

Alexander Mészáros

Oceňovanie strát elektriny

Pri optimalizácii prevádzky elektroenergetických zariadení sa často používa kritérium minimalizácie činných výkonových strát. Čo najpresnejšie určenie nákladov na straty elektriny môže mať významný vplyv na správnosť konečného rozhodovania pri výbere optimálneho prevádzkového variantu. Predkladaný príspevok je preto zameraný na otázky správneho postupu, problémov pri realizácii a novej metodiky oceňovania strát elektriny, hlavne v prenosovej sústave.

Kľúčové slová: náklady na straty, náklady na výkon, náklady na prácu, krátkodobé marginálne náklady, dlhodobé marginálne náklady, metóda reprezentantov, záverne elektrárne, prírastkové oceňovanie

I. ÚVOD

V nákladoch na dodávku elektriny sú zahrnuté tak náklady na výrobu elektriny v elektrárňach, ako aj náklady na jej rozvod, vrátane strát v sieti. Straty elektriny v sieťach sú dané rozdielom medzi množstvom elektriny dodaným elektrárňami do siete a množstvom elektriny dodanej odberateľom. Straty majú charakter vlastnej spotreby elektriny na jej prepravu, podobne ako vlastná spotreba elektriny v elektrárňach na jej výrobu. Úplné odstránenie strát v sieťach nie je možné pri použití súčasných technológií prepravy elektriny, je však potrebné ich znižovanie, ale len do takej miery, aby náklady na zníženie strát neprevyšovali úspory dosiahnuté týmto opatrením.

Úlohy optimalizácie rozvoja či prevádzky elektrizačnej sústavy môžu byť hodnoverne riešené iba pri správnom ekonomickom ocenení strát elektriny. Ocenenie strát podstatne ovplyvňuje výsledky výpočtov, niekedy môže mať dokonca rozhodujúcu úlohu.

Pri oceňovaní strát v praxi môže dôjsť k nesprávnym približným spôsobom ocenenia alebo k chybám. Straty sa často oceňujú priemernými vlastnými nákladmi výroby elektriny, buď na prahu elektrárne, čiže bez uvažovania nákladov prenosu elektriny do miesta oceňovania strát, alebo na príslušnom mieste elektrizačnej sústavy, kde k nim dochádza, či dokonca iba palivovou zložkou vlastných nákladov elektriny. Niekedy sa straty oceňujú podľa tarifných cien a často sa neuvažuje ich vplyv na investičné náklady.

II. METODIKA STANOVENIA NÁKLADOV NA STRATY

Pri stanovení nákladov na straty elektriny pri jej preprave možno vychádzať z nasledovnej úvahy [5]:

Inštalovaný výkon P_i elektrárne nie je celý k dispozícii odberateľom, jeho časť pokrýva vlastnú spotrebu P_{vs} elektrárne, ďalšia je rezerva P_{re} na prípad poruchy v inej elektrárni alebo na reguláciu frekvencie a napokon výkon ΔP je potrebný na krytie strát. Takže odberateľom je k dispozícii len výkon $P_o = P_i - P_{vs} - P_{re} - \Delta P$.

Ak celkové investičné náklady elektrárne sú N_{IE} , potom pomerné investičné náklady na 1 kW inštalovaného výkonu budú

$${}^1N_{IE} = \frac{N_{IE}}{P_i} \quad (1)$$

a pomerné ročné náklady

$$n_{Pi} = k_v \cdot {}^1N_{IE} \quad (2)$$

kde k_v (rok⁻¹) sú pomerné stále náklady, tzv. ročná kvóta, ktoré vyjadrujú prepočet stálych nákladov (investičných nákladov a stálej zložky prevádzkových nákladov) na jeden priemerný rok životnosti investície. Môže byť určená súčtom prevrátenej hodnoty životnosti príslušného objektu alebo zariadenia, anuitnej úrokovej miery, vyjadrujúcej náklady na úroky z investícií, pomerných nákladov na

údržbu, na mzdy a ostatných pomerných stálych prevádzkových nákladov (dodávky, služby, réžia a pod.).

Takto určené pomerné náklady treba zväčšiť koeficientom vlastnej spotreby $k_{vs} > 1$ a koeficientom rezervy $k_{re} > 1$, takže pomerné ročné náklady na výkon na prahu elektrárne budú

$$n_{Po} = n_{Pi} k_{vs} k_{re} \quad (3)$$

Súčinn $k_{vs}k_{re}$ býva 1,08.1,1 = 1,19, čiže 19-20 % inštalovaného výkonu elektrárne slúži na iné účely ako na dodávku do siete. To znamená, že užitočný výkon, resp. výkon k dispozícii na prahu elektrárne je $P_o = P_i / (k_{vs}k_{re})$. Ani tento výkon nie je plne k dispozícii odberateľom, časť sa spotrebuje v prenosových vedeniach a transformátoroch na krytie predovšetkým jouleových strát (ale aj ďalších, napr. korónou a zvodom).

Ak sú známe pomerné náklady na 1 kW výkonu na prahu elektrárne n_{Po} (€kW⁻¹), možno oceniť výkon prechádzajúci vedením z elektrárne k spotrebiteľom, ako aj vzniknuté straty.

Výpočet strát sa vzťahuje na maximálne zaťaženie uvažovaného prvku, čo znamená, že aj na maximálne straty, obvyčajne v jednom roku. Straty vo vedení ΔP (kW) možno vyjadriť vzťahom

$$\Delta P = \kappa R I_m^2 \cdot 10^{-3} \quad (4)$$

kde κ je koeficient vyjadrujúci rozloženie zaťaženia pozdĺž vedenia, podľa [5] je $\kappa = 1$ pre nn vedenia zaťažené rovnomerne a $\kappa = 3$ pre prenosové vedenia zaťažené na konci,

R – činný odpor vedenia (Ω),

I_m – maximálne prúdové zaťaženie vedenia (A).

Nároky z titulu prenosových strát na výkon elektrárne vyjadrené výrazom (4) sú nezávislé od času. Straty vo vedení, rovnako ako ostatní odberatelia, nárokuje výkon v elektrárni, ktorý musí byť stále k dispozícii. Okrem toho, keď elektrárne začne dodávať odberateľom elektrickú energiu, vznikajú aj straty energie ΔA (kWh), je to vlastná spotreba vedenia, ktoré sa určuje ako

$$\Delta A = \Delta P T_{\Delta} = \kappa R I_m^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_{\Delta} \quad (5)$$

kde T_{Δ} je čas plných strát (h).

Pomerné náklady na 1 kWh dodanej energie n_{wo} (€kWh⁻¹) na prahu elektrárne sú tvorené v prevažnej miere nákladmi na palivo a na chladiacu vodu.

Pri oceňovaní strát elektrickej energie treba počítať tak so stratami výkonu ΔP ako aj so stratami práce ΔA . Na vyjadrenie množstva stratenej práce sa počíta s pomernými nákladmi na 1 kWh dodanej elektrickej práce n_{wo} , nárok na výkon v elektrárni sa vyjadriť pomernými nákladmi na 1 kW výkonu novovybudovanej elektrárne n_{Po} .

Celkové ročné náklady na straty vo vedení N_{Δ} (€rok⁻¹) potom možno zapísať ako

$$N_{\Delta} = N_{\Delta P} + N_{\Delta A} = \Delta P n_{p_0} + \Delta A n_{w_0} = \Delta P (n_{p_0} + n_{w_0} T_{\Delta}) \quad (6)$$

kde $N_{\Delta P}$ sú celkové ročné náklady na straty elektrického výkonu (€rok⁻¹),

$N_{\Delta A}$ – celkové ročné náklady na straty elektrickej energie (práce) (€rok⁻¹).

Pri presnejších výpočtoch sa zohľadňuje koeficient súčasnosti $f < 1$, ktorý vyjadruje skutočnosť, že maximálne zaťaženia jednotlivých vedení nebývajú súčasné ani medzi sebou, ani s maximálnym zaťažením jednotlivých elektrární. Číselná hodnota tohto koeficientu podľa [5] je 0,90 – 0,98 pre vedenia 400 a 220 kV a 0,85 – 0,9 pre vedenia 110 kV.

Straty elektrického výkonu, so zohľadnením súčasnosti zaťaženia, budú

$$\Delta P' = \kappa R (I)^2 \cdot 10^{-3} = f^2 \Delta P_m \quad (7)$$

to znamená, že vzťah (6) nadobudne tvar

$$N_{\Delta} = \Delta P (f^2 n_{p_0} + n_{w_0} T_{\Delta}) \quad (8)$$

Pri praktických výpočtoch sa však koeficient f obyčajne zanedbáva, čím dostaneme pôvodný vzťah (6).

Praktické stanovenie pomerných nákladov platných v celej elektrizačnej sústave podľa tejto metodiky nie je jednoduché, ani ľahké. Jednotlivé elektrárne pracujú s rôznou účinnosťou, majú rozdielne jednotkové investičné náklady a pod., preto na určenie n_{p_0} a n_{w_0} je nevyhnutné urobiť zjednodušenia a predpokladať, že vystihnú skutočnosť čo najlepšie. Je pochopiteľné, že sa získajú pomerné náklady priemerných a pravdepodobných hodnôt.

Ak sú k dispozícii pomerné náklady na výkon a na prácu na práhu elektrárne n_{p_0} a n_{w_0} , možno postupne stanoviť pomerné náklady pre vedenia na rôznych napäťových úrovniach ES [3]:

1. Straty na vedení 400 kV sa ocenia známymi pomernými nákladmi n_{p_0} a n_{w_0} , čiže pomernými nákladmi na výkon a na prácu na práhu elektrárne.

2. Na konci tohto vedenia sa pomerné náklady zväčšia, a to o investície na 400 kV vedenie a o straty elektrickej práce ΔA . Ak investičné náklady na vedenie 400 kV včítane transformácie sú N_{IV400} a k_{400} je ročná kvóta pre vedenie 400 kV, pomerné náklady na prenos 1kW vedením 400 kV sa určia ako

$$n_{IP400} = \frac{k_{400} N_{IV400}}{P_{400}} \quad (9)$$

a ocenenie strát vo vedení je podľa

$$n_{\Delta P400} = \frac{\Delta P_{400} (n_{p_0} + n_{w_0} T_{\Delta})}{P_{400}} \quad (10)$$

potom celkové náklady na prenos výkonu budú

$$n_{P400} = n_{IP400} + n_{\Delta P400} \quad (11)$$

Na konci vedenia 400 kV sa merné náklady na výkon zväčšia na hodnotu

$$n_{P1} = n_{P0} + n_{P400} \quad (12)$$

Súčasne sa zväčšia aj merné náklady na prácu n_w . Náklady na prácu sa zvýšia v pomere elektrickej práce dodanej a odoberanej, na konci úseku sústavy 400 kV budú

$$n_{W1} = n_{W0} \frac{A_1}{A_1 - \Delta A_1} \quad (13)$$

kde A_1 je práca dodaná do vedenia 400 kV, jej veľkosť možno určiť meraním, alebo približným výpočtom ako $A_1 = P_1 T_{m1}$ a $\Delta A_1 = \Delta P_1 T_{\Delta 1}$. Index „1“ znamená 1. úsek, teda vedenie 400 kV.

Podobným postupom možno vyjadriť pomerné náklady na výkon a na prácu pre vedenia 110 kV i pre vedenia vn a nn, použitím vzťahov (9 až 11). Po zovšeobecnení získaných výsledkov, pomerné náklady na výkon a na prácu pre k-tý úsek sústavy možno vyjadriť ako

$$n_{Pk} = \sum_{i=1}^k n_{Pi} \quad (14)$$

$$n_{Wk} = n_{W0} \frac{\prod_{i=1}^k A_i}{\prod_{i=1}^k (A_i - \Delta A_i)} \quad (15)$$

Z realizovaných výpočtov je známe [5], že zvýšenie pomerných nákladov n_p v prípade vedení je spôsobené hlavne podielom investičných nákladov (až 80-90%) a len zvyšných asi 10-20% pripadá na náklady na straty, v prípade transformátorov sú relácie vyrovnannejšie. Ďalšie výpočty ukázali aj to, že pomerné náklady na výkonové straty n_p vedení na jednotlivých napäťových úrovniach sú značne ovplyvnené predovšetkým počiatkovými nákladmi na práhu elektrárne n_{p_0} a ďalšími investičnými nákladmi.

Pre projektantov v praxi by bolo komplikované zrealizovať výpočty podľa vysvetleného postupu, uvedená metodika poukazuje len na myšlienkový pochod pri stanovení nákladov na straty.

III. MARGINÁLNE NÁKLADY URČENÉ METÓDOU REPREZENTANTOV

Oceňovanie strát elektriny platnými tarifami je v súčasnosti v praxi rozšírené a je možné v prípade hodnotení investícií z hľadiska podnikateľa [2], ktorý vkladá kapitál s cieľom prevádzkovať nový, či zrekonštruovaný článok elektrizačnej sústavy za účelom dosiahnutia zisku v trhovom prostredí, kde ceny produkcie, čiže aj elektriny, inklinujú k dlhodobým marginálnym nákladom dodávateľov. Použitie v súčasnosti platných taríf však svedčí o krátkozrakosti pre účely ocenenia strát vo variantoch s dlhšou životnosťou, čo platí pre väčšinu investícií aj v prenosovej, či v distribučnej sústave.

Termín marginálne náklady je odvodený z anglického názvu „marginal cost“, čo možno preložiť ako „medzné“ alebo „prírastkové“ náklady alebo aj „pomerný prírastok nákladov“. Vyjadrujú sa v peňažných jednotkách na jednotku produkcie a spravidla označujú náklady na zvýšenie výroby o jednotku produkcie. Sú to teda náklady, ktoré treba vynaložiť na výrobu poslednej, tzv. „závernej“ jednotky výroby.

Krátkodobé marginálne náklady [7] vo všeobecnosti sú definované ako inkrementálne výrobné a prepravné náklady vyvolané prírastkom dodávky v danom období, pri nezmenenej kapacite výrobného a dopravného zariadenia. Možno povedať, že je to pomerný prírastok iba prevádzkových nákladov – bez odpisov, úrokov atď. Obsah krátkodobých marginálnych nákladov sa môže rozšíriť o stratu spôsobenú prípadným nedodaním elektriny v čase najvyššieho zaťaženia, keď dodávateľ už nemá dostatok výkonu na pokrytie prírastku tohto zaťaženia.

Dlhodobé marginálne náklady sú inkrementálne výrobné a prepravné náklady, ktoré sú spôsobené prírastkom dodávky v danom období, ktoré zahrňujú v sebe aj investície výrobcu potrebné na rozšírenie výrobného a dopravného kapacity.

Systémová metóda výpočtu marginálnych nákladov spočíva v experimentoch na matematicko-ekonomickom modeli elektrizačnej sústavy. Pomocou modelu možno simulovať pokrývanie niekoľkých variantov prognóz zaťaženia elektrizačnej sústavy v budúcich rokoch. Model optimálne pokrýva zaťaženie a počíta pohyblivé prevádzkové náklady v elektrizačnej sústave, z ktorých sa dajú odvodiť krátkodobé marginálne náklady, resp. ich palivová časť. K nim potom možno

pripočítat stálu zložku prevádzkových nákladov a anuitnú hodnotu investičných nákladov všetkých zdrojov a zariadení, ktoré sú v elektrizačnej sústave. Oveľa zložitejšou úlohou je určenie optimálnej úrovne zabezpečenia dodávky výkonu v elektrizačnej sústave. Pri nízkej úrovni spoľahlivosti (zabezpečenia) možno ušetriť značné prostriedky na výstavbu a údržbu zdrojov i zariadení, ktoré sú v rezerve. Tým však narastajú straty v sústave a tiež škody z nedodania elektriny pri poruchách, či zvýšení zaťaženia. Presné vyčíslenie národohospodárskych nákladov z nedodania elektriny v závislosti od výkonovej zabezpečenia je prakticky nemožné, ale je možný ich odhad. Pričom tieto náklady (straty a škody) nedodania elektriny sa dajú rozlíšiť na dve základné skupiny – *straty u dodávateľov a škody u odberateľov*.

Systémová metóda výpočtu marginálnych nákladov pomocou experimentov na modeli elektrizačnej sústavy je náročná tak na výkonnosť hardveru, ako aj na kvalitu softveru. Vysoké nároky predstavujú aj množstvo a kvalita meniacich sa vstupných údajov. Vstupné dáta, ich relevantnosť a verifikácia sú najväčším problémom týchto modelov a môže sa stať, že pomocou komplikovaného modelu sa presne sčítajú nepresné vstupy, čo môže ovplyvniť získaný výsledok do takej miery, že jeho presnosť je porovnateľná s oveľa jednoduchším, ale práve preto lepšie použiteľným prístupom na *výpočet dlhodobých marginálnych nákladov metódou reprezentantov*.

Hlavný rozdiel medzi metódou reprezentantov a systémovou metódou spočíva v tom, že kým systémová metóda počítá marginálne náklady pomocou údajov od všetkých zdrojov sústavy, ktoré budú pracovať, metóda reprezentantov počíta iba s vybranými typmi zdrojov, tzv. *závernými elektrárnami*, ktoré budú kryť v blízkej budúcnosti prírastok dopytu a úbytok dožívajúcich zdrojov v prevažnej miere. Preto je táto metóda jednoduchšia a jej výsledky možno jednoduchšie overiť pri jej dostatočnej presnosti a výrazne nižšej výpočtovej náročnosti. Pritom táto metóda umožňuje rešpektovať aj systémový vplyv existujúcich prvkov sústavy pomocou modelu na výpočet krátkodobých marginálnych nákladov, bez nákladov na straty z nedodania elektriny.

Výkon, ktorý treba inštalovať v závernej elektrárni na krytie maxima nového odberu a zabezpečenie vyrovnannej výkonovej bilancie možno vyjadriť nasledujúcim vzťahom [1]:

$$P_i = P_m k_m k_{vs} k_z k_{re} \quad (16)$$

kde P_i je inštalovaný výkon v závernej elektrárni [MW],
 P_m – ročné maximum výkonu chýbajúceho v sústave [MW],
 k_m – súčiniteľ účasti maxima odberateľa na maxime sústavy,
 k_{vs} – súčiniteľ vlastnej spotreby závernej elektrárne,
 k_z – súčiniteľ strát výkonu v sieťach sústavy,
 k_{re} – súčiniteľ výkonovej rezervy v sústave.

Prvý zo štyroch súčiniteľov (k_m) môže nadobudnúť najvyššiu číselnú hodnotu 1, zvyšné tri koeficienty majú číselné hodnoty vo všeobecnosti vyššie ako 1.

Investičné náklady na dodávku chýbajúceho výkonu P_m do elektrizačnej sústavy (ES) sú:

$$N_{ip} = P_m k_m k_z (k_{vs} k_{re} n_{IE} + n_{IS}) \quad (17)$$

kde n_{IE} sú merné investičné náklady závernej elektrárne [€MW^{-1}],
 n_{IS} – merné investičné náklady nových elektrických sietí na prenos elektrického výkonu do ES [€MW^{-1}].

Do investičných nákladov na dodávku chýbajúceho výkonu P_m do elektrizačnej sústavy sú zahrnuté nielen náklady na výstavbu novej elektrárne, ale aj investičné náklady tej časti sietí, ktorá bude slúžiť na dodávku výkonu P_m od výroby k odberateľovi a tiež investičné náklady na krytie strát výkonu pri tejto dodávke. V prípade výstavby záverného zdroja v mieste zrušeného zdroja alebo zdroja s dostatočne dimenzovaným pripojením možno člen n_{IS} vynechať.

Náklady na dopravu elektriny treba zahrnúť podobným spôsobom i do prevádzkových nákladov tejto dodávky:

$$N_{pr,r\Phi} = P_m k_z [k_m (k_{vs} k_{re} n_{IE} P_{psE} + n_{IS} P_{psS}) + T_m n_{pr}] \quad (18)$$

kde $N_{pr,r\Phi}$ sú priemerné ročné prevádzkové náklady [€],
 P_{psE} – pomerné ročné stále prevádzkové náklady závernej elektrárne (mzdy, materiál, nakupované služby, údržba, režia),
 P_{psS} – pomerné ročné stále prevádzkové náklady nových sietí,
 T_m – ročná doba využitia výkonu P_m [h],
 n_{pr} – pomerné pohyblivé náklady výroby elektriny v závernej elektrárni [€MWh^{-1}].

Celkové priemerné ročné výrobné náklady možno vyjadriť ako súčet priemerných ročných prevádzkových nákladov a investičných nákladov pripadajúcich na jeden priemerný rok prevádzky počas životnosti elektrárne vyjadrených pomocou časovej pomernej anuity:

$$N_{v,r\Phi} = P_m k_z \{k_m [k_{vs} k_{re} n_{IE} (a_{TZE} + P_{psE}) + n_{IS} (a_{Tzs} + P_{psS})] + T_m n_{pr}\} \quad (19)$$

kde a_{TZE} a a_{Tzs} je časová pomerná anuita počas ekonomickej životnosti záverných elektrární resp. sietí.

IV. METÓDY PRIDELENIA NÁKLADOV ZA PRENOS ELEKTRINY

Správny postup stanovenia nákladov na prenos, čiže aj ceny prenosu, ktorý zohľadňuje jeho obmedzenia alebo preťaženia, môže motivovať investorov pre vybudovanie nových prenosových a výrobných kapacít pre zlepšenie efektívnosti prenosu. V konkurenčnom prostredí sa vhodným stanovením cien môžu zabezpečiť očakávané tržby, možno podporiť efektívne fungovanie trhov s elektrinou, podporiť investície v optimálnom rozmiestnení výrobných jednotiek a prenosových vedení a adekvátne uspokojiť majiteľov prenosových ciest. Postup stanovenia cien by mal byť spravodlivý a praktický.

Počas uplynulých rokov boli navrhované a implementované na rôznych trhoch rôzne metódy stanovenia cien za prenos. Používané metódy možno rozdeliť do troch skupín [4]:

1. metódy vychádzajúce z vynaložených investičných nákladov prenosu (prepravy),
2. metódy vychádzajúce z marginálnych nákladov prenosu (prírastkové oceňovanie),
3. metódy vychádzajúce z kombinácie vynaložených investičných nákladov a marginálnych nákladov prenosu (prepravy).

V Európe sa prevažne používa metóda poštovej známky, ktorá obsahuje čiastočne nepriamo vplyv vzdialenosti prostredníctvom miestne diferencovaných cien. Všetci užívatelia siete sa podieľajú na nákladoch využitej a nadradenej napäťovej úrovne a tiež na systémových službách.

Pre trhovú súťaž sú vhodné hlavne koncepcie „point-to-point service“, čiže *metóda prenosovej cesty*, kde je smerodajná prenosová cesta (zvlášť v prípade prenosu veľkých výkonov), ktorá sa používa v USA, aj „network-service“, čiže *metóda poštovej známky*, kde je smerodajné miesto pripojenia k sieti (pre konečných zákazníkov s menším výkonom). Realizovateľná je aj ich kombinácia.

Komplikované tarify užívania siete majú výhodu flexibility, jednoduché tarify sú zrozumiteľnejšie a majú menšie nároky na informácie a zúčtovanie.

Metódy vychádzajúce z vynaložených nákladov prenosu

Metódy tohto typu sa spravidla používajú pri riešení úhrady nákladov na existujúcu prenosovú sústavu alebo na niektorú jej časť.

Niektoré z nich sa snažia alokovať náklady podľa rozsahu využívania zariadení prenosovej siete, iné stanovujú spôsob úhrady nákladov na prenosovú sústavu podľa jednoduchých zásad. Niektoré z týchto metód sa tiež označujú ako metódy „nabehnutých nákladov“ čo vyjadruje, že postupne pripočítavajú všetky uznané (nabehnuté) náklady za prenosové služby a potom ich podľa určitého kľúča alokujú medzi jednotlivé prenosové transakcie alebo užívateľov prenosu.

Najdôležitejšími z týchto metód sú:

1. **Metóda poštovej známky** (Postage Stamp Method) – je najviac využívaná metóda na alokáciu nákladov za prenosové služby, hlavne pre svoju technickú a administratívnu jednoduchosť. Popri metóde zmluvnej prenosovej cesty patrí tiež medzi najjednoduchšie metódy na stanovenie poplatkov za prenos.

Umožňuje pridelenie stálych nákladov za prenos elektriny medzi užívateľov služieb prenosu. Nevyžaduje výpočet toku výkonu a je nezávislá od dĺžky prenosu elektriny a tiež od konfigurácie siete. Čiže poplatky spojené s používaním prenosového systému stanovené touto metódou nezohľadňujú dĺžku prenosu elektriny, miesto jej dodávky či odberu na príslušnej úrovni hierarchie sústavy, ani od zaťaženia prenosových zariadení. Je založená na predpoklade, že sa používa celý prenosový systém, bez ohľadu na zariadenia aktuálne realizujúce príslušnú transakciu. Metóda prideluje užívateľovi prenosu poplatky založené na veľkosti prenášaného výkonu.

Jej vlastnosti možno zhrnúť nasledovne:

- zaisťuje úhradu nákladov na súčasnú sústavu,
- neuvažuje rozsah využitia prenosovej sústavy pri konkrétnej transakcii,
- neuvažuje náklady vyplývajúce z preťaženia kapacity ani náklady na rozvoj prenosovej sústavy,
- neposkytuje adekvátne ekonomické signály pre rozvoj sústavy.

2. **Metóda zmluvnej prenosovej cesty** (Contract Path Method) – na uskutočnenie určitej wheelingovej transakcie si dodávateľ a príjemca vzájomne dohodnú konkrétnu prenosovú cestu medzi miestom vstupu a výstupu dodávky v prenosovej sieti. Takto dohodnutá prenosová cesta potom predstavuje súbor prenosových zariadení, ktoré sa ako jediné budú pri oceňovaní uvažovať. Nevyklučuje však, že skutočné toky výkonu budú prebiehať tiež po iných vedeniach mimo dohodnutej prenosovej cesty.

Umožňuje pridelenie stálych nákladov za prenos, čiže zohľadňuje priemernú výšku investovaných nákladov, nevyžaduje výpočet toku výkonov.

3. **Metóda MW–kilometer** – hlavným cieľom, pre ktorý bola táto metóda navrhnutá, bolo získať možnosť uvažovania rozsahu využitia prenosovej siete pri každej jednotlivjej transakcii. Základom metódy MW–kilometer je určenie toku výkonu, čo následne metóda využíva na vyhodnotenie dôsledkov, ktoré príslušná transakcia vyvolá na vedeniach viacuzlovej siete medzi napájacím miestom a miestom dodávky. Ako u všetkých analýz, založených na vyšetrovaní toku výkonu, vypočítava sa tok výkonu pre najkritickejšiu situáciu posudzovanú podľa určitého plánovacieho kritéria a dôsledky vyvolávané príslušnou transakciou sa hodnotia za tejto konfigurácie.

Existuje niekoľko rôznych typov tejto metódy. Niektoré sa snažia postihnúť vplyv transakcie na toky výkonu v oboch smeroch, iné sledujú iba absolútnu hodnotu výkonu v každom vedení.

Metóda MW–kilometer má tieto znaky:

- aj keď je založená na vyšetrovaní tokov výkonu, dá sa pomerne ľahko používať,
- zabezpečuje úhradu nákladov na existujúcu sústavu,
- nezohľadňuje náklady vyplývajúce z preťaženia kapacity vedenia ani náklady na rozvoj prenosovej sústavy,
- neposkytuje adekvátne ekonomické signály pre rozvoj sústavy.

V tejto metóde sa používa nasledujúci algoritmus stanovenia využitia vedení jednotlivými wheelingovými transakciami prenosu elektriny [6]:

1. Pre každú transakciu t :

- Použijú sa dodávky výkonu do uzlov zapojených do transakcie t a vypočítajú sa toky súvisiace s transakciou vo všetkých vedeniach siete s použitím približného (jednosmerného) modelu toku výkonu.

- veľkosť toku MW v každom vedení sa násobí jeho dĺžkou (v km) a nákladmi na MW na jednotku dĺžky vedenia (v €/MW–km) a sčíta sa vo všetkých vedeniach.

2. Tento postup sa opakuje pre všetky transakcie.

3. Príspevok transakcie t do celkových nákladov prenášaného výkonu sa vypočíta nasledovne: náklady na prenosové zariadenia sa pridelia proporcionálne podľa pomeru veľkosti toku (absolútna hodnota) podieľajúcej sa na transakcii t a súčtu absolútnych tokov spôsobených všetkými transakciami podľa vzťahu

$$TC_t = TC \cdot \frac{\sum_{k \in K} c_k L_k MW_{t,k}}{\sum_{t \in T} \sum_{k \in K} c_k L_k MW_{t,k}} \quad (20)$$

kde TC_t sú náklady pridelené na transakciu t ,

TC – celkové náklady všetkých vedení v €,

L_k – dĺžka vedenia k v kilometroch,

c_k – náklady na MW, pre jednotkvú dĺžku vedenia k ,

$MW_{t,k}$ – tok výkonu vo vedení k , patriaci k transakcii t ,

T – séria transakcií,

K – séria vedení.

Táto metóda je určitým pokusom o nápravu zjednodušenia, ktoré sú obsiahnuté v metóde poštovej známky. Hlavná myšlienka spočíva v tom, že toky výkonu v každom vedení môžu byť získané separátne, potom sú násobené dĺžkou príslušného vedenia, a keď tieto súčiny sa spočítajú vo všetkých vedeniach príslušnej sústavy, možno získať meradlo toho, ako každá transakcia na prenos energie využíva príslušnú sústavu.

Určitým variantom metódy MW–kilometer je *metóda nevyužitej prenosovej kapacity* (Unused Transmission Capacity Method). Nevyužitá prenosová kapacita je rozdiel medzi výkonovou kapacitou príslušného zariadenia a jeho skutočným zaťažením. Na zaručenie plnej návratnosti vložených nákladov sa predpokladá, že všetci užívatelia sústavy sú povinní platiť za obidve zložky, čiže tak za aktuálne využitú kapacitu ako aj za nevyužitú prenosovú kapacitu. Takto možno zabezpečiť celkovú návratnosť investovaných nákladov nezávisle od toho, či výkonová kapacita vedenia je plne využitá.

To je ale nespravodlivé voči niektorým užívateľom sústavy, ktorí sú takto nútení podieľať sa na nákladoch takých prenosových zariadení, ktoré využívajú možno iba malú časť svojej celkovej kapacity. Okrem toho časť prenosovej schopnosti vedenia zostáva nevyužitá na požiadavky zabezpečenia spoľahlivosti zásobovania. Tento nedostatok spôsobí neefektívne využívanie prenosového systému. Na prekonanie tejto nevýhody bolo navrhnuté, aby užívatelia prenosu boli spoplatnení na základe percentuálneho využitia kapacity zariadenia a nie na základe súčtu tokov všetkých podieľajúcich sa užívateľov (t.j. užívatelia sú spoplatnení za využitie skutočného výkonu a nie za neplánovaný výkon). Avšak tento návrh má nedostatok v tom zmysle, že nezohľadňuje vplyv prebytku kapacity na spoľahlivosť prenosu a nezabezpečí plnú návratnosť fixných nákladov na prenos.

Boli navrhnuté tiež viaczožkovkové pravidlá stanovenia cien, aby sa zohľadnili prenosové schopnosti zariadenia a rozdiel medzi celkovými vloženými nákladmi a nákladmi navrátenými používaním prenosovej kapacity.

Metóda protitoku (Counter-flow Method) predpokladá, že užívatelia sústavy by mohli byť spoplatnení na základe toho, či ich transakcie spôsobujú tok výkonu v smere alebo proti smeru celkového toku výkonu v príslušnej časti siete. Podľa tejto metódy sa navrhuje, že ak čiastočné toky príslušnej transakcie tečú v opačnom smere ako je celkový tok siete, tak transakcia by mala mať negatívne poplatky. Príkladom použitia metódy protitoku je aj stanovenie ceny pri

nulovom protitoku, čo predpokladá, že spoplatnené sú len tie transakcie, ktoré sú v smere celkového toku výkonu. Jednou z nevýhod používania tejto metódy je, že pre prevádzkovateľa sústavy je veľmi ťažké upraviť platby pre užívateľov spôsobujúcich protitok výkonu.

4. **Metóda tokov na hraniciach sústav** (Boundary Flow Method) – základom tejto metódy sú dôsledky, ktoré prenosové transakcie vyvolávajú na prepojení medzi elektrizačnými sústavami. Jej charakteristické vlastnosti sú nasledovné:

- vychádza z jednotlivých špecifických transakcií,
- pre vplyvy na transakcie nie sú spravidla charakteristické iba toky výkonu v mieste prepojenia,
- neberie zreteľ ani na náklady plynuce z preťaženia kapacity ani na zariadenia nutné pre rozvoj,
- negeneruje adekvátne ekonomické signály pre rozvoj prenosovej sústavy.

V tabuľke I sú zhrnuté niektoré charakteristické vlastnosti vyššie uvedených metód alokácie prenosových nákladov.

TABUĽKA I

Prehľad metód pridelenia nákladov za prenos elektriny

Metóda	Použitie	Analýza toku výkonu	Platba založená na	Komentár
poštovej známky	dodávka alebo odber činného výkonu	nie je potrebná	<ul style="list-style-type: none"> • veľkosti prenášaného výkonu • priemernej výške vložených nákladov 	predpokladá používanie celej sústavy
zmluvnej cesty	dodávka alebo odber činného výkonu	nie je potrebná	<ul style="list-style-type: none"> • veľkosti prenášaného výkonu • priemernej výške vložených nákladov 	predpokladá prenos výkonu po obmedzenej, bližšie špecifikovanej ceste
MW – kilometer	dodávka alebo odber činného výkonu	jednosmerná, striedavá (spravidla jednosmerná)	<ul style="list-style-type: none"> • veľkosti prenášaného výkonu • trasy toku výkonu príslušnej transakcie • vzdialenosti prekonanej tokom výkonu 	závisí od prevádzkových podmienok (od konfigurácie systému)

Metódy vychádzajúce z marginálnych nákladov prenosu

Marginálne (prírastkové) náklady môžu byť významným zdrojom ekonomických signálov pre prevádzku a rozvoj prenosovej sústavy. Keďže vyjadrujú prírastok celkových nákladov spôsobený prírastkom vo výrobe, je možné spoľahlivo analyzovať ekonomické dôsledky, ktoré v sústave vyvolá každá jednotlivá transakcia.

Metódy marginálnych nákladov možno charakterizovať takto:

- umožňujú posúdiť negatívne či pozitívne dôsledky jednotlivých transakcií; do marginálnych nákladov sa môžu premietnuť tiež náklady vyplývajúce z preťaženia kapacity siete,
- môžu takisto zahrnúť dodatočné náklady spôsobené stratami v sieti,
- poskytujú vhodné ekonomické signály pre rozvoj sústavy,
- sú náročnejšie na aplikáciu ako metódy vychádzajúce z vynaložených investičných nákladov,
- metóda sledujúca krátkodobé marginálne náklady (Short Run Marginal Cost – SRMC) neberie na zreteľ na náklady potrebné na rozvoj,
- nezaisťujú náhradu nákladov na súčasnú prenosovú sústavu, čo platí hlavne o metóde krátkodobých marginálnych nákladov.

Hybridné metódy

Z predchádzajúceho prehľadu jednotlivých metód vyplýva, že v štruktúre nákladov za prenos existujú položky, ktoré patrične zohľadňujú metódy vychádzajúcich z vynaložených investičných nákladov za prenos, zatiaľ čo iné sú adekvátne premietnuté do metód založených na marginálnych nákladoch. Preto sa niekedy používa

kombinácia jednej metódy z prvej skupiny a jednej metódy z druhej skupiny. Táto kombinácia môže byť typu „alebo“ alebo typu „a“. V prvom prípade sa za konečné náklady považuje vyššia hodnota z hodnôt získaných oboma zvolenými metódami, v druhom prípade sa hodnoty získané oboma metódami sčítajú.

V. PRÍKLAD NÁVRHU PRÍRASTKOVÉHO OCEŇOVANIA STRÁT ELEKTRINY

Na pracovisku autora v uplynulých rokoch sa riešili záverečné práce [8], [9], [10] zamerané na oceňovanie strát elektriny.

Zavedenie prírastkového oceňovania pre elektrinu znamená výpočet ekonomicky efektívnej ceny podľa veľmi malej odchýlky od daného ustáleného stavu. Odchýlka musí byť veľmi malá oproti existujúcim parametrom, napr. zmena záťaže oproti obvyklej veľkosti záťaže. Na vyjadrenie zmeny sieťových strát možno zaviesť pojem prírastkový koeficient strát PKS , ako pomer zmeny výkonových strát v sústave k zmene zaťaženia v príslušnom uzle. Pre uzol i platí:

$$PKS_i = \Delta P_{si} / \Delta P_i \quad (21)$$

kde ΔP_{si} [MW] je zmena strát v sieti na základe zmeny bilancie výkonu uzla i ,

ΔP_i [MW] – zmena výkonu uzla i ,

PKS_i [-] – prírastkový koeficient strát uzla i .

Pri voľbe dostatočne malého prírastku výkonových strát (21) možno upraviť do tvaru:

$$PKS = \partial_{\text{sieťových strát}} / \partial_{\text{prírastok záťaže}} \quad (22)$$

Podľa (22) možno vykonať praktický výpočet. Straty výkonu v radiálnej sieti po zanedbaní reaktančných strát, reaktancie a s uvažovaním $U = \text{konšt.}$ možno zjednodušene vyjadriť v tvare:

$$\Delta P = aP^2 \quad (23)$$

kde ΔP označuje straty,

a je konštanta,

P je tok výkonu.

Po dosadení (23) do (22) bude prírastkový koeficient strát:

$$PKS = \partial(aP^2) / \partial P = 2aP \quad (24)$$

Priemerné straty sa definujú ako celkové straty za danú periódu delené celkovým výkonom tečúcim daným prvkom alebo sieťou vytvárajúc tieto straty:

$$\text{priemerné straty} = \text{celkové straty} / \text{celkový výkon} = \Delta P / P = aP^2 / P = aP \quad (25)$$

Na základe tejto úvahy PKS možno vypočítať ako dvojnásobok priemerných strát. $PKS > 0$ majú uzly s prevahou zaťaženia, teda odberové uzly alebo odberové uzly (môžu byť aj výrobné) v okolí ktorých je väčšina uzlov záťažného charakteru. $PKS < 0$ majú uzly s prevahou výroby, takže výrobné uzly alebo výrobné uzly (môžu byť aj odberové) v okolí ktorých je väčšina uzlov výrobného charakteru.

Pri výpočte prírastkového koeficientu strát PKS sa uvažovalo s reálnym modelom prenosovej sústavy Slovenskej republiky. Parametre jednotlivých prvkov sústavy boli dané z meraní uskutočnených spoločnosťou SEPS, a. s. v období zima 2010 [10]. Pre daný špecifický prípad stavu sústavy sa pomocou programu GLF vyhodnotili činné straty, ktoré vznikli v prenosovej sústave.

Spôsob určovania prírastkových súčiniteľov strát bol nasledovný: priemerný činný výkon za danú obchodnú hodinu pre zvolený uzol sa zvýši o +5, +10MW a zníži o -5 a -10MW, pričom sa reaktančný výkon a napätie nemení. Vypočíta sa ustálený chod, celkové straty v sieti pre tieto hodnoty a kvadratickou aproximáciou sa získa funkcia sieťových strát. Deriváciou tejto funkcie v bode zaťaženia sa získa statický prírastkový koeficient strát pomocou procedúry v programe Matlab. Prírastkové oceňovanie je výhodné najmä pre prenosové siete. V distribučných podnikoch kvôli nárokom na agregáciu dát a komplikovanému výpočtu pre množstvo uzlov, prírastkové oceňovanie nemusí mať očakávaný prínos. Reaktančné straty z hľadiska oceňovania nie sú zaujímavé, prírastkové straty pre oceňovanie strát sa týkajú len činného výkonu.

Procedúra pre výpočet PKS pomocou programu Matlab:

$$X=[P-10 \ P-5 \ P+5 \ P+10]$$

$$Y=[S1 \ S2 \ S3 \ S4 \ S5]$$

$$p=\text{polyfit}(X,Y,2)$$

$$PKS=2*p(1)*X(3)+p(2)$$

Návrh vychádza z počítania prírastkových súčiniteľov strát pre hraničné uzly, v ktorých dochádza k obchodnej výmene silovej elektriny medzi SEPS a inými účastníkmi trhu. Sú to 110 kV uzly na rozhraní SEPS a všetky výrobné, ktoré sú zaústené priamo do prenosovej sústavy a zahraničné elektrické stanice priamo prepojené so SEPS elektrickými stanicami. Celkové činné straty v sieti podľa uvažovaného modelu boli $\Delta P = 49,826\text{MW}$.

Príklad výpočtu prírastkového koeficientu je uvedený pre uzol ES US STEEL Košice na napäťovej hladine 110 kV. Vstupné údaje uzla: menovité napätie 110kV, zaťaženie $P=145\text{ MW}$ a $Q=51,2\text{ MVAR}$.

V programe GLF sa mení činný výkon iba v danom uzli o -10, -5, 5 a 10 MW. Reaktančný výkon sa nemení.

TABUĽKA II

Zmena výkonových strát v sieti v závislosti od zmeny zaťaženia uzla

P[MW]	135	140	145	150	155
ΔP [MW]	49,589	49,707	49,826	49,947	50,070

Pomocou programu Matlab sa určí funkcia celkových strát: $\Delta P=0,000034286.P^2+0,1409714.P+47,0612$. Po zderivovaní a vypočítaní: $\Delta P=2,0,000034286.145+0,1409714$ sa získa statický prírastkový koeficient strát $PKS=0,02404$. Tento postup sa opakuje pre všetky hraničné uzly.

Prírastkový koeficient strát sa do ceny elektriny premietne ako násobok referenčnej ceny elektriny. PKS sa počíta voči referenčnému uzlu. Najvhodnejšie je preto referenčnú cenu elektriny uvažovať v tomto uzle. Ako referenčná predajná cena elektriny sa v prípade energetického subjektu môže zvoliť cena, za ktorú sa dokáže zaobstarať potrebné množstvo elektrickej energie na bilaterálnom prípadne spotovom trhu. Konečná predajná cena elektriny v príslušnom odberovom uzle sa určí ako súčet referenčnej ceny, ceny strát a ceny za použitie prenosovej sústavy.

Pričom, čo je z hľadiska oceňovania strát najdôležitejšie, cena strát sa v príslušnom uzle sústavy určí ako násobok príslušného statického prírastkového koeficientu strát PKS a referenčnej ceny.

Cena za použitie prenosovej sústavy pri takomto členení obsahuje najmä náklady na preťaženie, náklady na systémové služby, náklady na prevádzku a údržbu, investičné náklady na rozvoj sústavy a zisk poskytovateľa prenosových služieb. Uzlové prírastkové oceňovanie sa vzťahuje len na časť ceny za straty. Cenu za použitie prenosovej sústavy je potrebné riešiť zaužívanými metódami (napr. princípom postovej známky).

Prírastkové koeficienty PKS pre všetky uzly prenosovej sústavy ES SR sú uvedené v [10].

VI. ZÁVER

Príspevok je venovaný aktuálnemu daniu v oblasti elektroenergetiky v súvislosti s liberalizáciou trhu s elektrinou a z nej vyplývajúcich technicko-ekonomických problémov, ktoré ovplyvňujú hospodárnosť prevádzky a rozvoja elektrizačnej sústavy. Pri optimalizácii prevádzky elektroenergetických zariadení sa často používa ako optimalizačné kritérium minimalizácia činných výkonových strát, ktoré vyžaduje ich spofahlivé ocenenie. Preto v prvej časti článku je pre názornosť vysvetlená metodika stanovenia nákladov na straty výkonu na jednotlivých hierarchických úrovniach elektrizačnej sústavy. Táto metodika je však pomerne komplikovaná, preto veľmi náročná pre praktické použitie projektantmi. Častejšie sa na oceňovanie strát elektriny v praxi využívajú krátkodobé alebo dlhodobé marginálne náklady určené metódou reprezentantov, tzv. záverných elektrární, ktorým je venovaná ďalšia časť príspevku. Posledná časť článku sa zaoberá kategorizáciou metód používaných na pridelenie nákladov za prenos elektriny, pretože jedna skupina z nich, a to metódy vychádzajúce z marginálnych nákladov prenosu umožňujú najpresnejšie a najspôhlivejšie oceňovanie strát. Taktiež je uvedený konkrétny príklad návrhu prírastkového oceňovania strát elektriny riešeného na pracovisku autora článku. Jeho praktická aplikácia na konkrétnu optimalizačnú úlohu bude predmetom ďalšieho príspevku.

POĎAKOVANIE

Príspevok vznikol na základe podpory projektu APVV-0385-07: Komplexná analýza a optimalizácia strát v elektrizačnej sústave, Agentúry na podporu výskumu a vývoja.

LITERATÚRA

- [1] J. Klíma, "Optimalizace v energetických soustavách," Praha: Academia, 1985. 304 p.
- [2] J. Knápek, J. Vašíček, "Ekonomické aspekty využívání OZE," In: *Obnovitelné zdroje energie a možnosti jejich uplatnění v ČR*, Praha: ČEZ, 2007. pp. 151-172. ISBN 978-80-239-8823-9.
- [3] M. Kolcun, L. Beňa, A. Mészáros, "Optimalizácia prevádzky elektrizačnej sústavy," Košice: TU, 2009. 265 p. ISBN 978-80-553-0323-9.
- [4] M. Kubín, "Energetika, Perspektívy-Stratégie-Inovace," Brno: JME, 2003. 544 p.
- [5] B. Pavlovský, "Ekonomika a řízení elektrizačních soustav: I. část - Ekonomika elektrických sítí," Praha: SNTL, 1982. 150 p.
- [6] M. Shahidehpour, H. Yamin, Z. Li, "Market Operations in Electric Power Systems," New York: John Wiley & Sons, Inc., 2002. 531 p. ISBN 0-471-44337-9.
- [7] M. Vítek, "Ekonomika dopravních energetických systémů," Praha: Vydavatelství ČVUT, 2002. 272 p. ISBN 80-01-02546-2.
- [8] P. Prokain, "Metodika oceňovania strát elektriny. Diplomová práca," Košice: Technická univerzita v Košiciach, Fakulta elektrotechniky a informatiky, 2009. 65 p.
- [9] J. Zbojovský, "Oceňovanie prenosu elektriny. Bakalárska práca," Košice: Technická univerzita v Košiciach, Fakulta elektrotechniky a informatiky, 2008. 64 p.
- [10] J. Zbojovský, "Oceňovanie strát elektriny. Diplomová práca," Košice: Technická univerzita v Košiciach, Fakulta elektrotechniky a informatiky, 2010. 84 p.

ADRESY AUTOROV

Alexander Mészáros, Technická univerzita v Košiciach, Katedra elektroenergetiky, Másiarska 74, Košice, SK 04120, Slovenská republika, Alexander.Meszaros@tuke.sk