

Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic v elektroenergetice Příloha C

Konečný uživatel výsledků: **Energetický regulační úřad**
Masarykovo náměstí 5, 586 01 Jihlava

Název projektu: Zpracování, ověření a certifikace metodiky pro hodnocení efektivity investic
v elektroenergetice

Číslo projektu: TIRDERU812MT12

Řešitel projektu: EGÚ Brno, a. s., Hudcova 487/76 a, Medlánky, 612 00 Brno

Doba řešení: 15. 4. 2021 – 31. 12. 2021

Důvěrnost a dostupnost: neveřejné

T A
Č R

Tento projekt je financován se státní podporou
Technologické agentury ČR
v rámci programu BETA2

www.taacr.cz
Výzkum užitečný pro společnost

ERU

Informace o autorském týmu:

Ing. Petr Skala, Ph.D.

Ing. Jiří Procházka

Ing. Rudolf Milota

Mgr. Michal Kocůrek

Ing. Jana Burianová

Mgr. Martin Charvát

Ing. Vít Krčál



T A
Č R

Program veřejných zakázek v aplikovaném výzkumu a inovacích pro potřeby státní správy BETA2 byl schválen usnesením vlády České republiky č. 278 ze dne 30. 3. 2016 a je zaměřen na podporu aplikovaného výzkumu a inovací pro potřeby orgánů státní správy. Poskytovatelem finančních prostředků je Technologická agentura ČR.

Obsah přílohy

PŘÍLOHA C	PŘÍKLADY APLIKACE METODICKÉHO RÁMCE ROZŠÍŘENÉHO HODNOCENÍ EKONOMICKÉ EFEKTIVITY VYBRANÝCH INVESTIC.	4
C.1	INSTALACE INTELIGENTNÍCH DÁLKOVĚ OVLÁDANÝCH PRVKŮ DO VENKOVNÍCH SÍTÍ VN.....	4
C.1.1	Základní popis záměru	4
C.1.2	Vymezení hodnocených variant.....	4
C.1.3	Identifikace nákladů a přínosů vyjádřitelných v penězích.....	5
C.1.3.1	Jednotkové náklady	5
C.1.3.2	Odhad nedodané elektrické energie – simulace spolehlivosti.....	6
C.1.4	Analýza nákladů a přínosů vyjádřených v penězích.....	9
C.1.5	Identifikace a analýza efektů nevyjádřených v penězích.....	10
C.1.6	Komplexní zhodnocení a formulace závěrů	10
C.2	INSTALACE CHYTRÝCH DTS	11

PŘÍLOHA C PŘÍKLADY APLIKACE METODICKÉHO RÁMCE ROZŠÍŘENÉHO HODNOCENÍ EKONOMICKÉ EFEKTIVITY VYBRANÝCH INVESTIC

Tato příloha ilustruje praktické použití metodického rámce rozšířeného hodnocení ekonomické efektivity vybraných investic na dvou příkladech.

V kapitole C.1 slouží za příklad instalace inteligentních dálkově ovládaných prvků do venkovních sítí VN. Ilustrace se soustřeďuje na stěžejní obsahové části hodnocení – na vymezení hodnocených variant, identifikaci a kvantifikaci nákladů a přínosů vyjádřitelných v penězích, jejich analýzu a závěr. Situace nevede k nákladům/přínosům, které penězi vyjádřit nelze. Příklad neukazuje citlivostní analýzu.

Druhým příkladem je instalace chytrých DTS. Tento příklad je v kapitole C.2 ilustrován ve stručnější podobě, která se věnuje jen místům, ve kterých vzniká principiální odlišnost proti příkladu prvnímu. Tímto místem je především přítomnost přínosů nevyjádřených penězi (existuje zde též širší soubor nákladů/přínosů vyjádřených penězi).

C.1 Instalace inteligentních dálkově ovládaných prvků do venkovních sítí VN

C.1.1 Základní popis záměru

Dálkově ovládané prvky (DOP) umožňují rychlejší a efektivnější provedení manipulačních a automatizačních činností v distribuční síti. Jejich nasazení se předpokládá na vedeních vysokého napětí (VN). Instalace DOP a příslušných automatizačních, ovládacích a komunikačních funkcí přímo přispívá ke snížení doby a počtu přerušení distribuce elektrické energie zákazníkům.

Předmětem tohoto záměru proto je instalace 184 inteligentních dálkově ovládaných úsečnicků (DUSOZ) v místech stávajících místně ovládaných úsečnicků (MO). Vybraná místa jsou rozprostřena přes celé zásobované území.

C.1.2 Vymezení hodnocených variant

Hodnoceny jsou dvě varianty:

- varianta základní – spočívající v ponechání vybraných stávajících US a jejich obnově po naplnění životnosti (20 let),
- varianta investiční – spočívající v náhradě vybraných stávajících US za DUSOZ na začátku hodnoceného období.

C.1.3 Identifikace nákladů a přínosů vyjádřitelných v penězích

S realizací popsaného záměru souvisí tyto náklady:

- investiční náklady,
- provozní náklady,
- náklady na manipulace četou,
- náklady na přerušení (na nedodanou elektrickou energii).

C.1.3.1 Jednotkové náklady

Pro analýzu nákladů a přínosů vyjádřených v penězích byly použity jednotkové náklady uvedené níže.

Investiční náklady na úsečníky (US) rozlišují napětí a typovou montáž, která odpovídá rozsahu prací, které musí být v daném místě (podpěrném bodě) provedeny při výměně US za DUSOZ. Tab. C.1 obsahuje dvě sady investičních nákladů:

- náklady na DOP typu DUSOZ, které jsou jednorázovým nákladem investiční varianty na začátku hodnoceného období,
- náklady na místně ovládané úsečníky (MO) pro jednotlivá napětí, které vstupují do vyčíslení nákladů základní varianty v letech odpovídajících naplnění životnosti jednotlivých vybraných US (náklady nejsou závislé na typové montáži DUSOZ).

U hraničních úsečníků je do nákladů daného vývodu započítána jen polovina z těchto nákladů (plné náklady dává součet za oba incidenční vývody).

Pokud u daného US dosáhne v průběhu hodnoceného období stáří životnosti US (20 let), má se za to, že v rámci základní varianty dojde v roce následujícím k obnově prvku za stejný (tedy opět MO) a odpovídající náklady se započtou do časové řady investičních nákladů.

Stáří každého z vybraných úsečníků ve vzorku vývodů bylo určeno na základě dat z GIS a je rozdílem roku 2020 a roku výroby. Pokud by stáří vypočtené z dat přesáhlo 20 let, je nastavena zbytková životnost na hodnotu 0 let, která znamená v rámci základní varianty obnovu úsečníku hned na začátku prvního roku hodnoceného období (opět za MO).

Tab. C.1: Jednotkové investiční a provozní náklady na US

Typová montáž	Napětí	Typ	Vybavení	Investiční náklady [Kč]	Roční provozní náklady [Kč/rok]
DUSOZ1 10 kV	10 kV	DUSOZ1	DUSOZ	530 150	4 400
DUSOZ3 10 kV	10 kV	DUSOZ3	DUSOZ	451 570	4 400
DUSOZ1 22 kV	22 kV	DUSOZ1	DUSOZ	530 150	4 400
DUSOZ3 22 kV	22 kV	DUSOZ3	DUSOZ	451 570	4 400
DUSOZ4 22 kV	22 kV	DUSOZ4	DUSOZ	490 810	4 400
DUSOZ1 35 kV	35 kV	DUSOZ1	DUSOZ	603 660	4 400
DUSOZ3 35 kV	35 kV	DUSOZ3	DUSOZ	496 570	4 400
DUSOZ4 35 kV	35 kV	DUSOZ4	DUSOZ	542 250	4 400
MO 10 kV	10 kV	MO	MO	160 000	800
MO 22 kV	22 kV	MO	MO	160 000	800
MO 35 kV	35 kV	MO	MO	175 000	800

Provozní náklady. Jednotkové roční provozní náklady na US jsou dány také Tab. C.1 a liší se pouze mezi vybaveními. Instalací DUSOZ roční provozní náklady vzrostou, neboť provozní náklady na DUSOZ jsou 5,5násobkem nákladů stávajícího místně ovládaného prvku (zahrnují kromě údržby i náklady na komunikaci).

U hraničních úsečků je do provozních nákladů daného vývodu započtena opět jen polovina z těchto nákladů.

Náklady na přerušení jsou oceněním nepřetržitosti distribuce, kterou daná varianta poskytuje. Náklady na přerušení jsou vyjádřeny prostřednictvím nákladů na nedodanou elektrickou energii. Ty jsou součinem nedodané elektrické energie ENS a jednotkových nákladů na nedodanou elektrickou energii c_{ENS} . Hodnota c_{ENS} je rovna 186,1 Kč/kWh, což odpovídá makroekonomickému výpočtu uvedenému v metodice hodnocení efektivity investic v regulovaných sektorech energetiky v České republice při vstupních datech dostupných v době zpracování této metodiky.

Náklady na manipulace četou. Jelikož jsou všechny vybrané US v současném stavu místně ovládanými úsečnými, znamená jakákoliv manipulace s nimi výjezd čety a spotřebu jejího pracovního času. Nahrazení místně ovládaného úsečného prvku dálkově ovládaným prvkem pak znamená úsporu těchto nákladů.

Pro ocenění nákladů na manipulaci četou je využito interních podkladů, podle kterých je průměrná doba snížení času na manipulaci při dálkovém ovládní cca 20 min/poruchu. Při hodinové sazbě provozního elektromontéra 650 Kč/hod je snížení nákladů na jednu manipulaci četou díky dálkovému ovládní úsečného 217 Kč. Náklady na provoz motorového vozidla jsou zanedbány. Jednotková cena je brána jako konstanta platná pro celé území.

Snížení nákladů na manipulaci četou po vybavení daného US dálkovým ovládním je součinem průměrného ročního počtu manipulací s daným prvkem, uvedené jednotkové ceny a koeficientem rozdělení nákladu na vývody, který je roven 0,5 u hraničních US a roven 1 u ostatních US (jde o princip stejně tak použitý u investičních i provozních nákladů).

C.1.3.2 Odhad nedodané elektrické energie – simulace spolehlivosti

Odhad změny nedodané elektrické energie (ENS) při instalaci dálkově ovládaných prvků v místech vybraných stávajících úsečků je založen na simulaci spolehlivosti vývodů VN, na kterých se vybrané US nacházejí. Pro simulaci je použita nesequenční metoda Monte Carlo, což znamená, že jsou simulovány roční počty poruch a související doby trvání v procesu postupné obnovy distribuce po poruše. Tato metoda je obecně rozšířeným a obvykle používaným přístupem v daném typu úlohy. Její konkrétní implementace je plně přizpůsobena potřebám úlohy a promítnutí uvažovaných opatření do ukazatelů nepřetržitosti distribuce.

Podstatnými rysy použité simulace spolehlivosti jsou:

- nastavení typu a parametrů rozdělení vstupních veličin podle dostupných reálných dat (včetně volby nejpriléhavějšího typu rozdělení),
- členitá reprezentace procesu postupné obnovy distribuce, která je dobrým kompromisem mezi variabilitou postupu dispečera u každé jednotlivé poruchy a zjednodušením, které vystihuje podstatné okamžiky procesu a dovoluje je podložit vypovídajícími statistickými daty (přitom se zdaleka neredukuje na přiřazení jediné jednotné doby všem postiženým zákazníkům).

Vstupními daty simulace jsou:

- topologie simulovaných vývodů, včetně vybavení vývodu spínacími prvky v současném stavu a po implementaci opatření,
- data o poruchách na těchto vývodech v období posledních 10 let,
- počty zákazníků napájených z jednotlivých distribučních transformačních stanic (DTS) na těchto vývodech.

Simulace ročních počtů poruch je rozdělena na simulaci poruch přiřazených na dispečerské úseky (DU) a poruch nepřiřazených (přiřazených pouze na vývod jako celek). V rámci každého typu poruch se rozlišují skupiny příčin a v rámci každé skupiny pak intervaly počtů příslušných poruch za období 10 let. Skupiny příčin jsou voleny tak, aby umožnily následně co nejpřesnější simulaci dob trvání. Intervaly jsou voleny s ohledem na rozpětí hodnot v datech, vytvoření statisticky významných skupin a zajištění dobré shody rozdělení s daty.

U simulace nepřiřazených poruch jsou samostatně simulovány poruchy dvou skupin příčin (podle základní kategorie příčiny):

- poruchy z příčin daných cizími vlivy, okolím a vlivem elektrizační soustavy (ve 2 intervalech počtu příslušných poruch za 10 let),
- poruchy z ostatních příčin (ve 4 intervalech počtu příslušných poruch za 10 let).

U simulace poruch přiřazených na dispečerské úseky venkovních vedení jsou samostatně generovány poruchy těchto dvou skupin příčin:

- poruchy z příčin daných okolím nebo přírodními vlivy (ve 4 intervalech počtu příslušných poruch za 10 let),
- poruchy z ostatních příčin (ve 4 intervalech počtu příslušných poruch za 10 let).

Pro simulaci počtů poruch na dispečerských úsecích venkovních vedení VN bylo ve všech případech použito negativně-binomické rozdělení. Průměry rozdělení jsou uvedeny v Tab. C.2. Pro úseky kabelových vedení VN bylo použito Poissonovo rozdělení (bez dalšího rozlišení příčiny poruchy a vykazované poruchovosti).

Tab. C.2: Průměry rozdělení použitých při simulaci ročních počtů poruch

Poruchy	Příčiny	Interval celkového počtu poruch [-]	Průměrný roční počet poruch [-]
Nepřiřazené na DU	Cizí vlivy + Vlivy okolí + Vliv ES	<0;3>	0,12
		≥ 4	0,53
	Ostatní	<0;25>	1,70
		<26;45>	3,39
		<46;70>	5,75
	≥ 71	9,81	
Přiřazené na DU	Vlivy okolí + Přírodní vlivy	<0;2>	0,04
		<3;4>	0,34
		≥ 5	0,67
	Ostatní	<0;2>	0,04
		<3;4>	0,33
	≥ 5	0,63	

Simulace dob trvání pracuje s pěti dobami. Těmito dobami jsou:

- doba do dálkového vymezení,
- doba do ručního vymezení,
- doba do dálkového obnovení distribuce,
- doba do ručního obnovení distribuce,
- doba do úplné obnovy distribuce.

Doba do dálkového vymezení odpovídá kroku, kdy jsou určeny dálkově ovládané prvky nejbližší k místu poruchy. Ty jsou rozepnuty a navazujícím sepnutím dálkově ovládaných prvků v místech rozepnutí (nejsou-li dálkově ovládanými prvky nejbližšími místu poruchy) dochází k částečnému obnovení distribuce.

Doba ručního vymezení je analogií dálkového vymezení s tím, že dochází k rozepnutí spínacích prvků ručně (místně) ovládaných.

V kroku dálkového obnovení distribuce je dálkovými manipulacemi obnovena distribuce tam, kde je to nyní možné.

Doba ručního obnovení distribuce odpovídá času potřebnému k sepnutí místně ovládaných prvků v místech rozepnutí.

Doba do úplné obnovy distribuce znamená úplnou obnovu distribuce všem postiženým zákazníkům.

Pro simulaci dob trvání se rozdělení liší dle skupiny příčin, v rámci skupiny příčin však zůstává pro všechny intervaly poruch rozdělení stejné. U nepřiřazených poruch jsou pro dobu do dálkového vymezení použita rozdělení Weibullova. U poruch přiřazených jde u doby do úplné obnovy distribuce též o rozdělení Weibullova a v ostatních případech o rozdělení logaritmickeo-normální¹. Průměry použitých rozdělení jsou uvedeny v Tab. C.3².

Tab. C.3: Průměry rozdělení použitých při simulaci dob trvání

Doba	Průměr [min]			
	Nepřiřazené poruchy		Poruchy přiřazené na DU	
	Příčina		Příčina	
	Cizí vlivy + Vlivy okolí + Vliv ES	Ostatní	Vliv okolí + Přírodní vlivy	Ostatní
Dálkové vymezení	147,3	24,3	35,0	23,4
Ruční vymezení	-	-	165,5	92,5
Dálková obnova	-	-	6,5	6,5
Ruční obnova	-	-	17,7	17,7
Úplná obnova	-	-	311,0	147,7

¹ Pro kabelové úseky se používají rozdělení shodná s rozděleními pro přiřazené poruchy na venkovních DU z ostatních příčin.

² U poruch nepřiřazených je fakticky simulována pouze doba dálkového vymezení, ostatní jsou nulové. To ve výsledku vede k tomu, že všichni zákazníci postižení přerušením distribuce v případě takové poruchy „zaznamenají“ stejnou dobu trvání přerušení (rovnou právě době do dálkového vymezení). U nepřiřazených poruch jde nejčastěji o výpadky vedení bez zjištěné příčiny, kdy vedení po opětovném zapnutí drží. Zvolený přístup tento fakt přenáší do formy vhodné pro simulaci.

Délka simulace byla nastavena na 10 tisíc let. Tato délka není souvislým časovým intervalem. Každý simulovaný rok je stochastickou reprezentací jediného roku. Prostřednictvím délky simulace se do výsledků promítá meziroční variabilita poruchovosti.

Výpočet ukazatelů nepřetržitosti. Pro výpočet ukazatelů nepřetržitosti distribuce (*SAIFI* a *SAIDI*) je algoritmem, který pracuje s daty o topologii, pro každou simulovanou poruchu stanoven její dopad na jednotlivé zákazníky. Dopadem je vznik přerušení distribuce s dobou trvání odpovídající možnostem obnovy pro dispečerský úsek, ke kterému je zákazník připojen.

Ukazatele jsou pak počítány z dlouhodobých přerušení distribuce (tj. z přerušení delších než 3 min). Ukazatele zahrnují přerušení kategorií 11 a 16.

Nedodaná elektrická energie *ENS* je dopočtena z ukazatele *SAIDI* za použití průměrných odběrů na jednotlivých vývodech dovozených z měřených čtvrt hodinových maxim zatížení vývodů v období od 1. 1. 2019 do 31. 5. 2020. U vývodů s rozptýlenou výrobou na vývodech VN byla tato výroba k zatížení vývodu v jednotlivých okamžicích přičtena. U tří vývodů, pro které měření nebylo k dispozici, byl průměrný odběr vývodu určen odhadem předpokládajícím maximum odběru jednoho zákazníka 1 kW a dobu užívání maxima 2500 hod – bez rozlišení typu zákazníka (tento odhad je v porovnání s využitím měřených hodnot konzervativní, jak ukázal obdobný výpočet a srovnání u ostatních vývodů).

C.1.4 Analýza nákladů a přínosů vyjádřených v penězích

Metodika. Souhrnným ukazatelem pro vyčíslení přínosů vybavení vybraných úsečnicků na vybraných vývodech inteligentními dálkově ovládanými prvky je změna čisté současné hodnoty ΔNPV_I , která je rozdílem mezi čistou současnou hodnotou pro variantu investiční NPV_1 a čistou současnou hodnotou pro základní variantu NPV_0 .

Položkami v bilancích v -tého vývodu (v $NPV_{1,v}$ a $NPV_{0,v}$) jsou:

- investiční náklady,
- provozní náklady,
- náklady na manipulace četou,
- náklady na přerušení (na nedodanou elektrickou energii).

Změna čisté současné hodnoty v -tého vývodu $\Delta NPV_{I,v}$ je rozdílem $NPV_{1,v}$ a $NPV_{0,v}$.

V $\Delta NPV_{I,v}$ mají charakter:

- nákladu (investicí narostou):
 - investiční náklady,
 - provozní náklady,
- přínosu (investicí poklesnou):
 - náklady na manipulace četou,
 - náklady na přerušení.

Změna čisté současné hodnoty za soubor hodnocených vývodů ΔNPV_I je součtem $\Delta NPV_{I,v}$ za všechny tyto vývody.

Hodnoceným obdobím je 20 let (období rovné životnosti US).

Diskontní míra je rovna míře výnosnosti regulační báze aktiv pro distribuci elektřiny (*WACC*) stanovené Zásadami cenové regulace [5] pro V. regulační období (2021-2025), tj. 6,54 %.

Výsledky výpočtu jsou prezentovány v Tab. C.4, kde jsou uvedeny i složky ΔNPV_1 tvořené jednotlivými identifikovanými náklady. Celková změna čisté současné hodnoty záměru je 104,2 mil. Kč.

Tab. C.4: Celková změna ΔNPV a její složky

		Změna ΔNPV_1 [tis. Kč]	Kumul. změna ΔNPV_1 [tis. Kč]
Složka změny způsobená	Náklady na	Investice	-51 680
		Provoz US	-5 298
		Manipulace četou	1 304
		Přerušení (<i>ENS</i>)	159 841
Celkem		104 167	104 167

C.1.5 Identifikace a analýza efektů nevyjádřených v penězích

V souvislosti s instalací DOP do sítě VN nebyly identifikovány žádné efekty nevyjádřitelné v penězích.

C.1.6 Komplexní zhodnocení a formulace závěrů

Předmětem hodnoceného záměru je instalace 184 inteligentních dálkově ovládaných úsečnicků (typu DUSOZ) do sítě VN. Celkové investiční náklady záměru jsou 64,8 mil. Kč. Po realizaci záměru vzrostou náklady na provoz úsečnicků a klesnou náklady manipulace četou a náklady na přerušení (vypočtené z odhadu nedodané elektrické energie a jejího jednotkového ocenění). Celková změna čisté současné hodnoty porovnávající realizaci záměru s udržováním současného stavu v období 20 let je 104,2 mil. Kč. Hodnocený záměr je ekonomicky efektivní a doporučuje se k realizaci.

C.2 Instalace chytrých DTS

Základní popis záměru je vždy formulován individuálně vzhledem k danému záměru. Příklad instalace chytrých DTS by bylo např. možné popsat takto:

„Označením „chytrá DTS“ jsou myšleny distribuční transformační stanice (DTS) s dálkovým přenosem dat a vybavením DTS technologickým systémem pro dálkové ovládání, řízení a signalizaci stavu a automatizaci na hladině vysokého a případně nízkého napětí. Cílem projektu je postupná kompletní obměna technologie DTS u smyčkových a uzlových stanic, tj. u DTS se dvěma a se třemi (příp. více) přívody.“

Vymezení hodnocených variant by bylo prakticky stejné.

Identifikace nákladů a přínosů vyjádřitelných v penězích. S realizací tohoto záměru souvisí:

- investiční náklady,
- provozní náklady,
- náklady na manipulace četou,
- náklady na periodické odečty (stažení) místně měřených hodnot,
- náklady na ztráty v transformátoru (předpokládá-li se instalace transformátoru se ztrátami nižšími proti současnému stavu),
- náklady na přerušení (na nedodanou elektrickou energii).

Investiční náklady, provozní náklady a náklady na manipulace četou mohou být určeny obdobně jak v předchozím příkladu. Pro určení nákladů na periodické odečty místně měřených hodnot se použijí interní data provozovatele (celkové náklady na tyto odečty, roční počet odečtů, perioda odečítání jedné DTS, příp. se zohlední DTS, u kterých je toto irelevantní). Náklady na ztráty vycházejí ze štítkových hodnot transformátorů (příp. typů transformátorů), ceny pro krytí ztrát v soustavě a dostupných historických údajů o zatížení jednotlivých DTS. Náklady na přerušení budou vycházet z výsledků simulace spolehlivosti provedené obdobným způsobem jako v předchozím příkladu (příhlédne se přitom k typické poruchovosti kabelových sítí; v případě záměru velkého rozsahu se přistoupí k simulaci typových konfigurací sítí a extrapolaci).

Analýza nákladů a přínosů vyjádřených v penězích bude provedena obdobně, přičemž v $\Delta NPV_{1,v}$ budou mít charakter:

- nákladu (investicí narostou):
 - investiční náklady,
 - provozní náklady,
- přínosu (investicí poklesnou):
 - náklady na manipulace četou,
 - náklady na periodické odečty místně měřených hodnot,
 - náklady na ztráty v transformátoru,
 - náklady na přerušení.

Identifikace a analýza efektů nevyjádřených v penězích. Mezi další přínosy záměru, které však nelze vyjádřit penězi, lze zařadit:

- zvýšení informací o tocích v konkrétním místě soustavy pro potřeby
 - připojování odběrů a výroby,
 - plánování rozvoje sítě (pro přesnější dimenzování vodičů, transformátorů atd.),
 - operativní řízení sítě,
- využití při odhalování netechnických ztrát,
- identifikaci odchylek v kvalitě napětí s využitím při navrhování rekonstrukcí sítě i při řešení stížností,
- snížení rizika úniku transformátorového oleje.

T A
Č R

Tento projekt je financován se státní podporou
Technologické agentury ČR
v rámci programu BETA2

www.taacr.cz
Výzkum užitečný pro společnost

