pro aplikace pro ustálený stav sítě je periodičita měření obvykle 1 – 10 sekund, pro aplikace zabývající se dynamikou sítě je periodičita měření 10 až 50 (60) snímků za sekundu.

Pro vyhodnocení fázorů v terminálech se používá vzorků změřených po stanovenou dobu, nazvanou „okno“. Velikost okna se volí 1 nebo více period. Změřený fázor tedy reprezentuje veličinu po dobu tohoto okna. Protože je elektrizační síť dynamickou soustavou s množstvím setrvačných prvků (rotační části strojů), lze zvýšit přesnost měření prodloužením okna. Větší délkou okna se zase ztrácí schopnost postihnout rychlé dynamické děje. Prakticky se velikost okna volí v délce 1 – 2 periody nominální frekvence.

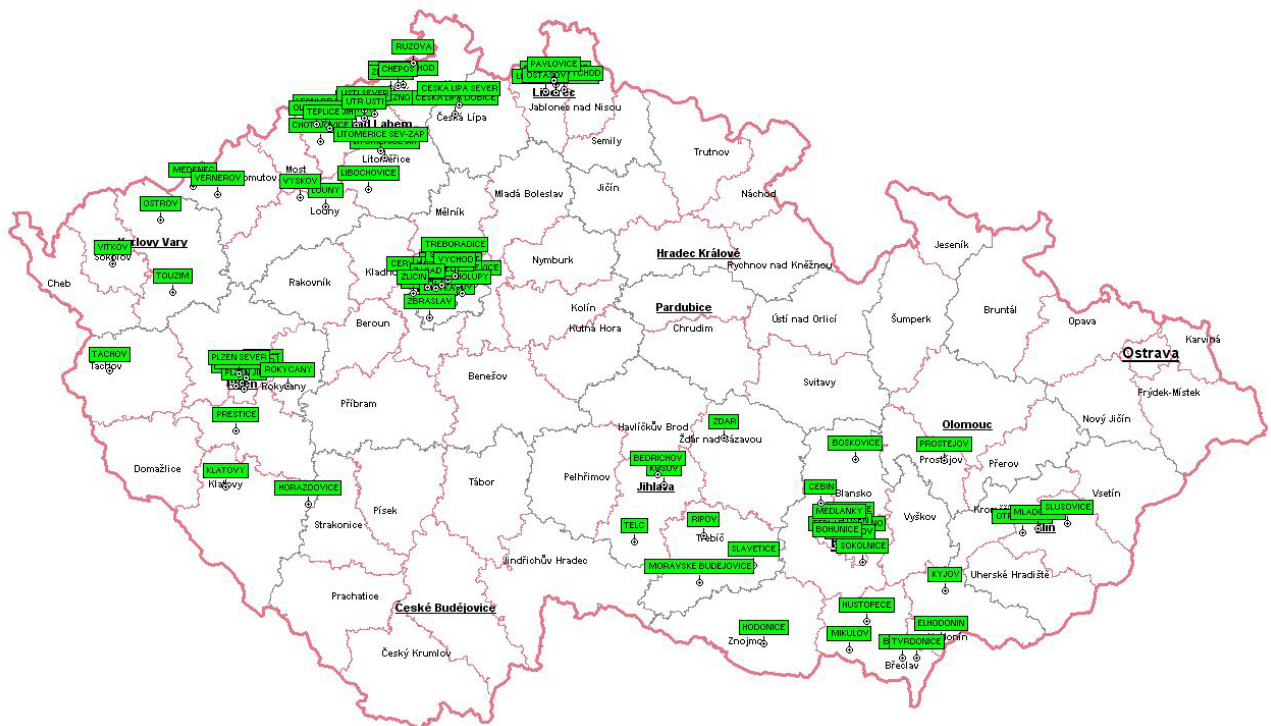
Na přesnosti měření úhlu se podílí přesnost synchronizace (GPS), měřicí metoda (algoritmus, okno, vzorkování měření), měřicí transformátory proudu, vstupní analogové obvody terminálu. Vyladěním jednotlivých vlivů lze dosáhnout průměrné přesnosti 0.1° mezi měřeními v celé oblasti.

Významnou vlastností systému je komunikační subsystém pro přenos dat z měřicích terminálů do centrály. Zvláště při dynamických měřeních je nutné zajistit přenos dat v čase, kdy jsou údaje pro dané využití ještě relevantní.

Kromě pevně instalovaných měření fázorů jsou k dispozici mobilní soupravy, které lze v případě potřeby použít pro analýzu aktuálních problémů. Data z mobilních souprav lze použít samostatně nebo jako doplněk k údajům z pevně nainstalovaných systémů.

#### 4.4. MĚŘENÍ FÁZORŮ V ČR

V ČR je v některých distribučních společnostech používán systém pro měření synchronních fázorů FOTEL. Ke konci roku 2004 je v provozu měření fázorů na 89 rozvodnách distribuční soustavy s celkovým počtem 297 měřených uzlů. Na mapě je znázorněno rozmístění terminálů na rozvodnách distribuční soustavy:



System je synchronizován přesnou časovou značkou získanou ze systému GPS (Global Positioning System). Změřené vzorky napětí zpracovává a výsledkem je amplituda a fáze měřeného napětí v měřeném místě. Centrální část FOTEL-C (server FOTEL) umožní porovnat fáze libovolných uzlů – získá se fázový posuv měřených uzlů vůči zvolenému referenčnímu měření.

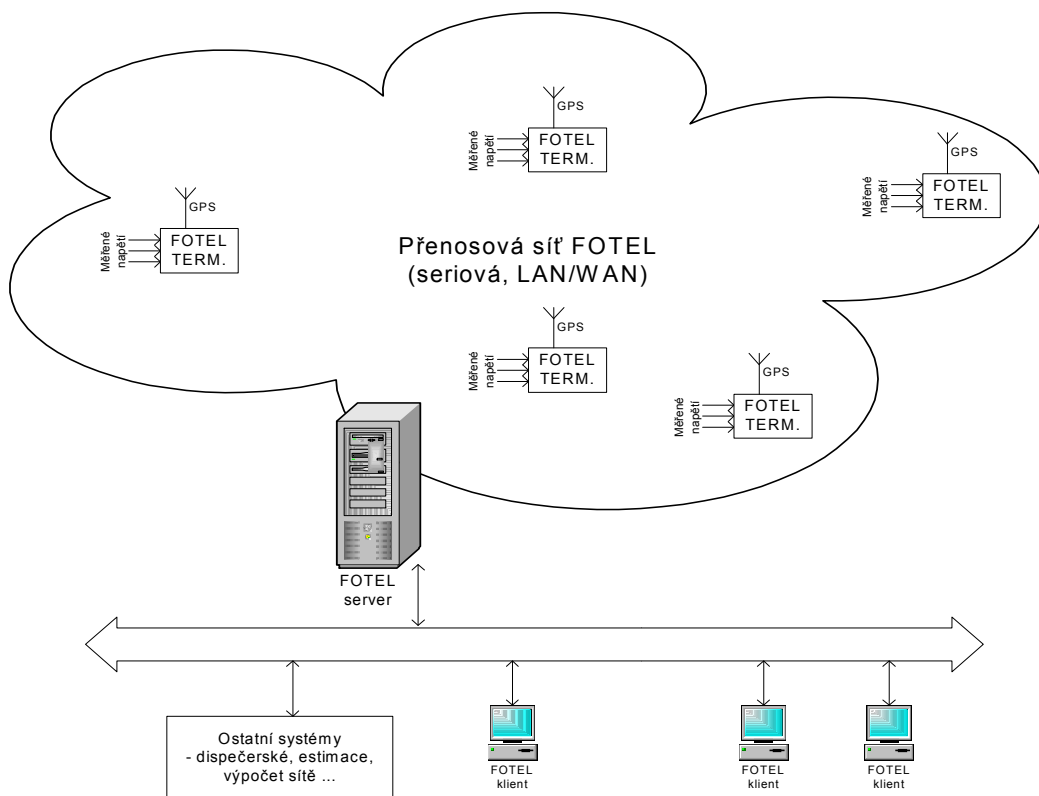
Výsledky lze prohlížet na počítačích na síti LAN, na kterých je instalováno klientské programové vybavení a případně je využito k prezentaci a dalším výpočtům v návazných informačních systémech. Údaje jsou dodávány do dalších navazujících aplikací, např. do systému NETAN, programu pro estimaci a dispečerských systémů.

System se skládá z :

- Terminálů FOTEL pro měření.
- Přenosového systému pro přenos dat z terminálů do centra.
- Centra (server FOTEL) pro vyhodnocení fázových poměrů a předávání dat jiným systémům.
- Programové vybavení pro klientské pracovní stanice.
- Interface pro spolupráci s dalšími informačními systémy.



**FOTEL - struktura systému**

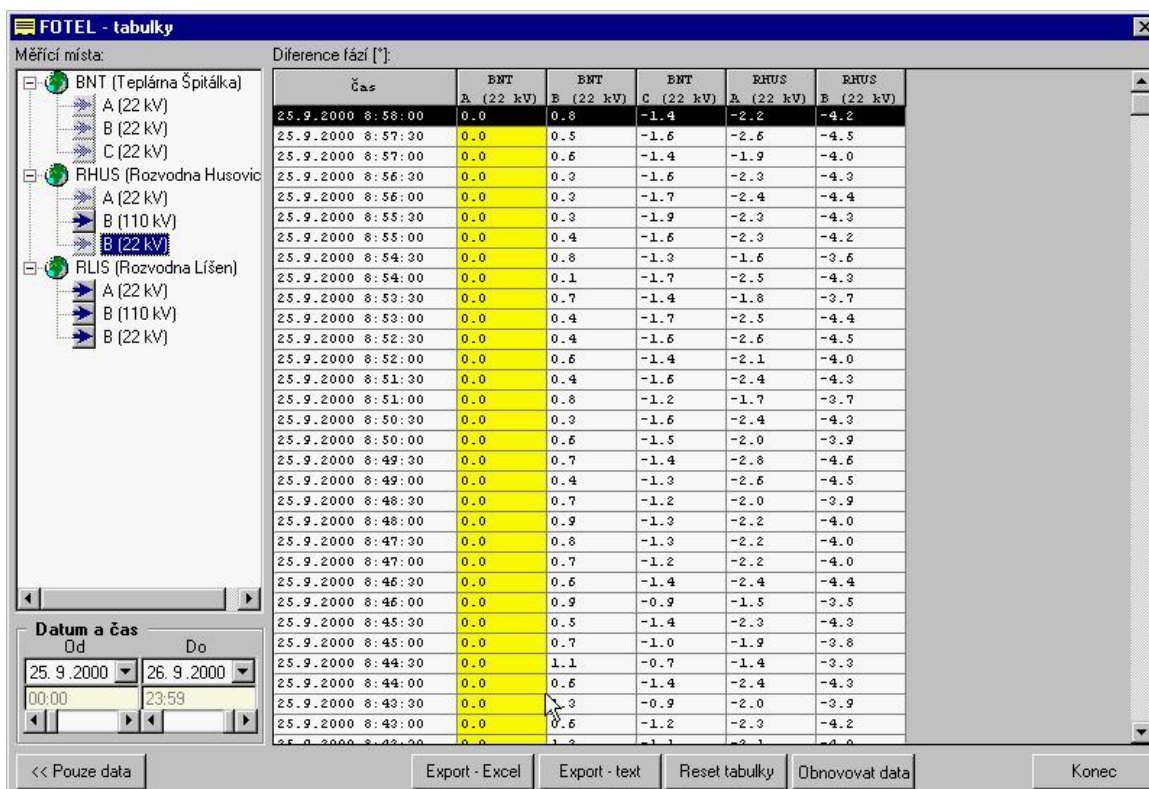


#### 4.5. PRESENTACE DAT V SYSTÉMU FOTEL

Program systému FOTEL umožňuje zobrazovat a sledovat rozdíly hodnot fází napětí mezi jedním referenčním měřicím místem a jedním nebo několika dalšími místy. Hodnoty jsou uspořádány do časových řezů - fázorových snímků po 10 sekundách. Výsledky se zobrazují v tabulkové nebo grafické podobě. Program dále stejným způsobem (bez určování referenčního místa) umožňuje zobrazovat a sledovat hodnoty velikosti měřeného napětí a počty satelitů GPS, viditelných a použitých v daném okamžiku z měřicího místa.

Uživatel si sám volí referenční místo, seznam srovnávaných měřicích míst a počet (hloubku) zobrazovaných vzorků, resp. časový interval při práci s archivem. Tímto způsobem vlastně parametrizuje rozhraní na databázovém serveru, které pak na periodickou výzvu programu předává požadovaná data (již přepočítaná k referenčnímu bodu). Tato metodika umožňuje různým instancím programového vybavení (tj. různým pracovním stanicím) sledovat různá data (každý uživatel sleduje jinou sadu měřicích míst vztaženou k jinému referenčnímu bodu).

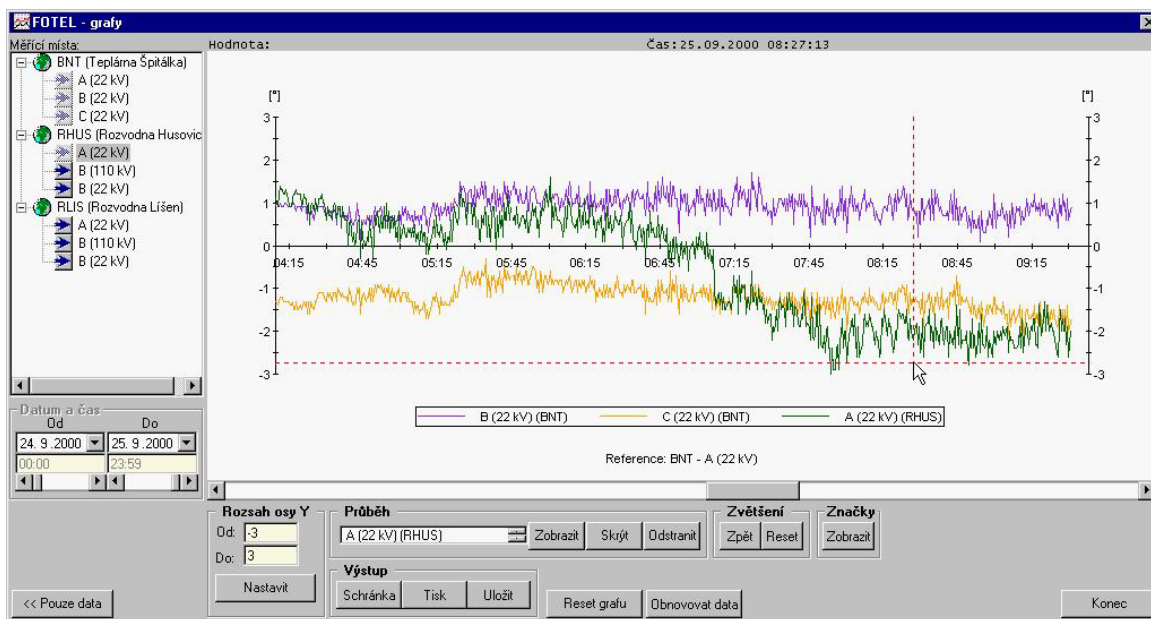
Příklad zobrazení v tabulkové formě:



The screenshot shows the 'FOTEL - tabulky' application window. On the left, there is a tree view of measurement locations: BNT (Teplárna Špitálka) with sub-items A (22 kV), B (22 kV), and C (22 kV); RHUS (Rozvodna Husovic) with sub-items A (22 kV), B (110 kV), and B (22 kV); and RLIS (Rozvodna Líšen) with sub-items A (22 kV), B (110 kV), and B (22 kV). The main area displays a table titled 'Diference fází [°]' with columns for 'čas', 'BNT A (22 kV)', 'BNT B (22 kV)', 'BNT C (22 kV)', 'RHUS A (22 kV)', and 'RHUS B (22 kV)'. The table contains 30 rows of data, with the first column showing timestamps from 25.9.2000 8:58:00 down to 25.9.2000 8:43:00. The bottom of the window features a date and time selection box and several buttons: '<< Pouze data', 'Export - Excel', 'Export - text', 'Reset tabulky', 'Obnovovat data', and 'Konec'.

| čas               | BNT A (22 kV) | BNT B (22 kV) | BNT C (22 kV) | RHUS A (22 kV) | RHUS B (22 kV) |
|-------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| 25.9.2000 8:58:00 | 0.0           | 0.8           | -1.4          | -2.2           | -4.2           |
| 25.9.2000 8:57:30 | 0.0           | 0.5           | -1.6          | -2.6           | -4.5           |
| 25.9.2000 8:57:00 | 0.0           | 0.6           | -1.4          | -1.9           | -4.0           |
| 25.9.2000 8:56:30 | 0.0           | 0.3           | -1.6          | -2.3           | -4.3           |
| 25.9.2000 8:56:00 | 0.0           | 0.3           | -1.7          | -2.4           | -4.4           |
| 25.9.2000 8:55:30 | 0.0           | 0.3           | -1.9          | -2.3           | -4.3           |
| 25.9.2000 8:55:00 | 0.0           | 0.4           | -1.6          | -2.3           | -4.2           |
| 25.9.2000 8:54:30 | 0.0           | 0.8           | -1.3          | -1.6           | -3.6           |
| 25.9.2000 8:54:00 | 0.0           | 0.1           | -1.7          | -2.5           | -4.3           |
| 25.9.2000 8:53:30 | 0.0           | 0.7           | -1.4          | -1.8           | -3.7           |
| 25.9.2000 8:53:00 | 0.0           | 0.4           | -1.7          | -2.5           | -4.4           |
| 25.9.2000 8:52:30 | 0.0           | 0.4           | -1.6          | -2.6           | -4.5           |
| 25.9.2000 8:52:00 | 0.0           | 0.6           | -1.4          | -2.1           | -4.0           |
| 25.9.2000 8:51:30 | 0.0           | 0.4           | -1.6          | -2.4           | -4.3           |
| 25.9.2000 8:51:00 | 0.0           | 0.8           | -1.2          | -1.7           | -3.7           |
| 25.9.2000 8:50:30 | 0.0           | 0.3           | -1.6          | -2.4           | -4.3           |
| 25.9.2000 8:50:00 | 0.0           | 0.6           | -1.5          | -2.0           | -3.9           |
| 25.9.2000 8:49:30 | 0.0           | 0.7           | -1.4          | -2.8           | -4.6           |
| 25.9.2000 8:49:00 | 0.0           | 0.4           | -1.3          | -2.6           | -4.5           |
| 25.9.2000 8:48:30 | 0.0           | 0.7           | -1.2          | -2.0           | -3.9           |
| 25.9.2000 8:48:00 | 0.0           | 0.9           | -1.3          | -2.2           | -4.0           |
| 25.9.2000 8:47:30 | 0.0           | 0.8           | -1.3          | -2.2           | -4.0           |
| 25.9.2000 8:47:00 | 0.0           | 0.7           | -1.2          | -2.2           | -4.0           |
| 25.9.2000 8:46:30 | 0.0           | 0.6           | -1.4          | -2.4           | -4.4           |
| 25.9.2000 8:46:00 | 0.0           | 0.9           | -0.9          | -1.5           | -3.5           |
| 25.9.2000 8:45:30 | 0.0           | 0.5           | -1.4          | -2.3           | -4.3           |
| 25.9.2000 8:45:00 | 0.0           | 0.7           | -1.0          | -1.9           | -3.8           |
| 25.9.2000 8:44:30 | 0.0           | 1.1           | -0.7          | -1.4           | -3.3           |
| 25.9.2000 8:44:00 | 0.0           | 0.6           | -1.4          | -2.4           | -4.3           |
| 25.9.2000 8:43:30 | 0.0           | 1.3           | -0.9          | -2.0           | -3.9           |
| 25.9.2000 8:43:00 | 0.0           | 0.6           | -1.2          | -2.3           | -4.2           |
| 25.9.2000 8:42:30 | 0.0           | 1.2           | -1.1          | -2.1           | -3.9           |

Příklad zobrazení v grafické formě:



## 5. VYUŽITÍ MĚŘENÍ FÁZORŮ V DISPEČERSKÉM ŘÍZENÍ

### 5.1. KONTROLA PODMÍNEK PŘÍPUSTNOSTI SPÍNÁNÍ UZLOVÝCH OBLASTÍ

Problematika spínání v distribučních soustavách vvn a vn při přípravě prací v síti nebo obnově napájení po poruše je velmi významná z hlediska bezpečnosti a spolehlivosti provozu. Optimalizace spínacích postupů má přímý vliv na napájení odběratelů a na hodnotu ukazatele síťové dostupnosti. V průběhu manipulací nesmí být narušena technická omezení, aby nedošlo k působení systémů ochrany a k následným odvozeným výpadkům. Jedním z důležitých parametrů při rozhodování dispečera jsou fázové poměry v soustavě, zejména rozdíly fázových úhlů napětí ve spínacích bodech soustavy. Dříve nebylo možné tyto hodnoty v reálném čase měřit a přenášet na dispečer s vynaložením přijatelných nákladů. V současné době však existuje systém synchronních fázových měření.

Kontrola podmínek spínání je základní aplikací fázových měření a ve spojení s estimací dává možnost stanovit v reálném čase úhlovou diferenci mezi dvěma libovolnými body soustavy. Jedním z výsledků estimace jsou vypočtené úhly fázorů napětí ve všech uzlech estimované sítě. Protože se však estimace sítě 110 kV nebo sítě vn provádí po napájecích oblastech, jsou vypočtené úhly vždy relativní vůči referenčnímu bodu napájecí oblasti. Řešením pro získání dostatečně přesných fázových úhlů mezi libovolnými body různých napájecích oblastí je využití synchronních fázorů v napájecích bodech obou spínacích oblastí, jejichž rozdíl se přičte k rozdílu fázových úhlů vypočtených pro spínacím body při estimaci.

### 5.2. ZPŘESNĚNÍ STATICKÉ ESTIMACE USTÁLENÉHO STAVU SOUSTAVY

Estimace ustáleného stavu vyžaduje synchronní měření a fázory jsou významným posílením souboru měření. Mohou se použít též jako první iterace příslušných složek stavového vektoru, místo obvyklých nulových úhlů napětí. **Statická estimace ustáleného stavu soustavy** po doplnění souboru měření o synchronní měření fázorů napětí a/nebo fázorů proudu vyžaduje pouze nevelké korekce algoritmu metody nejmenších čtverců, přičemž je takto možno dosáhnout vyšší přesnosti a spolehlivosti výsledků estimace.

Estimační algoritmus **metody vážených nejmenších čtverců** provádí minimalizaci estimačního kritéria :

$$J(x) = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)]$$

Hledaným stavovým vektorem  $x$  je vektor uzlových napětí a fázových úhlů vzhledem k referenčnímu bodu. Vektor měření  $z$  můžeme rozdělit na dvě části :

$\mathbf{z}_p$  obsahující měření činné složky,  $\mathbf{z}_q$  obsahující měření jalové složky:

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} z_p \\ z_q \end{bmatrix}$$

Protože fázový úhel ovlivňuje především činné výkony a napětí zase jalové výkony, bude konkrétní obsazení vektorů  $\mathbf{z}_p$ ,  $\mathbf{z}_q$  následující :

$$\mathbf{z}_p = \begin{bmatrix} P_{ij} \\ P_i \\ \theta_i \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} P_{ij} \dots \text{toky } P \text{ na větvích} \\ P_i \dots \text{injekce } P \text{ na uzlech} \\ \theta_i \dots \text{fázové úhly napětí} \end{array}$$
  

$$\mathbf{z}_q = \begin{bmatrix} Q_{ij} \\ Q_i \\ U_i \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} Q_{ij} \dots \text{toky } Q \text{ na větvích} \\ Q_i \dots \text{injekce } Q \text{ v uzlech} \\ U_i \dots \text{moduly napětí} \end{array}$$

Vektor  $\mathbf{z}_p$  obsahuje měření činných toků, činných injekcí a fázových úhlů napětí, vektor  $\mathbf{z}_q$  obsahuje měření jalových toků, jalových injekcí a modulů napětí.

Model měření, tj. funkce  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ , má pro fázové úhly a pro měřené moduly napětí tvar identity

$$\theta_k = \theta_k \quad U_k = U_k$$

protože tyto veličiny jsou zároveň měřené i stavové. Příslušné řádky jakobiánu pak obsahují na jednom místě 1 a jinde samé 0.

Je vidět, že zahrnutí měřených fázových úhlů napětí do estimace má na algoritmus jen malý vliv a nevyžaduje velké modifikace. Fázové úhly napětí se z hlediska matematického postupu chovají podobně jako moduly napětí. Použitím měření fázového úhlu v uzlu sítě můžeme nahradit z hlediska estimovatelnosti několik měření činného výkonu v tomto uzlu a ušetřit tím na datové redundanci a na komunikačních kanálech, pokud systém měření nebyl dosud vybudován. Výkonová měření jsou však důležitá pro schopnost estimátoru identifikovat chyby měření, tj. z tohoto důvodu nelze měřit pouze fázory napětí a vše ostatní dopočítávat, i když by to v případě absence hrubých chyb k jednoznačnému popisu soustavy stačilo. Pro estimaci jsou kromě měřených fázorů napětí použitelné i měřené fázory proudů, i když ne tak bezprostředně a estimační algoritmus pak vyžaduje víc úprav.

Aby měření fázového úhlu mělo stejnou informační hodnotu, tj. stejný vliv na výsledky estimace, musí být velmi přesné ve srovnání s měřením činného výkonu, viz kapitola 2.1. Vysoká přesnost měření fázorů napětí zvyšuje jejich váhu v estimaci a pozitivně ovlivňuje i robustnost estimační metody. Velkou předností fázorových měření ve srovnání s klasickými systémy dálkových měření na dispečinku je jejich soudobost. Vliv nesoudobosti měření na kvalitu výsledků estimace je značný a použitím většího podílu fázorových měření jej lze eliminovat. Přímá měření fázorů napětí a proudu snižují též výpočetní nároky a zkracují nezbytný čas na provedení estimace. Zvyšují redundanci měření a zlepšují estimovatelnost. Z prvních zkušeností vyplývá, že pozitivní efekt fázorových měření na výsledky estimace silně vzrůstá s rostoucím podílem těchto měření v soustavě.

Další oblastí využití měření synchronních fázorů z protilehlých konců vedení je identifikace a zpřesnění hodnot **pasivních parametrů vedení**, jejichž nepřesnosti významně ovlivňují estimaci i síťové výpočty. Pomocí rychlého vzorkování synchronních fázorů  $U, I$  na obou koncích vedení a navazujícího výpočtu je možno identifikovat parametry  $R, X, B$  vedení v reálném čase. Metoda výpočtu je obdobná jako při lokalizaci zkratu, kdy se odhaduje impedance mezi bodem měření a místem zkratu.

### 5.3. DYNAMICKÁ ESTIMACE – MONITOROVÁNÍ STAVU SOUSTAVY V REÁLNÉM ČASE

Fázové úhly jsou velmi důležité stavové veličiny, protože určují toky výkonu, stabilitu synchronního chodu zdrojů i stabilitu napětí. Velmi nadějně je využití synchronních měření fázorů v reálném čase s rychlým vzorkováním ve zlomcích sekund pro **dynamickou estimaci přechodového procesu** a navazující nové algoritmy řízení soustavy. Dynamická estimace fázoru napětí umožňuje spolehlivě monitorovat přechodové procesy v reálném čase, tj. provádět skutečnou dynamickou estimaci stavu. Navazující algoritmy pak umožní rychle a efektivně reagovat na rozvíjející se poruchu a realizovat včas případný korekční zásah. Hlavní výsledný efekt je v tom, že se zabrání šíření poruchy nebo nadbytečnému působení ochran a sníží se nebezpečí nežádoucích rozpadů. Použití fázorů je velmi přesné pro ustálený stav, avšak obtížnější a méně přesné v přechodovém procesu, kde vyžaduje náročnější zpracování, protože se mění kmitočet sítě. Na druhé straně však právě při změnách v soustavě by synchronní fázory s rychlým vzorkováním (několikrát za periodu) poskytly spolehlivou informaci o jevech v síti, na rozdíl od klasických měření, která se uplatní až po ustálení stavu.

### 5.4. SYSTÉMOVÁ KONTROLA STABILITY S NÁSLEDNOU VAZBOU NA OCHRANY A AUTOMATIKY

Úhlová diference fázorů napětí mezi uzly je mírou rizika nestability soustavy. Přenos fázorových měření do centra a následný algoritmus kontroly stability s vazbou na ochrany a automatiky zvýší spolehlivost mezioblastních přenosů. Kontrola podmínek přechodové stability se provádí v řídicím centru s využitím dat z fázorových měřicích jednotek a v případě rozcházejících se úhlů je vydán signál pro ochranu k rozdělení soustavy. O toto využití fázorových měření je v soustavách mnoha zemí stále větší zájem, protože to umožní zlepšit fungování jejich systémů ochran a strategii řešení nebezpečných stavů. Specifickou úlohou, kterou lze takto řešit, je predikce dalšího průběhu zaznamenaného vznikajícího kývání strojů po nějaké poruše v soustavě. Za pomoci fázorových měření se dá předpovědět, zda přechodový proces bude stabilní nebo ne, tj. je možná detekce vznikajícího **narušení stability** a může být dán eventuelní popud k zapůsobení příslušných automatik a ochran. Případně lze naopak zamezit jejich působení a rozpadu soustavy, když se proces sám stabilizuje. Lze tak v zárodku zabránit dalšímu šíření poruchy a systémovým škodám.

V soustavách s vysokým zatížením roste trend k přechodu od lokálních ochran k celosystémovému chránění s využitím široce rozvinutého systému měření a přenosu synchronních fázorů pokrývajícího celou velkou soustavu. Systémy chránění založené na synchronním měření s rychlým vzorkováním a telekomunikaci jsou obranou proti hrozcím systémovým poruchám ve stále složitějších a náročněji provozovaných sítích.

### 5.5. ROZŠÍŘENÍ ESTIMOVATELNOSTI DO PŘILEHLÝCH ČÁSTÍ SÍTĚ VN

Jestliže chceme rozšířit estimovanou oblast sítě např. do sítě vn, jeví se použití fázorových měření napětí nebo proudu jako ekonomické řešení. Je to možnost náhrady nákladných měření P,Q levnějším měřením fázorů s následným dopočtem výkonů podle rovnic ustáleného stavu sítě. Znamená to též úsporu na telekomunikačních cestách, protože se přenáší méně měření. Jednotky měření fázorů musí být rozmístěny tak, aby nově telemetrizovaná část DS byla estimovatelná. Jsou známy zásady metodického postupu stanovení minimálního souboru měření pro stavový popis objektů soustavy a metoda získání zbývajících údajů dopočtem. Tento postup je možno použít v oblastech soustavy, kde není dosud klasický systém měření a nahradit tak měření P,Q,I v sítích vn měřením fázorů napětí s následným dopočtem.

### 5.6. ANALÝZA PORUCHOVÝCH STAVŮ

Záznam fázorů před a po události v ES odráží odpověď ES v různých místech na konkrétní událost, což je významné z hlediska monitorování bezpečnosti a analýzy poruchových stavů. Synchronní záznamy fázorů jsou vhodné jako vstup pro „supervizor“ událostí při analýze bezpečnosti provozu.

### 5.7. VALIDACE A KALIBRACE DYNAMICKÉHO MODELU SOUSTAVY PRO SIMULAČNÍ STUDIE

V praxi se ukazuje, že výsledky analýzy vlivu událostí prováděné na modelu se někdy rozcházejí se skutečností. Fázorová měření poskytují přesný a synchronní záznam dynamické odpovědi soustavy na poruchu, což lze zpětně použít pro lepší nastavení dynamického výpočetního modelu. Fázorová měření jsou pak využita pro validaci a kalibraci simulačních studií na modelu, např. pro validaci kontingenční analýzy.

## 5.8. TŘÍFÁZOVÁ ESTIMACE

Fázorová měření poskytují ještě další dalekosáhlé možnosti, jak rozšířit stávající estimátory. Běžné estimátory vycházejí z předpokladů, které v reálném provozu bývají sice přijímány, ale nemusí být vždy splněny :

- sinusoidy napětí a proudů jsou čisté bez vyšších harmonických složek, s konstantní frekvencí a amplitudou
- zatížení všech tří fází je rovnoměrné
- pracujeme se symetrickým třífázovým systémem, který je plně popsán souslednou složkou

Tyto předpoklady jsou používány v běžných síťových modelech, ale nemusí být splněny, zejména v sítích vn. Jestliže ve větším měřítku využijeme fázorová měření v distribuční síti vn, můžeme formulovat a řešit estimační problém pro každou ze tří elektrických fází odděleně a dokonce i pro každou harmonickou složku napětí odděleně. Pak lze úspěšně modelovat soustavy s vyššími harmonickými složkami napětí, nerovnoměrné zatížení a nesymetrii fází. Takový **třífázový estimátor harmonických složek napětí** představuje možnou budoucí generaci estimačních programů pro distribuční soustavy.

## 5.9. LOKALIZACE PORUCH

Další možností aplikace fázorových měření je jejich využití při klasifikaci poruch na vedení pomocí umělé neuronové sítě. Aplikace umělé neuronové sítě používá data z fázorových měřicích jednotek na rozvodnách, přenesená do dispečerského centra. Výhodou využití fázorových měřicích jednotek je přesná synchronizace záznamů z různých míst soustavy, což přináší možnost využití např. synchronních poruchových záznamů z obou konců vedení. Cílem je provést klasifikaci poruch na vedení, tj. určit typ poruchy a její místo a poskytnout tak dispečerovi rychlou podporu při vyhodnocení poruchového záznamu.

## 6. SPECIFIKACE PŘÍNOSŮ

Investice do informačního systému, v tomto případě do instalace systému fázorových měření, přináší distribuční společnosti užitek, který je třeba ekonomicky ocenit a porovnat s vynaloženými náklady. Je známo, že ekonomické ocenění přínosu investic do informačního a řídicího systému je obtížně vyčíslitelné, protože měřitelné efekty jsou nepřímé. Přesto tyto investice výrazně ovlivní hospodářský výsledek společnosti.

Předpokládané efekty můžeme rozdělit do několika skupin :

- možnost snížení ztrát energie a zvýšení využití přenosových kapacit sítí díky přesnější znalosti stavu soustavy získané pomocí estimace a dopočtů a díky možnosti tento stav efektivněji optimalizovat
- zvýšení spolehlivosti provozu a snížení doby nedodávky a velikosti nedodané energie, protože znalost fázových úhlů v bodech spínání eliminuje nebezpečí nesprávné manipulace a následného výpadku působením ochran
- zkrácení doby likvidace poruch díky lepší informovanosti o stavu soustavy v průběhu přepojování a obnovy napájení při řešení poruchy
- lepší možnost plánování a řízení prací v soustavě, vyšší efektivita těchto prací, protože dispečer má k dispozici více informací o stavu soustavy potřebných k rozhodnutí o možném spínání v síti, zkrácení doby plánovaných výpadků a tím zvýšení celkové dodávky
- úspory na instalaci klasických systémů měření P,Q jejich nahrazením levnější fázorovou měřicí jednotkou
- Instalací fázorových měření lze vyřešit řadu případů, kdy dispečer usoudí, že nelze sepnout dva body vn sítě napájené z různých oblastí. Pak je nutno buď odložit plánovanou práci nebo provést „spínání na tmou“. Obojí je nepříznivý jev s možnými ekonomickými důsledky, spínání „na tmou“ je v řadě případů zcela vyloučeno. Pokud se budou fázové úhly měřit a případně i ovlivňovat řízením, mohou se tyto nepříznivé případy omezit a zvýšit tím koeficient dostupnosti sítě.

## 7. LITERATURA

- [1] Ch.W.Liu a další : Application of a Novel Fuzzy Neural Network to Real-Time Transient Stability Swings Prediction Based on Synchronized Phasor Measurements. IEEE Transactions on PWRS, Vol. 14, No. 2, 1999, str. 685 – 692.
- [2] Wide area measurements in power systems – communication, monitoring, protection and control. Lund University, Sweden, September 2004.
- [3]



### Ing. Václav Böhm, CSc.

Po maturitě na Střední průmyslové škole elektrotechnické v r.1960 studoval na Vysoké škole strojní a elektrotechnické v Plzni (dnešní Západočeská universita) obor Konstrukce elektrických strojů a přístrojů.

Studium ukončil v roce 1965 a až do roku 1976 pracoval na VŠSE, zprvu v právě vzniklém Výpočetním středisku v oblasti tvorby překladačů programovacích jazyků, operačních systémů a numerických metod, posléze jako vědecko-výzkumný pracovník Katedry technické kybernetiky na výzkumných úkolech katedry, jako identifikace parametrů dynamických systémů, estimace stavu a na programovém vybavení pro hybridní počítače. V roce 1976 přešel do Západočeské energetiky v Plzni, kde se v té době začaly budovat počítačové systémy pro podporu dispečerského řízení a řízení elektrických stanic. V tomto oboru pracoval od počátku až dosud. V roce 1992 obhájil kandidátskou disertační práci Dispečerské řízení sítí elektrizační soustavy.



### Ing. Antonín Popelka

AIS spol. s r.o., Palackého tř. 73, 61200 Brno

Telefon: +420 541248812

e-mail: [popelka@ais-brno.cz](mailto:popelka@ais-brno.cz)

Autor je ředitelem společnosti AIS spol. s r.o. zabývající se aplikacemi informačních technologií zvláště pro oblast přenosu a distribuce elektrické energie. Osobně se angažuje v problematice synchronních měření.



### RNDr. Bohumil Sadecký, CSc.

EGÚ Praha Engineering, a.s., Areál výzkumných ústavů, 190 11 Praha 9 – Běchovice

Telefon : +420 267 193 565

e-mail : [sadecky@egu-prg.cz](mailto:sadecky@egu-prg.cz)

Autor je specialista v oblasti matematického modelování procesů v elektroenergetice a v současné době se zabývá vývojem a realizací vyšších funkcí dispečerského řízení pro řídicí systémy elektrizačních soustav.

Problematika uvedená v příspěvku je řešena v rámci grantového projektu GAČR č. 102/02/0949.