

**PRAVIDLA PROVOZOVÁNÍ  
DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV**

**PŘÍLOHA 5**

**FAKTURAČNÍ MĚŘENÍ**

Zpracovatel:

**PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV**

*prosinec 2007*

Schválil:

**ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD**

dne:



## Obsah

<b>1</b>	<b>VŠEOBECNÉ POŽADAVKY .....</b>	<b>4</b>
1.1	ÚVOD.....	4
1.2	MĚŘICÍ MÍSTO, MĚŘICÍ BOD, MĚŘICÍ ZAŘÍZENÍ .....	4
1.3	ZVLÁŠTNÍ POŽADAVKY NA FAKTURAČNÍ MĚŘENÍ .....	4
1.4	VYMEZENÍ POVINNOSTÍ PDS, VÝROBCŮ A KONEČNÝCH ZÁKAZNÍKŮ..	5
1.5	MĚŘICÍ A VYHODNOCOVACÍ INTERVAL .....	5
1.6	STŘEDNÍ HODNOTA VÝKONU .....	6
1.7	ZNAČENÍ SMĚRU TOKU ENERGIE.....	6
<b>2</b>	<b>TECHNICKÉ POŽADAVKY .....</b>	<b>6</b>
2.1	DRUHY MĚŘENÍ .....	6
2.2	DRUHY MĚŘICÍCH ZAŘÍZENÍ.....	6
2.3	VYBAVENÍ MĚŘICÍCH MÍST .....	7
2.4	TŘÍDY PŘESNOSTI.....	7
2.5	MĚŘICÍ A TARIFNÍ FUNKCE .....	7
2.6	OVLÁDÁNÍ TARIFŮ.....	7
2.7	PROVOZOVÁNÍ MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ .....	7
2.8	POSKYTNUTÍ TELEKOMUNIKAČNÍHO PŘIPOJENÍ .....	7
2.9	KONTROLNÍ (POROVNÁVACÍ) MĚŘENÍ .....	8
2.10	VYUŽITÍ INFORMACÍ Z FAKTURAČNÍHO MĚŘENÍ PDS ZÁKAZNÍKEM ...	8
2.11	ZABEZPEČENÍ SUROVÝCH DAT .....	8
2.12	IDENTIFIKACE NAMĚŘENÝCH DAT .....	8
2.13	ODEČET A POSKYTOVÁNÍ DAT.....	9
2.14	POSKYTOVÁNÍ NÁHRADNÍCH HODNOT .....	9
2.15	PŘEDÁVÁNÍ NAMĚŘENÝCH HODNOT .....	9
2.16	ÚHRADA NÁKLADŮ ZA MĚŘICÍ ZAŘÍZENÍ A POSKYTOVÁNÍ (PŘENOS) DAT	9
<b>3</b>	<b>ÚDRŽBA A ODEČTY MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ .....</b>	<b>10</b>
3.1	ÚVOD.....	10
3.2	ÚDRŽBA MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ .....	10
3.3	OVĚŘOVÁNÍ MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ .....	10
3.4	ZMĚNA TYPU A PARAMETRŮ MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ .....	10
3.5	ODEČTY MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ.....	10
3.6	PŘEZKOUŠENÍ MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ NA ŽÁDOST UŽIVATELE DS .....	11
<b>4</b>	<b>DOPORUČENÝ VÝPOČET ZTRÁT PŘI MĚŘENÍ UMÍSTĚNÉM NA SEKUNDÁRNÍ STRANĚ TRANSFORMÁTORU.....</b>	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>LITERATURA A PRÁVNÍ PŘEDPISY V PLATNÉM ZNĚNÍ.....</b>	<b>12</b>

# 1 VŠEOBECNÉ POŽADAVKY

## 1.1 ÚVOD

Úkolem fakturačního měření je korektním způsobem získávat data o odebírané a dodávané elektřině a takto pořízená data dále poskytovat oprávněným účastníkům trhu, a to nediskriminačně a s náležitou důvěrností. Hlavní úlohou fakturačního měření zůstává i nadále fakt, že naměřená data tvoří obvyklý výstup pro většinu používaných způsobů účtování na trhu s elektřinou.

Základní ustanovení ohledně fakturačního měření jsou uvedena v [1], zejména v § 49 (Měření), a dále v [2] a [5].

## 1.2 MĚŘICÍ MÍSTO, MĚŘICÍ BOD, MĚŘICÍ ZAŘÍZENÍ

**Měřicí bod** je zpravidla fyzický bod sítě, ve kterém se snímá, měří a registruje elektřina. Podle vyskytujícího se směru toku energie se jedná o dodávající (napájecí) a / nebo odběrný bod. Vytváří-li se u složitějších případů měření součty nebo rozdíly z naměřených hodnot, ať už v registračních přístrojích nebo pomocí výpočetní techniky, jsou přiřazovány tzv. virtuální měřicí body.

**Měřicí místo** je místem měření elektřiny v zařízeních elektrizační soustavy v předávacích a odběrných místech. Představuje v praxi soubor technických prostředků a měřicích přístrojů připojených k jednomu měřicímu bodu.

**Měřicí zařízení** sestává zejména z měřicích transformátorů, elektroměrů a registračních stanic, včetně příslušných spojovacích vedení, pomocných přístrojů a přístrojů určených pro komunikaci.

Z definice měřicího bodu, měřicího místa, měřicího zařízení a odběrného nebo předávacího místa dále vyplývá, že odběrné (předávací) místo se v zásadě skládá z jednoho měřicího místa. To současně znamená, že je tvořeno jedním měřicím zařízením ve smyslu [1]. U složitějších případů napájení odběrných míst a dále v elektrických stanicích a výrobních elektřiny nelze vždy vystačit s jedním měřicím místem. Takovéto odběrné místo stanice nebo výrobní je potom složeno z více měřicích míst, tzn. že sestává i z více měřicích zařízení. Celková odebraná nebo dodaná energie v takovémto odběrném nebo předávacím místě se stanovuje jako fyzický nebo logický součet jednotlivých měřicích míst. Fyzickým součtem se rozumí převážně HW řešení za použití registračního (součtového) přístroje, na jehož vstupy jsou připojena jednotlivá měřicí zařízení z příslušných měřicích míst. Logickým součtem se rozumí SW řešení zpravidla v sídle PDS, za využití výpočetní techniky.

## 1.3 ZVLÁŠTNÍ POŽADAVKY NA FAKTURAČNÍ MĚŘENÍ

Výjimečné postavení z přístrojů měřicího zařízení zaujímá elektroměr a měřicí transformátory proudu a napětí. Jedná se o tzv. pracovní měřidla stanovená (zkráceně jen "stanovená měřidla") a vztahuje se na ně [3] a dále zejména [4] a [6]. V praxi to znamená, že jako elektroměr a měřicí transformátor musí být v fakturačním měření použit (uveden do oběhu) takový přístroj, který má přidělenou značku schváleného typu, je ověřen a opatřen platnou úřední značkou a nebo splňuje technické požadavky nově uváděných měřidel do oběhu dle [6].

Pokud je elektroměr vybaven přídatnými funkcemi, jako je např. měření a záznam parametrů kvality elektřiny, musí být jeho základní měřicí funkce dostatečně zabezpečeny před neoprávněným přístupem.

Odběr nebo dodávka s poškozenou nebo odstraněnou úřední značkou nebo s porušenou montážní plombou, nebo i jinak poškozeným zajištěním měřicího zařízení nebo neměřených částí odběrného elektrického zařízení proti neoprávněnému odběru, je ve smyslu platných ustanovení [1], neoprávněným odběrem, nebo neoprávněnou dodávkou. [1], používá pro uvedené případy sjednocující formulaci: "porušení zajištění proti neoprávněné manipulaci".

Výrobci a koneční zákazníci jsou povinni podle [1] neprodleně hlásit závady na měřicích zařízeních, včetně porušení zajištění proti neoprávněné manipulaci které zjistí. Tato povinnost vyplývá z toho, že měřicí zařízení se nachází zpravidla v odběrném zařízení konečného zákazníka nebo ve výrobním zařízení výrobce a nemůže být z objektivních důvodů pod častější pravidelnou a přímou kontrolou PDS.

## 1.4 VYMEZENÍ POVINNOSTÍ PDS, VÝROBCŮ A KONEČNÝCH ZÁKAZNÍKŮ

Za funkčnost a správnost měřicího zařízení, tj. souboru měřicích a technických prostředků jako celku, je zodpovědný příslušný PDS, což vyplývá z jeho povinnosti zajišťovat měření v DS ([1]). Aby mohl PDS dostát této své povinnosti, jsou výrobci a koneční zákazníci povinni rovněž dle ustanovení [1] upravit na svůj náklad předávací místo nebo odběrné místo pro instalaci měřicího zařízení. Konkrétně se jedná o následující možné úpravy:

- Montáž, popř. výměnu měřicích transformátorů v odběrném místě s převodovým měřením za schválené typy, s platným ověřením a technickými parametry stanovenými příslušným PDS. (Provedení, technické parametry měřicích jader, primární a sekundární jmenovité hodnoty měřených veličin, jmenovité zatížení, zapojení, apod. jsou součástí vnitřních standardů příslušného PDS). Povinnost zajistit a nákladově uhradit výměnu měřicích transformátorů je zakotvena v [1]. Měřicí transformátory proudu a napětí jsou součástí odběrného místa. Kromě příslušné měřicí funkce v záležitosti fakturačního měření nesmí být měřicí jádro použito pro zajištění funkce ochrany rozvodného zařízení apod. Měřicí transformátory kromě toho představují rozměrově i typově konstrukční prvek, závislý na celkovém provedení rozvodného zařízení nebo příslušného elektroměrového rozváděče.
- Položení nepřerušovaných, samostatných spojovacích vedení mezi měřicími transformátory a elektroměry zkušebními svorkovnicemi, resp. jisticími prvky. (Dimenzování spojovacího vedení u převodového měření dle vnitřních standardů příslušného PDS).
- Zajištění příslušného rozhraní dle specifikace PDS pro využívání výstupů z elektroměru nebo integračního přístroje ke sledování a / nebo řízení odběru konečného zákazníka nebo výrobce.
- Zajištění spojovacího vedení mezi elektroměry a registračním přístrojem u případů složitějších měření typu A nebo B. Připojení zajištěného napájení, atd.
- Připojení samostatné telefonní linky pro dálkový odečet naměřených hodnot (jen u měření typu A).
- Zajištění, popř. úpravu rozváděčů, měřicích skříní nebo elektroměrových desek pro montáž elektroměrů a dalších přístrojů podle technické specifikace PDS. (Provedení a umístění rozváděčů v souladu s vnitřními standardy PDS).
- Výměnu a montáž předřazeného jisticího prvku za odpovídající typ a velikost.

Poznámka : Počet a rozsah požadovaných úprav se odvíjí od reálného stavu měřicího zařízení v odběrném nebo předávacím místě a závisí rovněž na typu měření (v textu uvedeno) dle [2] citované v odst. 1.3. Veškeré podrobnosti stanovuje příslušný standard PDS. U nových nebo celkově rekonstruovaných odběrných míst schvaluje PDS příslušnou projektovou dokumentaci. Rovněž při podstatném a dlouhodobém zvýšení nebo snížení zatížení měničů, tj. primární jmenovité hodnoty měřené veličiny, může PDS nařídit výměnu měřicích transformátorů.

## 1.5 MĚŘICÍ A VYHODNOCOVACÍ INTERVAL

Pro všechna měřicí místa elektrizační soustavy je v záležitosti fakturačního měření jednotně zaveden od 1. listopadu 2001 platný čas. Základním měřicím intervalem (měřicí periodou) je u průběhového měření jedna čtvrt hodina. Používá se pro zjišťování hodnoty energie nebo střední hodnoty výkonu, např. při zjišťování průběhu zatížení. Základní vyhodnocovací interval pro průběhové měření je jedna hodina. Podrobnější údaje jsou stanoveny v [2] včetně údajů o synchronizaci.

## 1.6 STŘEDNÍ HODNOTA VÝKONU

Je to množství naměřené elektřiny vztažené na měřicí periodu [kWh/t<sub>m</sub>].

## 1.7 ZNAČENÍ SMĚRU TOKU ENERGIE

Odebíraná činná energie v daném měřicím bodě je označena jako kladná (+), tj. od **PDS** k uživateli sítě, dodávaná činná energie jako záporná (-), tj. od uživatele sítě k **PDS**.

Jalová energie je označena jako kladná, když pro fázový úhel mezi proudem a napětím platí :  $0^\circ < \varphi < 180^\circ$ . Jalová energie je označena jako záporná, když pro fázový úhel mezi proudem a napětím platí :  $180^\circ < \varphi < 360^\circ$ .

## 2 TECHNICKÉ POŽADAVKY

Vedle všeobecných požadavků uvedených zejména v 1.3 musí měřicí zařízení splňovat i další minimální technické požadavky, z nichž některé jsou popsány v [2]. Druh měřicího zařízení, způsob jeho instalace a umístění jsou pro jednodušší případy obsaženy ve standardech **PDS**. V zásadě platí, že měřicí zařízení se umísťuje do odběrného zařízení konečného zákazníka nebo do rozvodného zařízení výroby co nejbližší k místu rozhraní s **PDS**. Minimální požadavky na měřicí zařízení stanovuje **PDS** v souladu s těmito pravidly. Projektová dokumentace určuje řešení a způsob umístění měřicího zařízení. U měření typu A a B musí být odsouhlasena příslušným **PDS** a způsob umístění uveden ve smlouvě o připojení.

### 2.1 DRUHY MĚŘENÍ

Základní součástí každého měřicího zařízení je elektroměr sloužící k měření činné nebo činné a jalové elektrické energie. Jestliže elektroměrem přímo prochází veškerá měřená energie, mluvíme o tzv. přímém měření. Pro měření větších množství energie se musí používat měřicí transformátory. V tomto případě se jedná o tzv. převodové měření. U převodového měření v síti nn se používají jen proudové měřicí transformátory. U měření v síti vn a vvn se používají jak proudové, tak i napěťové měřicí transformátory. Podle toho, na kterou stranu příslušného napájecího ("silového") transformátoru jsou měřicí transformátory připojeny, mluvíme o tzv. primárním nebo sekundárním měření. Úkolem měřicích transformátorů je převádět primární veličiny (proud a napětí) z hlediska hodnoty a úhlu na sekundární veličiny. Poměr mezi primárními veličinami a sekundárními veličinami vyjadřuje převod měřicího transformátoru (převodový poměr). Elektroměr použitý v převodovém měření může být zkonstruován, nebo uživatelsky nastaven pro vykazování buďto v sekundárních, nebo přímo v primárních hodnotách energie a výkonu. Pro zjištění skutečné hodnoty je nutné údaje elektroměru násobit příslušnou konstantou (násobitelem). Podrobnosti k jednotlivým druhům měření a jejich použití v praxi stanovují standardy **PDS**.

Poznámka: Je-li distribuce elektřiny měřena na sekundární straně připočítávají se podle [5] k naměřeným hodnotám elektřiny transformační ztráty činné energie v transformátoru ve výši maximálně 2 % u odběru ze sítí velmi vysokého napětí a maximálně 4 % u odběru ze sítí vysokého napětí, u výroby elektřiny měřené na transformátoru na straně výroby elektřiny se snižují celkové naměřené hodnoty elektřiny o transformační ztráty činné energie v transformátoru ve výši maximálně 2 % u výroben elektřiny dodávajících do sítí velmi vysokého napětí a maximálně 4 % u výroben elektřiny dodávajících do sítí vysokého napětí. Prokázání odlišné velikosti ztrát se doporučuje postupem, uvedeným v části 4. Předpokládá se, že tento postup bude implementován do informačních systémů **PDS** a stanovení ztrát v těchto případech budou zajišťovat **PDS**.

### 2.2 DRUHY MĚŘICÍCH ZAŘÍZENÍ

Pro měření množství elektřiny (elektrické práce a středních hodnot výkonu) se používají následující způsoby měření :

- a) měření typu A (průběhové měření elektřiny s denním dálkovým přenosem údajů)
- b) měření typu B (ostatní průběhová měření elektřiny)

c) měření typu C (ostatní měření elektřiny)

Průběhové měření je takové měření, při kterém je kontinuálně zaznamenávána střední hodnota výkonu za měřicí interval. Měřicím zařízením může být buď samotný elektroměr, nebo elektroměr s externě připojeným registračním přístrojem. Může se jednat i o kombinaci měření průběhového s měřením ostatním, tzn. že jsou současně využívány příslušné registry (číselníky) energie a výkonu, jak tarifní, tak i sumární. Registry mohou být nastaveny pro zobrazování stavů (kumulativní nárůst), anebo rovnou pro zobrazování spotřeby (rozdíl stavů) v daném účtovacím období. Vždy záleží na konkrétním použitém přístroji (elektroměru) a možnostech jeho uživatelského nastavení, které provádí příslušný PDS.

Dálkový odečet s přenosem naměřených dat do centra, odečet pomocí ručního terminálu i ruční odečet zajišťuje a konkrétní způsob odečtu určuje příslušný PDS.

## 2.3 VYBAVENÍ MĚŘICÍCH MÍST

Vybavení měřicích míst s ohledem na typ měření (A,B,C) určuje [2], která pro stanovení konkrétního typu měření uplatňuje princip napěťové hladiny a velikosti odběru / dodávky, tj. instalovaného výkonu výroby / rezervovaného příkonu konečného zákazníka.

## 2.4 TŘÍDY PŘESNOSTI

Vyhlaška [2] stanovuje též minimální požadavky na třídy přesnosti elektroměrů a měřicích transformátorů (Příloha č.1 vyhlášky). Obecně platí princip, že vyšší napěťové úrovni odpovídá i vyšší třída požadované přesnosti měřicích transformátorů a vyšší třída přesnosti k nim připojených elektroměrů.

## 2.5 MĚŘICÍ A TARIFNÍ FUNKCE

Potřebné tarifní a měřicí funkce měřicího zařízení jsou zajišťovány PDS. Jednotlivé měřicí funkce, které jsou v daném měřicím bodě k dispozici, jsou předmětem smluvního ujednání mezi PDS a uživatelem DS. Rozsah měření jalové energie je rovněž stanoven PDS. Měření bývá zpravidla jak induktivní odběr, tak i kapacitní dodávka. U drobných zákazníků s měřením typu C je dostačující měření činné energie. U zákazníků s průběhovým měřením (typ A a typ B) se doporučuje použití elektroměru pro měření činné i jalové energie.

O použití a nasazení speciálních měřicích systémů, např. mnohotarifních elektroměrů, předplatních systémů, atd., rozhoduje PDS. Záležitost vyžaduje odpovídající smluvní podchycení.

## 2.6 OVLÁDÁNÍ TARIFŮ

Pro ovládání jednotlivých tarifních registrů (číselníků) elektroměru (přepínání sazeb) se u měření typu C používá zařízení hromadného dálkového ovládání (HDO), přepínacích hodin, popř. i jiných technických prostředků v interním nebo samostatném provedení. K případnému přepínání sazeb u měření typu A a B se využívá interní časové základny elektroměru nebo registračního přístroje.

## 2.7 PROVOZOVÁNÍ MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ

PDS je zodpovědný za řádný a bezporuchový provoz měřicího zařízení. Za tímto účelem je každý uživatel DS (výrobce i konečný zákazník) povinen zabezpečit PDS kdykoli přístup k měřicímu zařízení. Tato povinnost bývá navíc zakotvena v příslušných smlouvách. Zajištění časově neomezeného přístupu je nutné např. z důvodů odstraňování poruch, provádění revizí, údržby a kontrol.

## 2.8 POSKYTNUTÍ TELEKOMUNIKAČNÍHO PŘIPOJENÍ

U průběhového měření elektřiny typu A je zapotřebí zajistit příslušný přenos naměřených hodnot. Za tím účelem poskytuje uživatel DS příslušnému PDS bezplatně k dispozici samostatnou telekomunikační linku (pobočku) a pomocné napájecí napětí (např. pro externí modem), obojí do bezprostřední blízkosti měřicího místa. Při chybějícím

nebo v příslušném termínu nezajištěném telekomunikačním připojení instaluje **PDS** modem GSM a uživatel pak bude povinen hradit pravidelné poplatky za vícenáklady spojené s tímto zajištěním komunikace. Pokud uživatel zajistí spojení dodatečně, tato povinnost zanikne. Přístup k elektroměru, případně k přídatnému zařízení (registrační přístroj, modem, atd.) je obvykle jištěn heslem.

Poznámka : Inicializace přenosu dat je vždy vedena z centra příslušného **PDS**. **PDS** tedy hradí minutové poplatky za přenos dat. Ostatní poplatky (obvykle instalace a pevný paušál) jsou hrazeny ze strany uživatele **DS**.

## 2.9 KONTROLNÍ (POROVNÁVACÍ) MĚŘENÍ

Výrobci, koneční zákazníci a obchodníci mohou v souladu s příslušným ustanovením **EZ** a se souhlasem **PDS** pro vlastní potřebu a na svůj náklad osadit vlastní kontrolní měřicí zařízení. Druh a rozsah zařízení kontrolního měření je nutno odsouhlasit a smluvně podchytit s příslušným **PDS**. **PDS** musí být umožněn přístup k takovému kontrolnímu měření, ke všem měřeným hodnotám, stejně jako je tomu u hlavního fakturačního měření. Elektroměry kontrolního měření jsou přiřazeny k samostatným měřicím bodům, různým od měřicích bodů hlavního (fakturačního) měření. Je nezbytné zajistit rovněž kontrolní měření proti neoprávněné manipulaci. V případě převodového měření jsou vyžadovány zpravidla vlastní měřicí transformátory, nebo alespoň samostatná jádra, aby nemohlo dojít chybnou manipulací k nežádoucímu ovlivnění hlavního fakturačního měření. Pro eventuální porovnávání výsledků obou měření se doporučuje pravidlo dvojnásobku maximální přípustné chyby v rámci třídy přesnosti použitého elektroměru.

## 2.10 VYUŽITÍ INFORMACÍ Z FAKTURAČNÍHO MĚŘENÍ PDS ZÁKAZNÍKEM

V případě, že výrobce nebo konečný zákazník projeví zájem o kontinuální využívání dat z fakturačního měření přímo v odběrném místě (monitoring, řízení zátěže), bude mu to ze strany **PDS** umožněno za předpokladu, že není vybudováno kontrolní měření a fakturační měření toto využití umožňuje. Výstup z elektroměru nebo registračního přístroje (zpravidla impulsní výstup) se vyvede na příslušné rozhraní a galvanicky oddělí optočlenem nebo pomocí relé, aby nemohlo dojít k poškození měřicího zařízení **PDS** nesprávnou manipulací. Výrobce nebo konečný zákazník je pak povinen uhradit pořízení a montáž optočlenu (relé). Porucha zařízení neopravňuje uživatele **DS** k nedodržování smluvních hodnot. Při změně typu měřicího zařízení obnoví provozovatel **DS** vyvedení výstupů pouze v případě, že to typ a nastavení měřicího zařízení umožňuje. Při výměně měřicího zařízení fakturačního měření za jiný typ si konečný zákazník nebo výrobce na svůj náklad upraví vlastní vyhodnocovací zařízení s ohledem na případnou změnu výstupních parametrů. Další podrobnosti stanoví příslušný **PDS**.

## 2.11 ZABEZPEČENÍ SUROVÝCH DAT

Surová data jsou odečtené nebo sejmuté informace přímo z měřicího přístroje nebo registračního (integračního) přístroje. Odečtené naměřené hodnoty z daného měřicího místa je zapotřebí jakožto surová data nezměněně archivovat a uchovávat. Za to je zodpovědný **PDS**. V případě, že surová data představují sekundární hodnoty, je zapotřebí archivovat a uchovávat i příslušné převodové poměry měřicích transformátorů a násobitele.

## 2.12 IDENTIFIKACE NAMĚŘENÝCH DAT

Zejména pro úlohu dalšího předávání dat se musí naměřená data označit jednoznačným a úplným způsobem přídatným informačním stavem (stavem). Obvykle jsou rozlišovány následující status-informace : "pravdivá hodnota" – bez označení, "náhradní hodnota", "předběžná hodnota", "zkreslená hodnota", "chybějící hodnota". Je-li např. chybějící hodnota nahrazena náhradní hodnotou, změní se odpovídajícím způsobem status. Při součtech nebo diferencích se status automaticky dále převádí do výsledku. Jestliže existuje více stavových informací, je automaticky připojen status informace s nejzávažnějším dopadem. S ohledem na žádoucí sjednocení v rámci liberalizovaného prostředí se u nových zařízení doporučuje použití EDIS/OBIS, resp. COSEM identifikačního standardu a jeho zahrnutí do vnitřních standardů všech **PDS**.



## 2.13 ODEČET A POSKYTOVÁNÍ DAT

Odečet je technický a organizační postup, při kterém se účtovací data sbírají přímo na místě vizuálním způsobem, nebo se pořídí automatizovaně pomocí technického datového zařízení, a to místně nebo dálkově. Odečtové intervaly pro jednotlivé typy měření A, B, C jsou stanoveny v [2]. Odečet a poskytování dat se doporučuje podchytit rovněž smluvně. Způsob provádění odečtů určuje PDS. Při změně dodavatele (obchodníka) se doporučuje zjištění spotřeby energie v termínu co možná nejbližší k rozhodnému dni. Může být též sjednáno programové rozdělení odebrané energie k rozhodnému dni, případně jiné řešení.

## 2.14 POSKYTOVÁNÍ NÁHRADNÍCH HODNOT

Při chybějících, zkreslených nebo nevěrohodných hodnotách jsou PDS poskytnuty náhradní hodnoty. Náhradní hodnoty jsou označeny příslušným statutem. Pro jednotlivé typy měření (A,B,C) jsou navrhovány separátní způsoby tvorby náhradních hodnot.

U zákazníků s měřením typu C se použijí data z předchozího časově porovnatelného období. V případě, že uvedená data nejsou k dispozici nebo jsou nevěrohodná, použijí se data vypočtená na základě znalosti vybavení odběrného místa. Tato data se později nahradí daty z nového aktuálního měření, když je k dispozici minimálně potřebný porovnávací interval.

U zákazníků s průběhovým měřením (typ A a typ B) se pro tvorbu náhradních hodnot doporučují následující způsoby :

- namísto chybějících nebo zkreslených či jinak nevěrohodných hodnot se použijí existující naměřené hodnoty z kontrolního měření
- v případě, že jen několik měřicích period je zkreslených, nebo zcela chybí, vytvoří se interpolované hodnoty
- v ostatních případech se použijí naměřená data z porovnatelného časového období.

Pokud se “průběhové” náhradní hodnoty nedají vyšetřit nebo odsouhlasit do požadovaného termínu, je zapotřebí použít prozatímních hodnot. Tyto se označí a později nahradí náhradními hodnotami.

Oprávněný příjemce dat (zákazník, výrobce, PPS) může v případě potřeby požadovat od PDS vysvětlení důvodu změny a principu tvorby náhradních hodnot.

## 2.15 PŘEDÁVÁNÍ NAMĚŘENÝCH HODNOT

Naměřené hodnoty PDS předává OTE dle zásad v [L7].

## 2.16 ÚHRADA NÁKLADŮ ZA MĚŘICÍ ZAŘÍZENÍ A POSKYTOVÁNÍ (PŘENOS) DAT

**Příslušný PDS hradí :**

- náklady na ověření elektroměru
- provozní náklady na přezkoušení měřicího zařízení, zjištění správnosti jeho zapojení a funkce
- provozní náklady za přezkoušení a poskytování dat včetně provozních nákladů spojených s dálkovým přenosem naměřených hodnot a jejich dalším předáváním oprávněným příjemcům.

**Výrobci a oprávnění zákazníci hradí :**

- pořizovací a instalační náklady na měřicí transformátory, náklady na jejich ověření, dále pořizovací náklady na příslušná spojovací vedení (kabely), na měřicí skříně nebo rozváděče, na zkušební svorkovnice, na pojistkové odpojovače (jištění), na příslušná rozhraní (optorozhraní nebo relé) v případě vlastního využívání impulsů z měřicího zařízení a na stykače blokování.
- pořizovací náklady na telefonní linku (včetně napájení pro modem)
- náklady na provoz telefonní linky (paušál)
- provozní náklady na instalaci elektroměru, tj. instalaci měřicího zařízení, tj. elektroměru, registračního přístroje, modemu
- první přezkoušení a uvedení měřicího zařízení do provozu.

#### Domácnosti hradí :

- provozní náklady na instalaci elektroměru

## 3 ÚDRŽBA A ODEČTY MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ

### 3.1 ÚVOD

Jakékoliv zásahy do měřicího zařízení bez souhlasu **PDS** jsou zakázány. Uživatel **DS** je povinen umožnit **PDS** přístup k měřicímu zařízení a neměřeným částem elektrického zařízení za účelem provedení kontroly, odečtu, údržby, výměny nebo odebrání měřicího zařízení. Dále je povinen chránit měřicí zařízení před poškozením a neprodleně nahlásit **PDS** závady na měřicím zařízení včetně porušení zajištění proti neoprávněné manipulaci.

### 3.2 ÚDRŽBA MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ

Údržbu a diagnostiku poruch měřicího zařízení kromě měřicích transformátorů zajišťuje **PDS**. **PDS** zajišťuje pro eventuální potřebnou výměnu elektroměr, registrační přístroj a komunikační zařízení (modem). Uživatel **DS** na základě pokynů nebo se souhlasem provozovatele **DS** zajišťuje při poruše nebo rekonstrukci přístroje pro výměnu dalších částí měřicího zařízení a údržbu měřicích transformátorů včetně jejich případné výměny.. Závady na měřicím zařízení musí být odstraněny v co nejkratším termínu

### 3.3 OVĚŘOVÁNÍ MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ

Ověřování elektroměru zajišťuje **PDS**. Doba platnosti ověření stanovených měřidel, viz čl. 1.3 je stanovena přílohou vyhlášky [4] v platném znění. **PDS** může v případě potřeby předepsanou dobu platnosti ověření u vlastního zařízení (elektroměru) zkrátit. Ověření měřicích transformátorů zajišťuje na své náklady provozovatel silového zařízení (uživatel **DS**), ve kterém jsou měřicí transformátory zapojeny.

### 3.4 ZMĚNA TYPU A PARAMETRŮ MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ

Způsob měření elektřiny, typ a umístění měřicího zařízení určuje **PDS** v závislosti na charakteru a velikosti odběru elektřiny odběrného zařízení uživatele **DS**. **PDS** je oprávněn změnit typ měřicího zařízení. Pokud je tato změna vynucena změnou právních předpisů nebo je prováděna z důvodů vyvolaných uživatelem **DS**, je uživatel **DS** povinen upravit na svůj náklad předávací místo nebo odběrné zařízení pro instalaci nového typu měřicího zařízení. Při změně předávaného výkonu nebo rezervovaného příkonu je provozovatel **DS** oprávněn požadovat po výrobci nebo konečném zákazníkovi změnu parametrů měřicích transformátorů spojenou se změnou rezervovaného příkonu.

### 3.5 ODEČTY MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ

Odečty měřicího zařízení, zpracování a předávání dat zajišťuje **PDS**. Pokud vznikne závada na telekomunikačním zařízení uživatele **DS**, přes které provádí **PDS** odečet měřicího zařízení, je uživatel **DS** povinen bez zbytečného odkladu zajistit odstranění vzniklé závady.

### 3.6 PŘEZKOUŠENÍ MĚŘICÍHO ZAŘÍZENÍ NA ŽÁDOST UŽIVATELE DS

Výrobce, konečný zákazník a obchodník má právo nechat přezkoušet měřicí zařízení. Podrobnosti stanoví příslušný prováděcí předpis [3]. Provozovatel distribuční soustavy je povinen na základě písemné žádosti do 15 dnů od jejího doručení vyměnit měřicí zařízení nebo zajistit ověření správnosti měření [7].

Je-li na měřicím zařízení výrobce elektřiny nebo konečného zákazníka zjištěna závada, hradí náklady spojené s jeho přezkoušením, ověřením správnosti měření a případnou jeho opravou nebo výměnou vlastníkem té části měřicího zařízení, na které byla závada zjištěna. Není-li závada zjištěna, hradí náklady na přezkoušení nebo ověření správnosti měření ten, kdo písemně požádal o přezkoušení měřicího zařízení a o ověření správnosti měření.

## 4 DOPORUČENÝ VÝPOČET ZTRÁT PŘI MĚŘENÍ UMÍSTĚNÉM NA SEKUNDÁRNÍ STRANĚ TRANSFORMÁTORU

Vyhlášky ERÚ [5, 8] umožňují účastníkovi trhu s elektřinou prokazovat provozovateli distribuční soustavy jinou hodnotu ztrát činné energie než jednotně 2 % u transformace vvn/vn a 4 % u transformace vn/nn a to výpočtem na základě údajů z měření spotřeby/dodávky za posledních 12 měsíců.

Hodnota skutečných ztrát v transformaci je závislá na parametrech transformátoru:

- jmenovitý výkon  $S_{Tn}$  (kVA, MVA)
- jmenovité ztráty naprázdno  $\Delta P_0$  (kW)
- jmenovité ztráty nakrátko  $\Delta P_k$  (kW),

a jeho zatížení, charakterizovaném:

- při průběhovém měření typu A, B hodnotami  $P_z(t)$  a  $Q_z(t)$
- při měření typu C roční spotřebou  $W$  (kWh, MWh) a naměřeném (sjednaném) maximálním zatížení  $S_{max}$  (kVA, MVA), resp.  $P_{max}$  (kW, MW) a  $\cos \varphi_{max}$

Pozn.: Zatížení, či dodávka se ve smyslu [1] vyhodnocuje za posledních 12 měsíců.

Z údajů o transformátoru a zatížení se určí ztráty v transformaci jako:

$$P_{zTmax} = \Delta P_0 + \Delta P_k \left( \frac{S_{max}}{S_{Tn}} \right)^2$$

$$W_{zT} = \Delta P_0 \cdot T_p + \Delta P_k \left( \frac{S_{max}}{S_{Tn}} \right)^2 \cdot T_\Delta$$

kde  $S_{max}$  se určí při:

- průběhovém měření A nebo B jako největší hodnota  $S_z(t)$   $\{ (S_{zTmax} = \max[\sqrt{(P_z(t))^2 + Q_z(t)^2}]) \}$
- měření typu C jako špičkový zdánlivý výkon, odpovídající změřenému či sjednanému maximálnímu zatížení ( $P_{max}/\cos\varphi_{max}$ )

$T_\Delta$  se určí při:

- průběhovém měření A nebo B jako:

$$T_\Delta = \frac{\sum S_z(t)^2}{S_{max}^2} = \frac{\sum P_z(t)^2}{P_{max}^2}$$

- měření typu C jako:

$$T_{\Delta} = T_p \cdot \left[ 0,2 \cdot \frac{T_{\max}}{T_p} + 0,8 \cdot \left( \frac{T_{\max}}{T_p} \right)^2 \right]$$

kde  $T_{\max}$  určíme z celkové naměřené energie  $W$

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}}$$

V procentním vyjádření lze pak určit ztráty  $w_{zT}$  (%):

- pro průběhová měření A, B

$$w_{zT}(\%) = \frac{W_{zT}}{\sum P_z(t)} \cdot 100$$

- pro měření typu C

$$w_{zT}(\%) = \frac{W_{zT}}{P_{\max} \cdot T_{\max}} \cdot 100$$

**Parametry transformátorů a hodnoty zatížení musí účastník trhu s elektřinou předložit jako součást žádosti o uznání skutečné výše ztrát. U provozovaných zdrojů sdělí parametry transformátorů provozovatel na vyžádání PDS, u nových zdrojů jsou součástí dokumentace výrobní.**

## 5 LITERATURA A PRÁVNÍ PŘEDPISY V PLATNÉM ZNĚNÍ

- [1] Zákon č. 458 / 2000 Sb. ze dne 28.11.2000 zákon o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů
- [2] Vyhláška MPO č. 218 ze dne 14.6.2001, kterou se stanoví podrobnosti měření elektřiny a předávání technických údajů
- [3] Zákon č. 505 / 1990 Sb. ze dne 16.11.1990 o metrologii
- [4] Vyhláška MPO č. 345 / 2002 Sb. ze dne 11.7.2002 . kterou se stanoví měřidla k povinnému ověřování a měřidla podléhající schválení typu
- [5] Vyhláška ERÚ 541/2005 Sb. ze dne 21.12.2005, o pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona
- [6] Nařízení vlády č. 464/2005 Sb. ze dne 19. 10. 2005, kterým se stanoví technické požadavky na měřidla
- [7] Vyhláška ERÚ č. 540/2005 ze dne 15.12.2005 o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice
- [8] Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 9/2006 ze dne 27. listopadu 2006, kterým se stanovují ceny elektřiny a souvisejících služeb
- [9] Vyhláška MPO , kterou se stanoví podrobnosti určení účinnosti užití energie při přenosu, distribuci a vnitřním rozvodu elektrické energie, č.153/2001