

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky
a komunikačních technologií

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

Brno, 2017

Ján Oravčok



VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH TECHNOLOGIÍ

FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY

DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

HODNOCENÍ EKONOMICKÉ EFEKTIVITY INVESTIC DO DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY V PODMÍNKÁCH REGULOVANÉHO PROSTŘEDÍ

EVALUATION OF ECONOMIC EFFICIENCY OF INVESTMENTS TO THE DISTRIBUTION GRID IN TERMS OF
REGULATORY ENVIRONMENT

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

BACHELOR'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Ján Oravčok

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

BRNO 2017

Bakalářská práce

bakalářský studijní obor **Silnoproudá elektrotechnika a elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Ján Oravčok

ID: 174369

Ročník: 3

Akademický rok: 2016/17

NÁZEV TÉMATU:

Hodnocení ekonomické efektivity investic do distribuční soustavy v podmínkách regulovaného prostředí

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Úvod do problematiky
2. Podmínky regulace v ČR
3. Výpočet ekonomické efektivity na reálných příkladech z praxe
4. Identifikace faktorů k hodnocení ekonomické výhodnosti

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání: 6.2.2017

Termín odevzdání: 5.6.2017

Vedoucí práce: Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

Konzultant:

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
předseda oborové rady

UPOZORNĚNÍ:

Autor bakalářské práce nesmí při vytváření bakalářské práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.

ABSTRAKT

Práca je v prvej časti rešeršného charakteru a rieši finančné toky tak, aby bolo možné hodnotiť ekonomickú efektivitu investícií do distribučnej sústavy. V ďalšej časti je popísaný vznik a princípy regulácie na trhu s elektrickou energiou v Českej republike. Práca sa v druhej časti zaoberá samotným výpočtom ekonomickej efektivity investície, podľa Energetického regulačného vestníka, na konkrétnom príklade obnovenia vonkajšieho vedenia do káblového v obci Telnice. Súčasťou práce je aj porovnanie vonkajšieho a káblového vedenia z hľadiska nákladov na prevádzku. Záver zhodnocuje vplyv obnovy elektrického vedenia na jeho prevádzkové náklady v distribučnej sústave Českej republiky.

KLÚČOVÉ SLOVÁ

náklady; regulácia; ekonomická efektívnosť; elektrické vedenie

ABSTRACT

The first part of the thesis has a research character and solves the financial flows in order to evaluate the economic efficiency of investments in the distribution system. The next part describes the origin and principles of regulation in the electricity market in the Czech Republic. In the second part, the thesis deals with the calculation of the economic efficiency of the investment according to the Energy Regulatory Bulletin on a concrete example of the renewal of the external cable line in Telnice. Part of the thesis is also a comparison of the external and cable lines in terms of running costs. The conclusion explores the impact of the renewal of the power line on its operating costs in the distribution system of the Czech Republic.

KEYWORDS

costs; regulation; economic efficiency; electrical wiring

ORAVČOK, Ján. *Hodnocení ekonomické efektivity investic do distribuční soustavy v podmínkách regulovaného prostředí*. Brno, 2018, 41 s. Bakalárska práca. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedúci práce: Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

VYHLÁSENIE

Vyhlasujem, že som svoju bakalársku prácu na tému „Hodnocení ekonomické efektivity investic do distribuční soustavy v podmínkách regulovaného prostředí“ vypracoval samostatne pod vedením vedúceho bakalárskej práce, využitím odbornej literatúry a ďalších informačných zdrojov, ktoré sú všetky citované v práci a uvedené v zozname literatúry na konci práce.

Ako autor uvedenej bakalárskej práce ďalej vyhlasujem, že v súvislosti s vytvorením tejto bakalárskej práce som neporušil autorské práva tretích osôb, najmä som nezasiahol nedovoleným spôsobom do cudzích autorských práv osobnostných alebo majetkových a som si plne vedomý následkov porušenia ustanovenia § 11 a nasledujúcich autorského zákona Českej republiky č. 121/2000 Sb., o práve autorskom, o právach súvisiacich s právom autorským a o zmene niektorých zákonov (autorský zákon), v znení neskorších predpisov, vrátane možných trestnoprávných dôsledkov vyplývajúcich z ustanovenia časti druhej, hlavy VI. diel 4 Trestného zákoníka Českej republiky č. 40/2009 Sb.

Brno

.....

podpis autora

POĎAKOVANIE

Rád by som poďakoval pani Ing. Petre Míčkovej a pánovi Ing. Michalovi Gaborčíkovi zo spoločnosti E.ON Česká republika, s.r.o. za pravidelné konzultácie a poskytnutie skutočných dát a materiálov potrebných pre túto bakalársku prácu. Moja vďaka tiež patrí vedúcemu bakalárskej práce, pánovi Ing. Lukášovi Radilovi, Ph.D., za odborné vedenie, konzultácie, trpezlivosť a podnetné návrhy k práci.

Brno

.....

podpis autora

OBSAH

Zoznam symbolov, veličín a skratiek	10
1 Úvod	11
2 Elektrická energia	12
2.1 Všeobecne	12
2.2 Špecifické vlastnosti elektriny	12
3 Financie v energetike	13
3.1 Aktualizácia finančných čiastok	13
3.2 Reprodukcia investičných prostriedkov, odpisovanie	13
3.3 Členenie zisku a nákladu	14
3.4 Zisťovanie a priradenie sieťových nákladov	17
3.5 Problém uviaznutých nákladov (stranded costs)	17
3.6 Externé náklady na elektrinu	18
3.6.1 Náklady na čerpanie neobnoviteľných zdrojov	18
3.6.2 Náklady spoločnosti – štátu	19
3.7 Metódy rozdelenia nákladov za sieťové služby	19
3.7.1 Metódy vychádzajúce z vynaložených investičných nákladov transportu	20
3.7.2 Metódy oceňujúce prenosové služby pomocou marginálnych (hraničných) nákladov	21
3.7.3 Hybridné metódy	22
4 Regulácia na trhu s elektrinou v ČR	23
4.1 Vznik regulácie elektrickej energie v ČR	23
4.2 Úloha regulácie	24
4.3 Metódy regulácie v EÚ	24
4.3.1 Metóda cenových limitov (price-cap)	24
4.3.2 Metóda výnosových limitov (revenue-cap)	26
5 Ekonomická efektívnosť	27
5.1 Ekonomická efektívnosť na konkrétnom príklade	28
5.1.1 Charakteristika stavby	28
5.1.2 Prevedenie výpočtov	28
5.2 Náklady na prevádzku vonkajšieho a káblového vedenia NN distribučnej spoločnosti E.ON v Českej republike	34

5.3	Porovnanie vonkajšieho a káblového elektrického vedenia, ich výhody a nevýhody	36
5.4	Vhodnosť investícií do distribučnej sústavy	36
6	Záver	38
	Literatúra	40

ZOZNAM OBRÁZKOV

5.1	Pôvodné vedenie – grafické a percentuálne rozdelenie časovej náročnosti na bežnú údržbu vedenia v obci Telnice na základe ŘPÚ.	32
5.2	Nahradené vedenie – grafické a percentuálne rozdelenie časovej náročnosti na bežnú údržbu vedenia v obci Telnice na základe ŘPÚ.	32
5.3	Finančná náročnosť (na bežné opravy a poruchy) pôvodného a nahradeného vedenia v Telniciach prepočítaná na 1 rok prevádzky.	33
5.4	Grafické porovnanie dĺžok a nákladov na KV a VV na napäťovej hladine NN distribútora E.ON v ČR.	35

ZOZNAM TABULIEK

5.1	Parametre pôvodného a nahradeného vedenia v obci Telnice.	31
5.2	Časová náročnosť bežnej údržby vedenia v obci Telnice podľa ŘPÚ, prepočítaná na 1 rok prevádzky (h).	31
5.3	Finančná náročnosť vedenia v obci Telnice na bežné opravy a poruchy prepočítaná na 1 rok prevádzky (Kč).	33
5.4	Celková finančná náročnosť na prevádzku a údržbu vedenia v obci Telnice po rekonštrukcii.	34
5.5	Dĺžka KV a VV na hladine NN distribútora elektrickej energie E.ON na území ČR v roku 2016.	34
5.6	Porovnanie dĺžok a nákladov na KV a VV na hladine NN distribútora E.ON v ČR.	35

ZOZNAM SYMBOLOV, VELIČÍN A SKRATIEK

ČR	Česká republika
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Elektrizačná sústava
EÚ	Európska únia
KV	Káblové vedenie
LRMC	Long-run marginal cost
PPI	Producer price index
RPI	Retail price index
ŘPÚ	Řád preventivní údržby
SP	Skriňa prípojková
SR	Skriňa rozpojovacia
SRMC	Short-run marginal cost
SS	Skriňa symčková
SV	Skriňa vonkajšia
VV	Vonkajšie vedenie

1 ÚVOD

V súčasnosti je obchod s elektrickou energiou atraktívnym spôsobom podnikania. Aby subjekty, ktoré tento trh tvoria, neurčovali cenu elektrickej energie svojvoľne, je úlohou Energetického regulačného úradu (ERÚ), dohliadať na hospodárne využívanie financií, ktoré cez tieto spoločnosti prúdia najmä od koncových užívateľov. Tieto peňažné prostriedky sú vo väčšine prípadov využívané za účelom výstavby alebo obnovenia vedenia a tým skvalitnenia poskytovaných služieb zákazníkom. Všetky tieto investície, ktoré sa týkajú koncových spotrebiteľov, kontroluje ERÚ.

Predmetom tejto bakalárskej práce je vypracovať rešerš, v ktorom budú charakterizované a porovnané metódy vzťahujúce sa k nákladom pri prenose a distribúcii elektrickej energie. Práca tiež rieši oceňovanie, rozdelenie realizačných nákladov a celkový ekonomický aspekt konkrétnej realizovanej stavby. Časť práce je zameraná na vznik, úlohu a dôležitosť regulácie elektrickej energie v ČR. Ďalšia časť rieši výpočet nákladov prevádzkovateľa distribučnej sústavy na konkrétnej stavbe.

Záver tejto bakalárskej práce zodpovedá otázke vhodnosti umiestnenia káblového a vonkajšieho vedenia a teda aj vhodnosti investície do jedného z týchto dvoch druhov.

2 ELEKTRICKÁ ENERGIA

2.1 Všeobecne

Prvý zdroj elektrickej energie je známy už od 19. storočia, ale aj napriek tomu jej veľký rozmach začal až v prvej polovici 20. storočia. Najprv bolo využitie elektrickej energie zamerané na priemysel, neskôr aj na osobnú potrebu. S rastúcim záujmom o elektrickú energiu rástli tiež nároky na kvalitu a stabilitu jej dodávky. V súčasnosti je vývoj a potreba elektrickej energie na tak vysokej úrovni, že je nevyhnutné udržiavať prepojenie jednotlivých elektrizačných sústav, nielen z dôvodu stability siete, ale tiež z ekonomických a hospodárnych dôvodov. Zo začiatku bol za prevádzku elektrizačných sústav a ich následné riadenie zodpovedný štát. S technologickým a predovšetkým politickým rozvojom začali do podnikania a obchodovania s elektrickou energiou vstupovať fyzické ale aj právnické osoby.

V súčasnosti má väčšina štátov liberalizovaný trh nielen s elektrickou energiou, ale aj s ďalšími dôležitými komoditami. Liberalizovaný trh je dôsledkom tzv. „unbundlingu“ (rozdelenia) kontroly energetických firiem nad energetickými prenosovými a distribučnými sieťami a výrobou energie. Na trh s komoditami môže v súčasnosti ktokoľvek vstúpiť ako zákazník alebo ako dodávateľ [1] [2].

2.2 Špecifické vlastnosti elektriny

Elektrická energia má univerzálne využitie, je možné prevádzať ju na iné formy energie a výroba aj spotreba sa uskutočňujú súčasne. Je to z toho dôvodu, že je vo veľkom množstve v elektrickej forme neskladovateľná. Elektrická energia nie je výrobcom dodávaná, ale zákazníkom odoberaná. Existuje tu monopolárne postavenie odberateľa, ktorému sa dodávateľ podriaďuje.

V prepojenej elektrizačnej sústave nie je možné zaistiť dodávku určitého výrobcu určitému zákazníkovi. Pri normálnom tovare existuje objednávka, čakacia doba, transport, vydanie tovaru. To všetko pri dodávke elektrickej energie neexistuje, pretože tá je spotrebovaná ihneď po vyrobení. V prepojenej sústave sa rozdelí dodávka elektrickej energie podľa zaťaženia jednotlivých elektrických vedení, čo závisí na konfigurácii siete. Prepojená prevádzka elektrizačných sústav (ES) prináša jednotlivým sústavám možnosti vzájomnej výpomoci. Aby sa neprenášali poruchy z jednej sústavy do druhej, koordinujú sa aj opatrenia zabezpečujúce prevádzku sústav [3].

3 FINANCIIE V ENERGETIKE

3.1 Aktualizácia finančných čiastok

Hodnota finančných čiastok sa mení v čase z rôznych príčin. Môže to byť spôsobené napríklad infláciou (zmenou kúpnej sily meny), cena výrobku sa môže zmeniť napr. pri zavedení novej technológie. Zo všetkých týchto príčin možno presnejšie predvídať len nárast kúpnej hodnoty meny spôsobený efektívnosťou národného hospodárstva a konkrétne vyjadrený priemernou úrokovou mierou.

Pri posudzovaní energetických investícií sa obvykle prepočítavajú všetky čiastky k prvému roku prevádzky zariadenia. Pri výpočte je obvykle nutné úrokovú mieru, prípadne úročiteľa, voliť. Je nutné prihliadnuť k tomu, že úroková miera predstavuje priemernú účinnosť vynakladania investičných prostriedkov v národnom hospodárstve štátu. Diskontná sadzba je pojem prakticky totožný s pojmom miera výnosnosti. Stanovuje sa v závislosti od kapitálového trhu podľa úrokovej sadzby výnosov z bezrizikových cenných papierov. Zvyčajne sa stanovuje zo štátnych dlhopisov. Diskontná sadzba kompenzuje riziko spojené s neistotou odhadu budúcich dát. Čím rizikovejší projekt je hodnotený, tým vyššia diskontná sadzba by sa mala použiť [4] [5].

3.2 Reprodukcia investičných prostriedkov, odpisovanie

Počas investičnej činnosti vkladá investor do stavby určité finančné prostriedky. Aby pri takom podnikaní nemal straty, musí získať vložené finančné prostriedky späť najneskôr za dobu životnosti objektu podnikania (stavby). To je podstata reprodukcie investičných prostriedkov. Postupné prevádzanie (jednorazových) investičných nákladov počas odpisového obdobia do ročných nákladov sa nazýva odpisovanie. Účelom odpisovania môže byť:

- a) výpočet ročných splátok investičných prostriedkov v prípade porovnávania jednotlivých projekčných variant, prípadne pri výbere optimálnej varianty (hľadisko projektanta),
- b) výpočet reprodukcie investičných prostriedkov ako súčasť celkovej bilancie podnikateľského zámeru investora (hľadisko investora),
- c) výpočet ročných odpisov pre výpočet dane z príjmu (hľadisko prevádzkovateľa).

Reprodukcia investícií môže byť prostá alebo rozšírená. Pri prostej reprodukcii sa stanoví podmienka, že investičné náklady N_i (Kč), musia byť splatené v nominálnej výške za dobu ekonomickej životnosti investície T_z (rok). Pri rovnomernom, lineárnom odpi-

sovaní potom platí pre ročný odpis:

$$N_0 = \frac{N_i}{T_z} \quad (\text{Kč}/r). \quad (3.1)$$

Prostá reprodukcia neuvažuje vplyv času. V prípade, ak by niektorý projekčný variant spĺňal podmienku prostej reprodukcie, znamenalo by v skutočnosti pre investora stratu (pre investora by bolo výhodnejšie vložiť príslušné investície do bankového ústavu a získať tak navyše úroky).

Rozšírená reprodukcia vychádza z podmienky, že za dobu ekonomickej životnosti T_z (rok) musia byť splatené investičné náklady N_i (Kč) ročnými splátkami N_{ij} (Kč), (j je poradové číslo roku splátky)

$$N_i = \sum_{j=1}^{T_z} N_{ij} \cdot r^{-j} \quad (\text{Kč}). \quad (3.2)$$

Ročná splátka sa vypočíta zo vzťahu

$$N_{ij} = a_{T_z} \cdot N_i \quad (\text{Kč}/r), \quad (3.3)$$

kde a_{T_z} (Kč) je pomerná anuita (pravidelne sa opakujúca platba v rovnakej výške) počítaná pre dobu T_z (rok) zo vzťahu:

$$a_{T_z} = \frac{r^{T_z} \cdot (r - 1)}{r^{T_z} - 1} \quad (1/r). \quad (3.4)$$

Napríklad pre $r = 1,1$ a $T_z = 30$ rokov je ročná pomerná anuita $a_{T_z} = 0,106 r^{-1}$. Popísaná lineárna anuitná metóda sa používa pri posudzovaní projekčných variantov (z hľadiska projektanta). Z hľadiska investora (pri výpočte tvorby zisku alebo zostavovania plánu financovania) sa používa tzv. metóda prostej reprodukcie. Prevádzkovateľ je povinný pri výpočte dane z príjmu použiť metódu odpisovania, ktorá je presne definovaná zákonom č. 586/92 Zb. zo 17. decembra 1992 v znení neskorších predpisov. Tento zákon umožňuje voliť buď rovnomerné (lineárne) odpisovanie alebo zrýchlené (degresívne) odpisovanie [4] [6].

3.3 Členenie zisku a nákladu

Nutným predpokladom pre vierohodné ocenenie nejakého investičného variantu alebo už prevádzkovaného podniku je analýza pohybu finančných prostriedkov, tokov hotovosti (cash flow). Tieto toky môžu byť kladné (tržby, výnosy) alebo záporné (náklady).

Obvykle sa definuje

- bilančný zisk (hrubý) $Z_b = V - N_v - U_u$ (Kč/r),
- disponibilný zisk (čistý) $Z_d = Z_b - \sum D$ (Kč/r),
- použiteľný zisk $Z_p = Z_d + N_0$ (Kč/r),
- voľný zisk $Z_v = Z_p - S_u + F_{ost} - P_f - D_a$ (Kč/r).

V uvedených vzťahoch značí:

V – tržby (výnosy) za vlastné výkony a predaný tovar (mimo DPH) (Kč),

N_v – výrobné náklady (Kč),

U_u – úroky z úverov (Kč),

$\sum D$ – dane (Kč),

N_0 – odpisy (Kč),

S_u – splátky úverov (Kč),

F_{ost} – ostatné finančné zdroje (Kč),

P_f – prídely fondom (Kč),

D_a – dividendy akcionárom (Kč).

Ročné výrobné náklady N_{vT} sú celkové náklady na zhotovenie výrobku v roku T (Kč/r).

V energetike sa náklady delia

1. podľa závislosti na zaťažení energetickej výroby na
 - a) pevné (fixné), nezávislé na zaťažení výroby,
 - b) premenné (variabilné), priamo úmerné zaťaženiu (výrobe),
2. podľa spôsobu vynakladania na
 - a) jednorazové (investičné, obstarávacie) N_i (Kč),
 - b) ročné prevádzkové N_{pT} (Kč/r).

Takže platí:

$$N_{vT} = a_{Tz} \cdot N_i + N_{pT} \quad (\text{Kč/r}). \quad (3.5)$$

Investičné náklady N_i (Kč) sa v bilancii energetického podniku rozlišujú na:

- priame investičné náklady

$$N_{i\ pr} = N_i - U - D_o \quad (\text{Kč}), \quad (3.6)$$

kde U značí čerpanie úveru (Kč) a D_o dotácie (Kč),

- investície podniku

$$N_{i\ pod} = N_{i\ pr} + S_u + U_{ud} + P_{ud} \quad (\text{Kč}), \quad (3.7)$$

kde S_u značí splátky úverov (Kč), U_{ud} úroky z úverov platené do doby uvedenia do prevádzky (Kč), P_{ud} poplatky z úverov (Kč), tiež platené do doby uvedenia do prevádzky.

Okrem uvedených pojmov sa ďalej rozlišujú:

- Investičné náklady vyvolané - sú to náklady na obstaranie alebo zmenu základných prostriedkov, ktoré budú v správe iných prevádzkovateľov a musia byť vynaložené v súvislosti s výstavbou uvažovanej investície (napr. komunikácie).
- Investičné náklady nepriame - musia byť vynaložené v súvislosti s vynaloženou investíciou v dodávateľských odvetviach.

- Porovnávacie investičné náklady N_{ip} (Kč) - používajú sa pre porovnanie projekčných variantov, u ktorých je doba výstavby T_v (rok) dlhšia ako jeden rok. Investičné prostriedky vynaložené v jednotlivých rokoch výstavby N_{it} (Kč) sa aktualizujú k prvému roku prevádzky prvého bloku

$$N_{ip} = \sum_{t=1}^{T_v} N_{it} \cdot r^{(T_v-t-T_p)} \quad (\text{Kč}), \quad (3.8)$$

kde t je poradové číslo jednotlivých rokov výstavby (-) a T_p počet rokov, o ktoré presiahne výstavba zahájenie prevádzky prvého bloku (rok).

- Merné investičné náklady n_i (Kč/kW) - sú investičné náklady vzhľadom na inštalovaný výkon výroby P_i (kW)

$$n_i = \frac{N_i}{P_i} \quad (\text{Kč/kW}). \quad (3.9)$$

Merné investičné náklady klesajú približne hyperbolicky s veľkosťou energetických zariadení, takže platí:

$$n_{i2} = n_{i1} \cdot \left(\frac{P_{i2}}{P_{i1}}\right)^{(\alpha-1)} \quad \text{príp.} \quad N_{i2} = N_{i1} \cdot \left(\frac{P_{i2}}{P_{i1}}\right)^{\alpha}, \quad (3.10)$$

kde α je súčiniteľ zlacnenia (-), ktorého veľkosť sa pohybuje pri energetických zariadeniach v rozsahu 0,65 až 0,8.

- Prevádzkové náklady N_{pT} (Kč/r) sú dané súčtom nákladov
 - palivových N_{pv} ,
 - na prevádzkový materiál N_{pm} (sem je zvyčajne zahrnutá spotreba absorpčného prostriedku pre odsírenie spalín),
 - na vodu N_v ,
 - na opravy a údržbu N_{ou} ,
 - na zakúpenú energiu N_e ,
 - na réžiu a ostatné N_{ro} ,
 - na zakúpené služby N_{sl} ,
 - na poplatky za znečistenie životného prostredia (poplatky za exhalácie a ukladanie odpadov) N_{ex} ,
 - na osobné náklady (mzdy vrátane motivačných položiek a zákonného poistenia) N_m ,

$$N_{pT} = N_{pv} + N_{pm} + N_v + N_e + N_{ex} + N_{ou} + N_{ro} + N_{sl} + N_m \quad (\text{Kč/r}), \quad (3.11)$$

(N_{ou} a N_m sa obvykle počítajú ako fixné náklady, hoci presnejšie vzaté majú zložku fixnú aj variabilnú).

Prevádzkové náklady

$$N_{pT} = N_{var} + N_{fix} \quad (\text{Kč/r}). \quad (3.12)$$

Vlastné náklady

$$N_{vl} = N_{pT} + N_o = N_{var} + N_{fix} + N_o \quad (\text{Kč/r}). \quad (3.13)$$

Delenie fixných a variabilných nákladov musí byť v energetických výrobníach podrobne analyzované podľa skutočných položiek jednotlivých nákladov. Napríklad u nákladoch zakúpených služieb N_{sl} musia byť určené položky, ktoré súvisia s výrobou a potom musia byť zaradené do variabilných nákladov. V ČR (kde je obvykle dominantné vo variabilných nákladoch palivo) sa osobné náklady zaraďujú do fixných nákladov. Toto zaradenie, napr. pri výrazných opatreniach pre zníženie obslužných prác, môže skresľovať variabilné náklady (napr. v USA sú náklady N_m zaradené do variabilných nákladov a do fixných nákladov sú zaradené len platy špičkového manažmentu).

- Merné výrobné náklady n_v sú ročné výrobné náklady (Kč/kWh) vzhľadom na dodanú energiu (elektrinu a teplo):

$$n_v = \frac{N_{vt}}{A_{prT}} \quad (\text{Kč/kWh}), \quad (3.14)$$

kde A_{prT} je (pre prípad elektrárne) ročná dodávka elektriny (kWh/r) [4] [7].

3.4 Zisťovanie a priradenie sieťových nákladov

Pre výpočet sieťových poplatkov sú základným vstupným kritériom diferencované ročné sieťové náklady. Sú to náklady na výstavbu a údržbu sieťových zariadení, pokiaľ neslúžia výhradne prípojkám jednotlivých užívateľov alebo výrobcov.

Pri použití brutto metódy sa jednotlivé spotreby všetkých konečných spotrebiteľov na všetkých napäťových úrovniach jednej tarifnej oblasti (regiónu) sčítajú a náklady tarifnej oblasti (regiónu) rozdelia v pomere tejto celkovej spotreby k spotrebe priamo napojenej spotrebiteľskej skupiny.

Pri netto metóde nie je smerodajná celková spotreba všetkých podriadených sieťových oblastí, ale len dodávka na priamo podriadenú (nižšiu) úroveň. Základnou myšlienkou je, že nadriadená sieť je využitá len v rozsahu odoberanej energie resp. výkonu. Táto metóda vedie k rovnakému výsledku ako brutto metóda v prípade, ak na nižších sieťových úrovniach nie sú elektrárne, ktoré tieto sieťové úrovne napájajú [3].

3.5 Problém uviaznutých nákladov (stranded costs)

Pri zavedení konkurencie sa niektoré existujúce výrobné zdroje môžu stať neschopnými konkurencie. Vzniká problém úhrady investičných nákladov, ktoré „uviazli“ v týchto zdrojoch.

Za uviaznuté náklady sa považuje tá časť nákladov, ktoré pri budúcej tržnej cene za elektrinu nemajú krytie. Bolo by nekorektné týmito nákladmi (bremenom) zaťažovať spoločnosti resp. vlastníkov, ktorí sa v dobrej viere podriadili politickej vôli, ktorá zaručovala ďalšiu existenciu cenovej regulácie. Pre konkrétnu konštrukciu prechodných pravidiel sú nasledujúce možnosti:

1. Štát prevezme ako pôvodca uviaznuté náklady.
2. Všetci zákazníci prevezmú záväzok k nákupu určitého podielu drahšej elektriny.
3. Na pokrytie uviaznutých nákladov sa pre konečných spotrebiteľov zavedie spotrebná dávka, resp. zvýšia sa existujúce poplatky.
4. Uviaznuté náklady sa eliminujú z produkčných nákladov a uplatnia sa ako prirážka k cenám za používanie siete príslušnej spoločnosti.
5. Oprávnený zákazníci, ktorí menia dodávateľov by mali zaplatiť „výstupný“ poplatok.

Všetky alternatívy však navodzujú otázku, ktorí koneční spotrebiteľia majú byť zaťažení ktorými uviaznutými nákladmi [3].

3.6 Externé náklady na elektrinu

Externé náklady predstavujú všetky priame a nepriame straty tretích osôb alebo spoločností ako dôsledok neobmedzenej antropogénnej činnosti. Sú to všetky predchádzajúce a následné procesy (ťažba uhlia, výroba energetických zariadení, likvidácia odpadov) ktoré spôsobujú negatívne efekty použitou technológiou a ktoré zaťažujú tretiu osobu alebo spoločnosť. Spektrum týchto nákladov je široké, počínajúc ľudským zdravím, flórou, faunou, cez čerpanie neobnoviteľných zdrojov, makroekonomické zmeny až po obtiažne zhodnotiteľné škody na kultúrnych statkoch. Tieto okolnosti tržný mechanizmus nerešpektuje a je úlohou štátu zaviesť korekcie k osvojeniu externých nákladov.

Externé efekty sú vplyvy, ktorými pôsobí hospodárska organizácia na druhú organizáciu bez toho, aby k tomu bol použitý cenový mechanizmus. Ak napríklad dôjde pri výrobe elektriny k znečisteniu ovzdušia, ktorým je postihnutá tretia osoba, potom sa jedná o negatívny efekt spôsobený nevhodnou technológiou.

Všeobecne platí, že prevencia škôd musí byť lacnejšia ako odstránenie škôd. Táto stratégia vedie k posunom v nákladoch, cenách a zisku. Technický pokrok stále zlacňuje prevenciu škôd, problémom ale ostávajú škody, ktoré sú obtiažne kvantifikovateľné a škody, ktoré sa prejavia v budúcnosti [3].

3.6.1 Náklady na čerpanie neobnoviteľných zdrojov

Za jeden z externých nákladov sa považuje aj čerpanie neobnoviteľných zdrojov (ropa, uhlie, zemný plyn, urán), ktorých hodnota sa do budúca bude stále zvyšovať a pre ich

náhradu by sa mali vytvárať finančné rezervy, ktoré by boli použité k substitučnej výrobe elektriny. Substitučnou technológiou môže byť napríklad výroba elektrickej energie z vodíku, ktorý bol získaný elektrolýzou s použitím veternej energie [3].

3.6.2 Náklady spoločnosti – štátu

Náklady spoločnosti – štátu sú externé náklady so zásobovaním elektrickou energiou na zaistenie energetickej politiky štátu. Tieto náklady sa členia na:

1. Priame náklady
 - a) subvencie a daňové zvýhodnenie
 - b) podpora výskumu a vývoja nových technológií
 - c) výdavky za účelom obmedzenia škôd
2. Nepriame náklady
 - a) poskytnutie rôznych služieb a výkonov zdarma

Najdôležitejšie sú subvencie na ťažbu domácich primárnych zdrojov, subvencia na teplo, na elektrinu pre domácnosti atď. Na ďalšom mieste sú štátne výdavky na ekologické investície, podpora kombinovanej výroby elektriny a tepla a výroby elektriny z obnoviteľných zdrojov. Značne vysokú položku tvorí podpora výskumu. Náklady na výskum do budúcnosti je veľmi ťažké odhadnúť. Výdavky za účelom obmedzenia škôd sa týkajú predovšetkým hnojenia lesov a odstraňovania lesných škôd.

V prepočtoch je nevyhnutné zahrnúť do budúcnosti technický pokrok jednotlivých technológií, ďalej niektoré nevýhody fotovoltaiky a iných foriem energie ako napríklad závislosť na počasi a klimatických podmienkach a nutnosť vytvárania rezervného výkonu. Ďalej sa tiež prejavuje zvyšovanie cien primárnych neobnoviteľných zdrojov [3].

3.7 Metódy rozdelenia nákladov za sieťové služby

Hlavným komponentom každého tarifného modelu je pokrytie nákladov za používanie siete. To predstavuje náklady na výstavbu a prevádzku elektrickej siete s výnimkou nákladov na individuálne prípojky zákazníkov. K tomu je tiež potrebné pripočítať náklady na spravovanie. Používané metódy pre alokáciu nákladov na sieťové služby sa delia do troch skupín:

- Metódy vychádzajúce z vynaložených investičných nákladov transportu.
- Metódy vychádzajúce z marginálnych nákladov transportu.
- Metódy vychádzajúce z kombinácie vynaložených investičných nákladov a marginálnych nákladov transportu (hybridné metódy) [3].

3.7.1 Metódy vychádzajúce z vynaložených investičných nákladov transportu

Spravidla sa tieto metódy používajú pri riešení úhrady nákladov na súčasnú existujúcu sieť alebo na niektorú jej časť. Niektoré sa snažia rozložiť náklady podľa rozsahu využívania zariadení siete, iné sa snažia stanoviť spôsob úhrady nákladov v sústave podľa veľmi jednoduchých zásad. Niektoré z týchto metód sa označujú ako metódy „nabehnutých nákladov“, čo znamená, že postupne pripočítavajú všetky uznané náklady za sieťové služby a potom ich podľa určitého kľúča umiestňujú medzi jednotlivé sieťové transakcie alebo užívateľov sietí. Najdôležitejšie z týchto metód sú:

- Metóda zmluvnej prenosovej cesty.
- Metóda poštovej známky.
- Metóda MW-kilometer.

Metóda zmluvnej prenosovej cesty a metóda poštovej známky sú najjednoduchšie metódy pre stanovenie poplatkov za prenos a distribúciu elektrickej energie [3] [8].

Metóda zmluvnej prenosovej cesty

Metóda zmluvnej prenosovej cesty znamená, že si dodávateľ a príjemca vzájomne dohodnú konkrétnu prenosovú cestu medzi miestom vstupu a výstupu dodávky v sieti. Takto dohodnutá prenosová cesta potom predstavuje súbor zariadení, ktoré sa ako jediné budú pri oceňovaní uvažovať. To však nevylučuje, že skutočné toky výkonu budú prebiehať tiež po iných vedeniach mimo dohodnutej prenosovej cesty [3].

Metóda poštovej známky

Táto metóda je najviac využívanou metódou pre rozloženie nákladov na sieťové služby. Predovšetkým z technickej a administratívnej stránky patrí medzi najjednoduchšie metódy na stanovenie poplatkov za prenos.

Metóda poštovej známky nevyžaduje výpočet toku výkonu, je nezávislá od konfigurácie siete a rovnako aj od dĺžky prenosu elektriny. Poplatky stanovené touto metódou neuvažujú miesto jej dodávky či odberu a ani zaťaženie sieťových zariadení. Táto metóda je založená na predpoklade využívania celého prenosového systému, bez ohľadu na zariadenia, ktoré aktuálne realizujú príslušnú transakciu.

Metóda sa vyznačuje tým, že:

- zaisťuje úhradu nákladov na súčasnú sieť,
- neuvažuje rozsah využitia siete pri konkrétnej transakcii,
- neuvažuje náklady plynúce z preťaženia kapacity, ani náklady na rozvoj siete,
- neposkytuje adekvátne ekonomické signály pre rozvoj siete [3] [8].

Metóda MW-kilometer

Hlavným cieľom, pre ktorý bola táto metóda navrhnutá, bolo získať možnosť uvažovania rozsahu využitia siete pri každej jednotlivej 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 vyšetovaní toku výkonu, vypočítava sa tok výkonu pre najkritickejšiu situáciu posudzovanú podľa určitého plánovacieho kritéria.

Metóda MW-kilometer má tieto znaky:

- aj keď je založená na vyšetovaní tokov výkonu, dá sa pomerne ľahko používať,
- zabezpečuje úhradu nákladov na existujúcu sústavu,
- nezohľadňuje náklady vyplývajúce z preťaženia kapacity vedenia ani náklady na rozvoj sústavy,
- neposkytuje adekvátne ekonomické signály pre rozvoj sústavy [8].

3.7.2 Metódy oceňujúce prenosové služby pomocou marginálnych (hraničných) nákladov

Termín marginálne náklady je odvodený z anglického názvu „marginal cost“, čo je možné 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.

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

Metódy marginálnych nákladov:

- umožňujú posúdiť skutočné negatívne alebo pozitívne dôsledky jednotlivých transakcií; do marginálnych nákladov sa môžu premietnuť tiež náklady plynúce z preťaženia kapacity siete,
- môžu takisto zahrnúť dodatočné náklady spôsobené stratami v sieti,
- poskytujú vhodné ekonomické signály pre rozvoj sústavy,
- sú obtiažnejšie aplikovateľné ako metódy vychádzajúce z vynaložených investičných nákladov,
- metóda sledujúca krátkodobé marginálne náklady (Short-Run Marginal Cost - SRMC) neberie ohľad na náklady potrebné pre rozvoj,

- nezaistujú náhradu nákladov na súčasnú prenosovú sústavu, čo platí najmä o metóde krátkodobých marginálnych nákladov [3] [8] [9].

Krátkodobé marginálne náklady (SRMC)

Krátkodobé marginálne náklady sú vo všeobecnosti definované ako inkrementálne výrobné a prepravné náklady vyvolané prírastkom dodávky v danom období, pri nezmenenej kapacite výrobného a dopravného zariadenia. Tieto náklady nevyžadujú žiadne dodatočné investície. Je možné 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 [8] [9].

Dlhodobé marginálne náklady (LRMC)

Dlhodobé marginálne náklady sú inkrementálne výrobné a prepravné náklady, ktoré sú spôsobené prírastkom dodávky v danom období, ktoré zahŕňujú v sebe aj investície výrobcu potrebné na rozšírenie výrobnéj a dopravnej kapacity. Dlhodobé marginálne náklady vyžadujú dodatočné investície [8] [9].

3.7.3 Hybridné metódy

Z predchádzajúceho prehľadu jednotlivých metód vyplýva, že v štruktúre nákladov na prenos existujú položky, na ktoré je braný patričný ohľad v metódach vychádzajúcich z vynaložených investičných nákladov na prenos, zatiaľ čo iné sú adekvátne uvažované v metódach marginálnych nákladov. 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 [3].

4 REGULÁCIA NA TRHU S ELEKTRINOU V ČR

4.1 Vznik regulácie elektrickej energie v ČR

Pred vstupom Českej republiky do EÚ bolo potrebné pristúpiť aj k opatreniam týkajúcim sa energetiky. Aj napriek oddeleniu výrobnjej a distribučnej zložky firmy ČEZ, a.s., Európska komisia neustále upozorňovala na jej monopolné postavenie. To viedlo v roku 1998 k vzniku prevádzkovateľovi prenosovej sústavy, spoločnosti ČEPS, a.s. Aby bol dosiahnutý úplný unbundling (rozdelenie monopolu), česká vláda následne musela presunúť firmu ČEZ, a.s. a ČEPS, a.s. pod rôzne ministerstvá. Firma ČEZ, a.s. spadá pod Ministerstvo financií ČR a firma ČEPS, a.s. pod Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR. Distribúcia elektrickej energie je na území ČR zabezpečovaná spoločnosťami E.ON Distribuce, a.s., PREDistribuce, a.s. a ČEZ Distribuce, a.s.

V roku 2000 bol (prijatím Energetického zákona) započatý proces liberalizácie českého trhu s elektrinou, na základe ktorého došlo k rozdeleniu dodávky elektriny od prenosu a distribúcie.

Dňa 1. januára 2001 vznikol Energetický regulačný úrad (ERÚ), čím si Česká Republika splnila povinnosť nastavenia regulačného mechanizmu. S ERÚ spolupracuje aj Státní energetická inspekce a Úřad pro ochranu hospodářské soutěže.

V roku 2002 prišiel na Český trh operátor trhu s elektrinou, spoločnosť OTE, a.s. a zároveň došlo k otvoreniu trhu pre dodávku skupine zákazníkov s ročnou spotrebou elektriny nad 40 GWh.

V roku 2003 nastalo uvoľnenie trhu pre segment zákazníkov s ročným odberom elektrickej energie nad 9 GWh. V tomto roku tiež prebehla v ČR majetková konsolidácia všetkých distribučných spoločností. Výrobca elektriny ČEZ, a.s. získal väčšinový podiel v piatich spoločnostiach a E.ON v dvoch distribučných spoločnostiach.

Od roku 2004 sa stali oprávnenými zákazníkmi všetci koncoví odberatelia s priebehovým meraním spotreby pripojení na napäťovej úrovni VN a súčasne s vyššou rezervovanou kapacitou ako 250 kW.

V roku 2005 nasledovali všetci koncoví odberatelia. Pre domácnosti sa trh otvoril v roku 2006.

Podľa národnej správy o elektroenergetike a plynárenstve sa v roku 2007 vlastnícky oddelil pri prenose elektriny ČEPS, a.s. a pri distribúcii prevádzkovateľa distribučných sústav: E.ON Distribuce, a.s., ČEZ Distribuce, a.s. a PREDistribuce, a.s. K rozvoju trhu prispel aj vznik pražskej energetickej burzy PXE [10] [11] [12].

4.2 Úloha regulácie

Energetika je odvetvie, v ktorom z hospodárneho a predovšetkým ekonomického hľadiska nemá zmysel budovanie paralelnej infraštruktúry - konkurenčného prostredia. Ekonomicky racionálna voľba spočíva vo vytvorení a prevádzkovaní tzv. prirodzených monopolov, ktoré sa starajú o prenos, prepravu a distribúciu elektrickej energie. Je v záujme štátu, aby tieto prirodzené monopoly neurčovali cenu svojich služieb svojvoľne. Z toho dôvodu je potrebné zavádzať cenovú reguláciu, ktorá je vykonávaná nezávislým regulačným orgánom. Regulácia sa vždy týka strategických oblastí (napĺňanie základných životných potrieb obyvateľstva, energetika), ktoré sú dôležité pre správny chod štátu.

Primárnou úlohou regulácie v energetike je zabezpečiť spoločnosti služby, na ktorých je závislá, za primerané ceny a súčasne regulovaným podnikom zaistiť primeraný zisk (regulovať im výnosy). Úlohou regulácie v Českej republike je poverený ERÚ [13].

4.3 Metódy regulácie v EÚ

Energetický zákon poveril ERÚ povinnosťou stanoviť spôsob regulácie v odvetviach týkajúcich sa energetiky a stanoviť postupy pre reguláciu cien formou vykonávacieho predpisu.

Prvým krokom pred nastavovaním parametrov regulácie je rozhodnutie o metóde, ktorou bude regulácia vykonávaná. V rámci EÚ sa používané regulačné metódy podstatne líšia a aj rovnaká základná metóda má v rámci rôznych krajín odlišnú podobu využitia v praxi. Európska komisia podporuje metódy regulácie, ktoré sú motivačné a nútia spoločnosti k zvyšovaniu investičnej a prevádzkovej efektivity, čo by malo mať najväčší prínos pre spotrebiteľov. Motivačná regulácia je charakteristická tým, že postupne vytláča metódy, ktoré nevyvíjali tlak na prevádzkovú efektivitu spoločností. Metóda cenových limitov (price-cap) a metóda výnosových limitov (revenue-cap) sú dve najpoužívanejšie metódy regulácie v EÚ [13].

4.3.1 Metóda cenových limitov (price-cap)

Metóda price-cap je najpoužívanejšou metódou regulácie v EÚ. Je tiež známa pod názvom „regulácia založená na výkonnosti“.

Metóda price-cap spočíva v uplatnení cenových limitov, ktoré zaisťujú jednotlivým spoločnostiam voľnosť v jednaní vo všetkých investičných aj prevádzkových rozhodnutiach. Metóda cenových limitov umožňuje regulovaným subjektom realizovať všetky prínosy z efektívnosti, dosiahnuté nad rámec štandardu, až do doby nasledujúcej periodickej revízie cien. Toto obdobie sa označuje ako regulačná perióda.

Cenový limit pre uvažovaný rok ($t + 1$) sa stanoví podľa vzťahu:

$$p_{i,t+1} = p_{i,t} \cdot \left(1 + \frac{RPI - X}{100} \right) + K \quad (\text{Kč}), \quad (4.1)$$

kde

$p_{i,t}$ – je cena v zvolenom roku (stanovená analýzou na základe historických dát) (Kč),

RPI – je zmena indexu maloobchodných cien (RPI - Retail Price Index), resp. zmena indexu cien priemyslových výrobcov (PPI - Producer Price Index) (%),

X – je faktor produktivity (-),

K – je korekčný faktor zahrňujúci náklady, ktoré regulovaná spoločnosť nemôže ovplyvniť (exogenné náklady) – napr. pokrytie nákladov ktoré sa vzťahujú k zmene cien nakupovanej energie (Kč).

Podľa vzťahu (4.1) sa definujú cenové limity po celú regulačnú periódu, tj. pokiaľ nie je vykonaná ich revízia. Cyklus revízie cien je pravidelný alebo vopred vyhlásený a je viacročný, nemal by byť kratší ako 3 roky. V prípade, ak by bol cyklus kratší ako 3 roky, boli by potlačené podnety k zvyšovaniu výkonnosti. Regulátor týmto vytvára regulovanej firme priestor pre realizáciu prínosov z výraznejšieho znižovania nákladov. Po skončení cyklu regulátor opakuje revíziu cien (analýzou historických dát, podnikateľských koncepcií) a stanoví nové ceny pre nasledujúci cyklus.

Prostredníctvom faktora efektívnosti X (-) môže regulátor stanovovať rýchlosť rastu regulovaných cien. Ak X nadobúda kladné hodnoty, regulované spoločnosti sú nútené zvyšovať efektívnosť. Ak nastaví regulátor faktor X na zápornú hodnotu, priznáva týmto regulovanému subjektu potrebu mimoriadnych investícií na dosiahnutie ním požadovanej úrovne výkonnostných parametrov, najmä zvýšenie spoľahlivosti prevádzky sústavy (prenosovej alebo distribučnej) a v konečnom dôsledku regulované ceny rastú rýchlejšie ako ostatné ceny.

Kľúčovým problémom metódy je frekvencia zmien faktora efektívnosti. Ak bude faktor menený veľmi často (napr. každý rok), potom bude tento spôsob regulácie viesť k nadmernej investícií a k nechote zvyšovať efektívnosť. V prípade, ak faktor efektívnosti nebude menený počas dlhej doby, zvyšuje sa riziko regulačného omylu, kedy regulátor nastaví rast cien príliš veľkoryso. V tom prípade budú firmy dosahovať ľahko veľké zisky. Ak regulátor nastaví rast cien veľmi obmedzene, môže to ohroziť finančnú stabilitu regulovaných subjektov. Optimálny interval stanovenia faktoru efektívnosti je tri až päť rokov.

Výhody metódy price-cap spočívajú v tom, že poskytuje regulovaným subjektom účinnejšie podnety k znižovaniu nákladov, čo prispieva k efektívnejšiemu využitiu kapitálu. Prínosom metódy je tiež jej jednoduchosť, zrozumiteľnosť, jednoznačnosť postupov

a podpora zníženia nákladov na reguláciu.

Pri aplikovaní tejto metódy je nutné zotrvať v jednoduchosti vzťahu (4.1) a zabrániť jeho rozvoľneniu rôznymi korekciami. Zavedenie korekcií by videlo k presunu rizík na zákazníkov [13] [14].

4.3.2 Metóda výnosových limitov (revenue-cap)

Princíp metódy revenue-cap spočíva v stanovení maximálneho prípustného výnosu, ktorý môže regulovaný subjekt dosiahnuť. Podobne ako v prípade metódy cenových limitov, cieľom regulátora je podnietiť spoločnosť k maximalizovaniu zisku prostredníctvom minimalizácie nákladov a udržiavaním ich úspor, dosiahnutých v priebehu regulačného obdobia. Vzťah (4.2) predstavuje základné prvky regulácie metódou výnosových limitov pre daný rok:

$$R_{i,t+1} = (R_{i,t} + CGA_i \cdot \Delta Cust_i) \cdot \left(1 + \frac{RPI - X}{100}\right) + K \quad (\text{Kč}), \quad (4.2)$$

kde

$R_{i,t+1}$ - je príjem v uvažovanom roku (Kč),

$R_{i,t}$ - je príjem v pôvodnom roku (stanovený analyticky na základe historických dát) (Kč),

CGA_i - je koeficient rešpektujúci prírastok zákazníkov (Kč/zákazníka),

$\Delta Cust_i$ - je zmena počtu zákazníkov (-),

RPI - je zmena indexu maloobchodných cien (RPI - Retail Price Index), resp. zmena indexu cien priemyslových výrobcov (PPI - Producer Price Index) (%),

X - je faktor produktivity (-),

K - je korekčný faktor zahrňujúci náklady, ktoré regulovaná spoločnosť nemôže ovplyvniť (exogenné náklady) - napr. pokrytie nákladov ktoré sa vzťahujú k zmene cien nakupovanej energie (Kč).

Metódu revenue-cap (používanú aj v Českej republike) je vhodné aplikovať vtedy, ak sa v priebehu regulačného obdobia očakávajú úpravy regulačného vzorca. Táto metóda garantuje regulovaným subjektom istú mieru výnosov.

Výhoda metódy výnosových limitov spočíva v tom, že v prípade podnikov s viac produktmi môže byť stanovená horná hranica pre každý produkt zvlášť [13] [14].

5 EKONOMICKÁ EFEKTÍVNOSŤ

Efektívnosť je vzťah medzi užitočným efektom a vynaloženými nákladmi potrebnými pre jeho dosiahnutie, udávajúci mieru plnenia príslušného cieľa systému. Výhodnosť energetických investícií sa posudzuje technicko-ekonomickou efektívnosťou. Aby toto hodnotenie bolo objektívne a jednoznačné, je nutné aby:

- bolo prevedené zo všetkých možných hľadísk,
- hodnotenie z jednotlivých hľadísk bolo uskutočnené prostredníctvom kvantifikovateľných faktorov,
- vplyv jednotlivých faktorov bolo možné zlúčiť a vyjadriť jedinou veličinou.

Uvedené podmienky možno najľahšie splniť tak, že jednotlivé faktory sa vyjadria hodnotou (finančne) ako čiastky získané (tržby, výnosy) alebo vynaložené (náklady) v spojitosti s posudzovanou investíciou. Týmto spôsobom možno vyjadriť väčšinu faktorov okrem niektorých neekonomických faktorov (politických, ekologických a pod.). Kritérium technicko-ekonomickej efektívnosti sa potom počíta z tzv. kritériálnych rovníc. Aby bolo posúdenie správne, je preto nutné:

- zvoliť vhodný typ kritéria,
- pri výpočte použiť správne vstupné dáta.

Zaistiť druhú podmienku je častokrát obtiažne, pretože niektoré súčasne platné ceny nevyjadrujú skutočnú úžitkovú hodnotu, sú deformované (často dotáciami) a okrem toho, vo väčšine prípadov je nutné posudzovať investíciu počas celej jej doby životnosti, tj. niekoľko desiatok rokov do budúcnosti, kedy sa ceny a náklady môžu značne meniť. Hodnotenie je v týchto prípadoch založené na hrubom odhade a je nutné posudzovať riziko toho, že sa použité predpoklady nesplnia.

Pri posudzovaní energetických investícií je potrebné postupovať rôznym spôsobom podľa toho, či sa investícia posudzuje z hľadiska projektanta, investora, pozorovateľa, alebo či sa hodnotí na úrovni podniku, prípadne na národohospodárskej alebo inej úrovni.

Pri zostavovaní kritériálnych rovníc je nutné vziať do úvahy predovšetkým dve skutočnosti:

- finančné čiastky, vynaložené alebo prijaté v rôznu dobu majú rôznu reálnu hodnotu (odlišnú od nominálnej hodnoty),
- v kritériálnych rovniciach nemožno jednoduchým spôsobom sumarizovať čiastky vynakladané jednorazovo alebo pravidelne ročne, pretože tieto čiastky majú rôzny rozmer (Kč a Kč/rok).

Prvý problém sa rieši tzv. aktualizáciou finančných čiastok, tj. prepočtom všetkých finančných čiastok týkajúcich sa posudzovanej investície k spoločnému dátumu. V druhom prípade ide obvykle o prepočet jednorazovo vynaložených investičných nákladov na ročné čiastky – odpisy, čo v podstate súvisí s reprodukciou investičných prostriedkov [4] [15].

5.1 Ekonomická efektívnosť na konkrétnom príklade

5.1.1 Charakteristika stavby

Pre výpočet ekonomickej efektívnosti z hľadiska povolených nákladov a výnosov prevádzkovateľa distribučnej sústavy bola určená stavba distribútora elektrickej energie E.ON v obci Telnice. Obec Telnice je situovaná v okrese Brno-venkov v Juhomoravskom kraji, v katastrálnom území Telnice u Brna.

Účelom stavby bola rekonštrukcia vedenia v obci z dôvodu zastarania. Pôvodné vonkajšie vedenie slúžilo od roku 1969. Zámerom bola tiež obnova vonkajšieho vedenia do káblového. Stavba bola realizovaná v roku 2014.

Vzhľadom k tomu, že vedenie na ktorom sa vykonala rekonštrukcia, spadá pod distribútora elektrickej energie E.ON, uplatňuje sa na ňom regulácia ERÚ. Z toho dôvodu je pri výpočte ekonomickej efektívnosti nutné riadiť sa dokumentami, ktoré vydáva ERÚ (napr. Energetický regulačný vestník).

5.1.2 Prevedenie výpočtov

Jedným zo základných prvkov je výpočet ročnej zmeny hodnoty regulačnej báze aktív prevádzkovateľa distribučnej sústavy:

$$\Delta RAB = IA - VM - O \cdot k \quad (\text{Kč}), \quad (5.1)$$

kde

- IA – je plánovaná hodnota aktivovaných investícií (Kč),
- VM – je plánovaná hodnota vyradeného majetku (Kč),
- O – je plánovaná hodnota odpisov dlhodobého hmotného a nehmotného majetku prevádzkovateľa distribučnej sústavy slúžiaceho k zaisteniu distribúcie elektriny (Kč),
- k – vyjadruje plánovaný koeficient precenenia regulačnej báze aktív prevádzkovateľa distribučnej sústavy (-).

Kvôli tomu, že výpočty sú aplikované na konkrétnej stavbe, ktorá už prebehla, uvažujú sa všetky plánované hodnoty ako skutočné. Z toho dôvodu v tomto prípade nadobúda koeficient k hodnotu 1. Ročná zmena hodnoty regulačnej báze aktív prevádzkovateľa distribučnej sústavy je potom:

$$\Delta RAB = 2\,339\,704,90 - 144\,282,16 - 40\,096,96 \cdot 1 = 2\,155\,325,78 \quad (\text{Kč}). \quad (5.2)$$

RAB_{dxei} je hodnota regulačnej báze aktív prevádzkovateľa distribučnej sústavy slúžiacich k zaisteniu distribúcie elektriny na jednotlivých napäťových úrovniach pre regulovaný rok (Kč).

Je stanovená vzťahom:

$$RAB_{dxei} = RAB_{dei} \cdot k_{dxei-2} \quad (\text{Kč}), \quad (5.3)$$

a následne

$$RAB_{dei} = RAB_{de0} + \sum_{t=L+1}^{L+i} \Delta RAB + \sum_{t=L+1}^{L+i} KF_{deRABt} \quad (\text{Kč}), \quad (5.4)$$

kde

- k_{dxei-2} – je váha jednotlivých napäťových úrovní skutočných zostatkových hodnôt aktív v roku $i-2$ (-),
- RAB_{de0} – je predvolená hodnota regulačnej báze aktív prevádzkovateľa distribučnej sústavy slúžiacich k zaisteniu distribúcie elektriny stanovená ERÚ vo výške plánovanej hodnoty regulačnej báze aktív pre rok 2015 (Kč),
- KF_{deRABt} – je korekčný faktor regulačnej báze aktív zohľadňujúci rozdiel medzi skutočnou a plánovanou zmenou hodnoty regulačnej báze aktív prevádzkovateľa distribučnej sústavy (Kč),
- t – je letopočet roku v rámci regulačného obdobia (rok),
- L – je letopočet roku, ktorý predchádza prvému regulovanému roku regulačného obdobia (rok).

Pretože sa jedná o jednu napäťovú hladinu, tak $k_{dxei-2} = 1$. Korekčný faktor KF_{deRABt} sa vo výpočte neuvažuje z dôvodu skutočných (nie plánovaných) hodnôt, ktoré sú pri výpočte aplikované, preto $KF_{deRABt} = 0$, RAB_{de0} sa vo výpočte tiež neuvažuje, pretože sa nejedná o plánované hodnoty, preto $RAB_{de0} = 0$. Po zanedbaní veličín sa vychádza zo vzťahu:

$$RAB_{dxei} = \Delta RAB = 2\,155\,325,78 \quad (\text{Kč}). \quad (5.5)$$

Zisk je stanovený vzťahom:

$$Z_{dxei} = \frac{MV_{dei}}{100} \cdot (RAB_{dxei} + NI_{dxepli}) + KF_{dxezi} + KF_{dxeeni} \quad (\text{Kč}), \quad (5.6)$$

kde

- Z_{dxei} – je zisk prevádzkovateľa distribučnej sústavy na jednotlivých napäťových úrovniach pre regulovaný rok (Kč),
- MV_{dei} – je miera výnosnosti regulačnej báze aktív pre držiteľa licencie na distribúciu elektriny stanovená ERÚ pre regulovaný rok i podľa metodiky váženého priemeru nákladov na kapitál pred zdanením (%), hodnota MV_{dei} pre IV. regulačné obdobie je 8%,
- NI_{dxepli} – je plánovaná kumulovaná hodnota nedokončených investícií prevádzkovateľa distribučnej sústavy, ktorými sa rozumejú jednotlivé nedokončené investície s plánovanou dobou obstarania dlhšou ako 2 roky a celkovou plánovanou cenou investície vyššou ako 0,5 mld. Kč (Kč),
- KF_{dxezi} – je korekčný faktor zisku prevádzkovateľa distribučnej sústavy na jednotlivých napäťových úrovniach, zohľadňujúci rozdiel zisku stanovený ako rozdiel medzi skutočnou a plánovanou zmenou hodnoty regulačnej báze aktív v roku $i-2$ (Kč),
- KF_{dxenii} – je korekčný faktor zisku z hodnoty povolených nedokončených investícií prevádzkovateľa distribučnej sústavy na jednotlivých napäťových úrovniach, zohľadňujúci kumulovaný rozdiel zisku stanovený ako rozdiel medzi plánovanou a skutočnou hodnotou nedokončených investícií v roku $i-2$.

Hodnota nedokončených investícií $NI_{dxepli} = 0$, pretože sa vzťahujú len na dobu obstarania dlhšiu ako 2 roky a cenu investície vyššiu ako 0,5 mld. Kč. Stavba v obci Telnice tieto podmienky nespĺňa. Korekčné faktory KF_{dxezi} a KF_{dxenii} majú nulovú hodnotu, pretože výpočty sú robené v skutočných a nie plánovaných hodnotách. Výsledný vzťah je potom v tvare:

$$Z_{dxei} = \frac{MV_{dei}}{100} \cdot RAB_{dxei} = \frac{8}{100} \cdot 2\,155\,325,78 = 172\,426,06 \quad (\text{Kč}) \quad (5.7)$$

Zisk prevádzkovateľa distribučnej sústavy pre regulovaný rok po vykonaní rekonštrukcie vonkajšieho vedenia do káblového v obci Telnice je 172 426,06 Kč [16].

Povolené náklady

Ďalšou veličinou, ktorú je možné vypočítať, je PN . Sú to povolené náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy na jednotlivých napäťových úrovniach nevyhnutné k zaisteniu distribúcie elektriny pre regulovaný rok (Kč). Tieto náklady sa skladajú z:

- nákladov na ĽPÚ,
 - pre vonkajšie vedenie (VV): pochôdzková prehliadka, bežná údržba, kontrola skriň vonkajších (SV) a skriň prípojkových (SP),

- pre káblové vedenie (KV): pochôdzková prehliadka, kontrola a údržba káblových skríň (KS), smyčkových skríň (SS) a rozpojovacích skríň (SR),
- nákladov na priemernú poruchovosť (pri VV aj pri KV),
- nákladov na vytyčovanie (v prípade KV),
- nákladov na bežné opravy (pri VV aj pri KV),
- nákladov na orezávanie (v prípade VV).

Hodnoty v tabuľke 5.1 predstavujú dĺžky vonkajšieho a káblového vedenia a počty elektrických skríň na pôvodnom vedení a na vedení po rekonštrukcii v obci Telnice.

Tab. 5.1: Parametre pôvodného a nahradeného vedenia v obci Telnice.

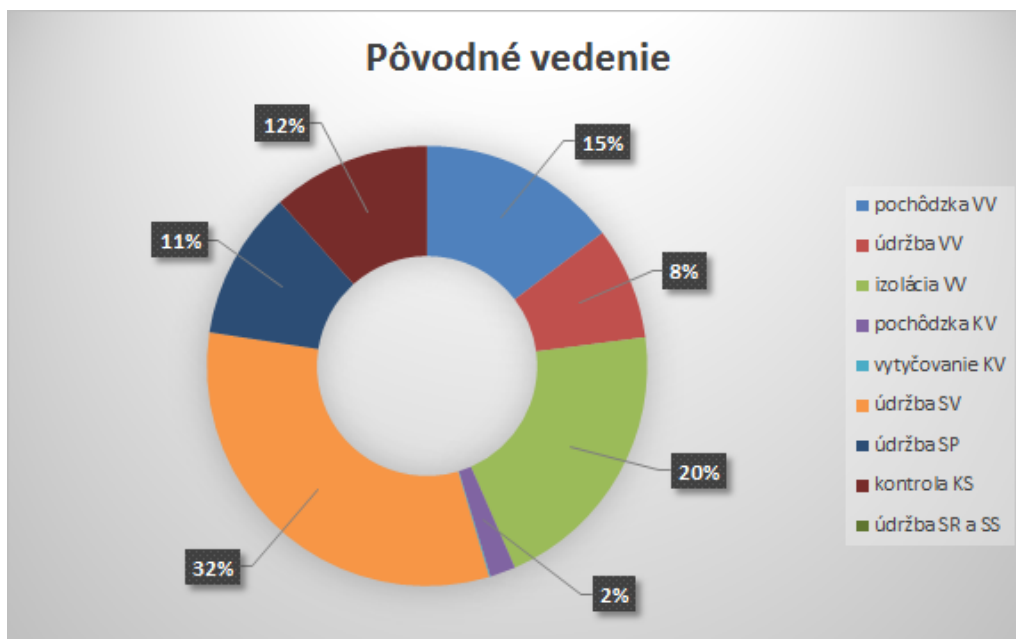
	VV (m)	KV (m)	VV+KV (m)	SV (ks)	SP (ks)	SS/SR (ks)
pôvodné vedenie	883	15	898	11	5	0
nahradené vedenie	252	966	1218	1	1	17

Na základe parametrov pôvodného a nahradeného vedenia je možné podľa ĽPÚ [17] stanoviť priemerné množstvo času, ktoré sa strávi na údržbe vedenia za 1 rok, aby bola zabezpečená dodávka elektrickej energie. Pri výpočte veličín sa vychádza z interných tabuliek hodnotenia náročnosti práce v spoločnosti E.ON. Tieto vypočítané údaje sú uvedené v tabuľke 5.2.

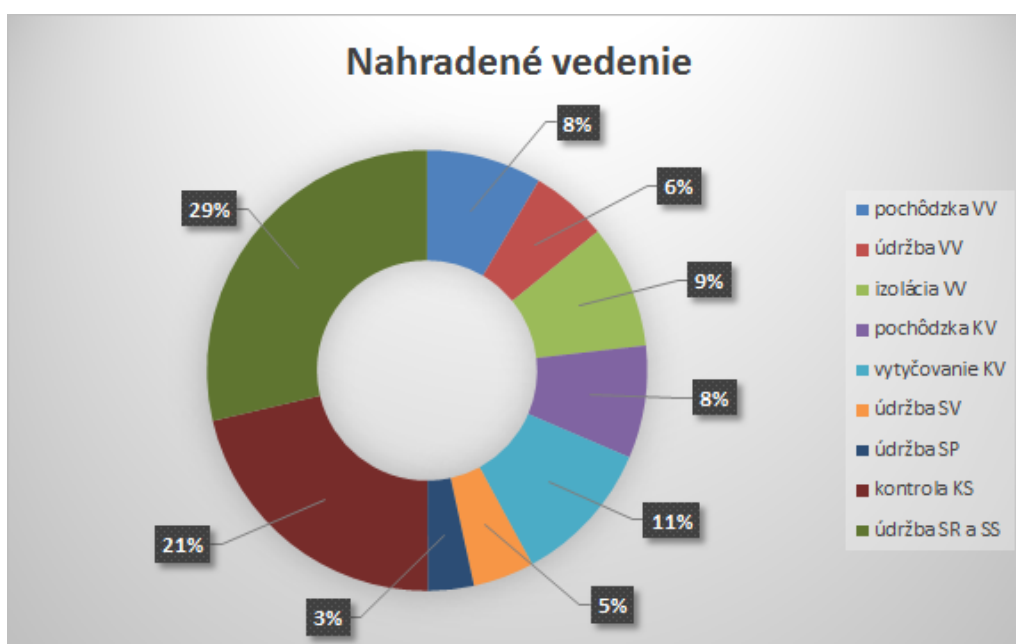
Tab. 5.2: Časová náročnosť bežnej údržby vedenia v obci Telnice podľa ĽPÚ, prepočítaná na 1 rok prevádzky (h).

	pôvodné vedenie	nahradené vedenie
pochôdzka VV	1,008	0,377
údržba VV	0,567	0,251
izolácia VV	1,413	0,403
pochôdzka KV	0,129	0,367
vytyčovanie KV	0,007	0,473
údržba SV	2,200	0,200
údržba SP	0,750	0,150
kontrola KS	0,800	0,950
údržba SR a SS	0	1,275
SPOLU:	6,874	4,446

Časová úspora nahradeného vedenia oproti pôvodnému vedeniu z hľadiska ĽPÚ je 35,3%. Rozdelenie časovej náročnosti je lepšie interpretované graficky z Obr. 5.1 a 5.2.



Obr. 5.1: Pôvodné vedenie – grafické a percentuálne rozdelenie časovej náročnosti na bežnú údržbu vedenia v obci Telnice na základe ĽPÚ.



Obr. 5.2: Nahradené vedenie – grafické a percentuálne rozdelenie časovej náročnosti na bežnú údržbu vedenia v obci Telnice na základe ĽPÚ.

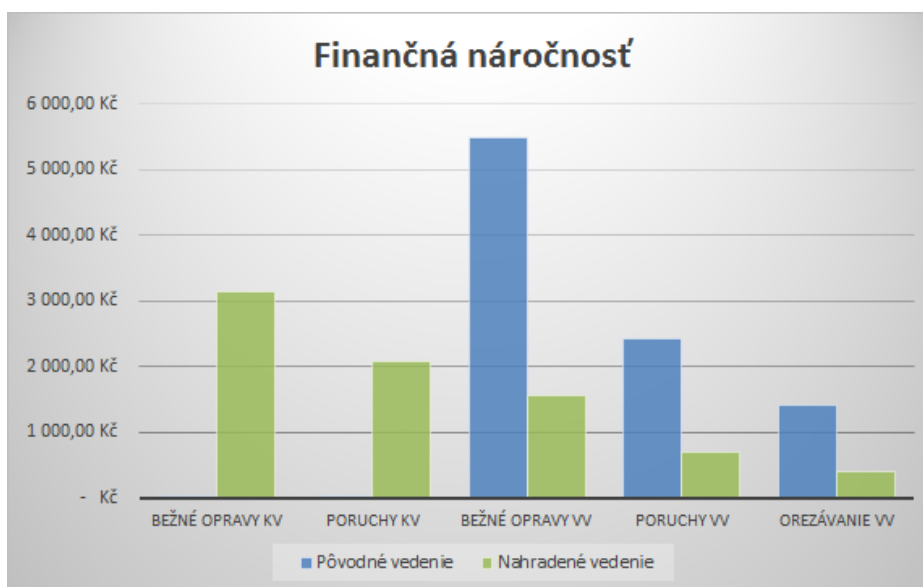
Ostatné prevádzkové náklady sú určené súčtom nákladov distribučnej spoločnosti E.ON a následne rozdelením na jednotlivé položky vo vedení (na základe historických dát). Tieto náklady sú potom prevedené na 1km dĺžky káblového a vonkajšieho vedenia a ďalej aplikované na konkrétnej stavbe v obci Telnice.

Tabuľka 5.3 značí priemernú výšku nákladov, ktoré distribútor elektrickej energie musí vynaložiť (v našom prípade na vedení v obci Telnice), aby zabezpečil dodávku elektriny na 1 rok (s výnimkou nákladov na RPU).

Tab. 5.3: Finančná náročnosť vedenia v obci Telnice na bežné opravy a poruchy prepočítaná na 1 rok prevádzky (Kč).

náklady	pôvodné vedenie	nahradené vedenie
bežné opravy KV	48,83 Kč	3 144,33 Kč
poruchy KV	32,36 Kč	2 083,66 Kč
bežné opravy VV	5 479,02 Kč	1 563,66 Kč
poruchy VV	2 423,84 Kč	691,74 Kč
orezávanie VV	1 426,05 Kč	406,98 Kč
SPOLU:	9 410,10 Kč	7 890,37 Kč

Z tabuľky 5.3 je zrejmé, že finančná úspora nahradeného vedenia oproti pôvodnému vedeniu pri poruchách a bežných opravách na vedení je 16%. Grafické porovnanie jednotlivých nákladov na opravy a poruchy vedenia je znázornené na Obr. 5.3.



Obr. 5.3: Finančná náročnosť (na bežné opravy a poruchy) pôvodného a nahradeného vedenia v Telniciach prepočítaná na 1 rok prevádzky.

Celkovú úsporu nákladov na vedenie v obci Telnice pred rekonštrukciou a po nej je možné vypočítať z časovej náročnosti na údržbu (Tab 5.2) a z finančnej náročnosti na poruchy a opravy vedenia (Tab 5.3). Keďže časová náročnosť je vyjadrená v počte hodín, je potrebné prepočítať jednotlivé položky podľa hodinovej sadzby distribútora elektrickej

energie E.ON. Po prepočte jednotlivých položiek podľa hodinovej sadzby a následnom pripočítaní čiastky k výsledným finančným náročnostiam pre pôvodné a nahradené vedenie vzniknú údaje v Tab. 5.4:

Tab. 5.4: Celková finančná náročnosť na prevádzku a údržbu vedenia v obci Telnice po rekonštrukcii.

náklady na pôvodné vedenie: 15 322,1 Kč
 náklady na nahradené vedenie: 11 714,4 Kč

Percentuálna úspora ročných nákladov sa potom vypočíta ako:

$$\left(1 - \frac{\textit{nahradené vedenie}}{\textit{pôvodné vedenie}}\right) \cdot 100 = \left(1 - \frac{11\,714,4}{15\,322,1}\right) \cdot 100 = 23,55\% \quad (5.8)$$

Z výpočtu je zrejmé, že úspora ročných nákladov na prevádzku a údržbu vedenia je po obnove v obci Telnice 23,55% aj napriek tomu, že po rekonštrukcii je výsledná dĺžka vedenia väčšia. Väčšiu dĺžku vedenia zapríčiňuje to, že KV oproti VV v obci nie je možné budovať priamočiaro. Dôvodom sú prekážky v podobe vozovky, chodníkov a energetických sietí. Taktiež na dĺžku vedenia vplýva spôsob, akým je KV rozvetvené (napr. smyčková, lúčová alebo hrebeňová sieť).

5.2 Náklady na prevádzku vonkajšieho a káblového vedenia NN distribučnej spoločnosti E.ON v Českej republike

Z tabuľky 5.5 je zrejmé, že v súčasnosti na území ČR, u distribútora elektriny E.ON na napäťovej hladine NN prevláda dĺžka káblového vedenia oproti vonkajšiemu.

Tab. 5.5: Dĺžka KV a VV na hladine NN distribútora elektrickej energie E.ON na území ČR v roku 2016.

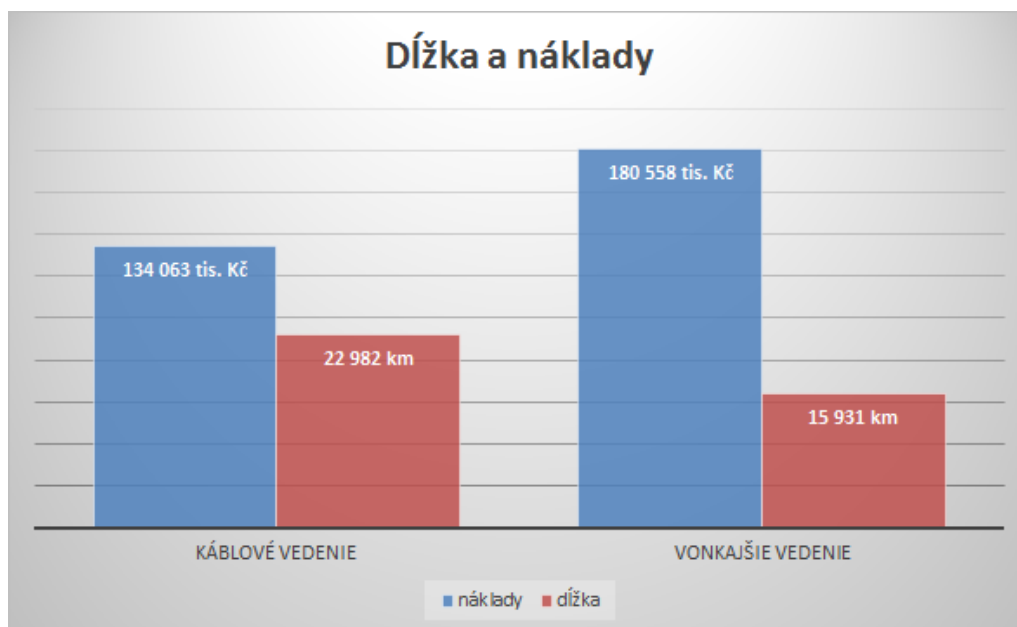
káblové vedenie (KV)		vonkajšie vedenie (VV)	
technológia:	dĺžka (km):	technológia:	dĺžka (km):
hliník (Al)	22 474	hliník (Al)	8 680
meď (Cu)	280	meď (Cu)	216
olejová izolácia	214	izolované VV	7 031
neurčená:	14	neurčená	4
SPOLU:	22 982	SPOLU:	15 931

Z hľadiska nákladov (poruchy, opravy, KV - vytyčovanie, VV - orezávanie a izolácia) už túto dominantnú úlohu nezastupuje káblové vedenie, ale vonkajšie (Tab. 5.6).

Tab. 5.6: Porovnanie dĺžok a nákladov na KV a VV na hladine NN distribútora E.ON v ČR.

	dĺžka (km):	pomer dĺžky	náklady (Kč):	pomer nákladov
KV	22 982	59,1%	134 063 199 Kč	42,6%
VV	15 931	40,9%	180 557 893 Kč	57,4%
SPOLU:	38 913	100%	314 621 091 Kč	100%

Napriek vyššiemu podielu káblového vedenia je pre distribútora elektrickej energie finančne viac náročné udržiavať v prevádzke vonkajšie vedenie, ktoré zastupuje podstatne menšiu časť (Obr. 5.4).



Obr. 5.4: Grafické porovnanie dĺžok a nákladov na KV a VV na napäťovej hladine NN distribútora E.ON v ČR.

Aj táto skutočnosť je dôvodom obnovy vonkajších vedení do káblových.

5.3 Porovnanie vonkajšieho a káblového elektrického vedenia, ich výhody a nevýhody

Voľba vonkajšieho alebo káblového vedenia je dlhodobou veľmi diskutovanou otázkou v prípade výstavby nového alebo rekonštrukcie existujúceho vedenia. Každý druh má svoje výhody a nevýhody.

V prípade VV sú náklady na jeho výstavbu menšie, ako na výstavbu KV. Je to spôsobené predovšetkým tým, že VV je vedené vzduchom a na uchytenie lán je potrebné postaviť stožiare v určitých intervaloch. Oproti tomu v prípade výstavby KV je potrebné vykopať každý meter pôdy, v ktorej bude uložený kábel. To je veľakrát dosť problematické práve kvôli tomu, že v zemi sa nachádza množstvo prekážok, ktoré bránia takémuto výkopu. Môže to byť napríklad dôležitá pozemná komunikácia, kanalizácia, vodovod, plynovod alebo tvrdá hornina. V týchto podmienkach je pre realizátora stavby výstavba káblového vedenia veľmi nákladná.

Pri porovnaní VV a KV je nevyhnutné zohľadniť aj cenu samotného materiálu lana alebo kábla. Cena lana určeného pre vonkajšie vedenie je na 1km dĺžky oveľa nižšia, ako cena kábla. Dôvodom tohto rozdielu je predovšetkým prítomnosť izolácie a tienenia káblového vedenia. Okrem toho má na cenu vedenia vplyv aj materiál, z ktorého je vodič vyrobený.

Napriek tomu, že cena káblového vedenia je značne vyššia ako cena vonkajšieho, má káblové vedenie aj svoje výhody. Patria medzi ne nižšie prevádzkové náklady (spôsobené hlavne menšou časovou náročnosťou na údržbu - viď príklad z kapitoly 5.1.2), absencia porúch ktoré sú spôsobené poveternostnými podmienkami a vyššia prenosová schopnosť. Káblové vedenie, keďže je umiestnené v zemi, je chránené proti vetru, priamemu úderu blesku a námraze, čo má vplyv aj na spoľahlivosť dodávky elektrickej energie.

V dnešnej dobe veľmi diskutovaná bezpečnosť osôb a zvierat sa medzi prevádzkovaním VV a KV tiež líši. Zatiaľ čo vonkajšie vedenie vo väčšine prípadov nie je izolované, v prípade jeho poškodenia (alebo poškodenia konštrukcie stožiarov) hrozí pád živých častí na zem, čo má za následok ohrozenie zdravia alebo životov. Pri VV býva veľakrát usmrčované vtáctvo (najviac pri napäťovej hladine VN), ktoré sa hlavne pri migrácii vo veľkých množstvách usídľuje na vonkajšom vedení a jeho stožiaroch.

5.4 Vhodnosť investícií do distribučnej sústavy

Vyvolanie investície do distribučnej sústavy nemusí byť vždy iniciované jej prevádzkovateľom. Vo veľa prípadoch sú to práve iné okolnosti, ktoré podnecujú stavebný zámer, alebo vyvolávajú inšpiráciu pre modernizáciu vedenia. Jednou z možností môže byť napríklad rekonštrukcia pozemnej komunikácie, vytvorenie kanalizácie alebo obnova ur-

čitej stavby v obci. V obci je nielen z ekonomických ale aj hospodárnych dôvodov výhodnejšie, ak sa pri väčšej rekonštrukcii myslí zároveň aj na obnovu vedenia elektrickej energie. Práve táto skutočnosť môže zásadne vplývať na celkovú veľkosť investičných nákladov do ES.

Z finančného hľadiska je menej náročné, ak napríklad uloženie vedenia pod pozemnou komunikáciou je realizované v čase, keď prebieha rekonštrukcia jej podložia. Je to zapríčinené istou výškou nákladov na odstránenie asfaltového koberca, zámkovej dlažby alebo iného druhu vozovky, prípadne chodníka. Obnova elektrického vedenia v obci ako súčasť inej stavby je výhodná aj z dlhodobého hľadiska. Ak by prebehla napríklad rekonštrukcia námestia v obci a po tejto rekonštrukcii by bolo potrebné obnoviť elektrické káblové vedenie na rovnakom mieste ako je námestie, znamenalo by to oveľa vyššie náklady na realizáciu danej stavby. Spoločnosti, ktoré realizujú v obciach rekonštrukciu pozemných komunikácií tiež dávajú na tieto stavby dlhoročnú záruku. Tá by v prípade zásahu distribútora elektrickej energie za účelom obnovy vedenia bola porušená, čo by znamenalo ďalšie navýšenie nákladov na stavbu.

Z hospodárneho a sociálneho hľadiska je pre obec alebo mesto výhodnejšie, ak sa počas jednej uzávierky/odstavky pri rekonštrukcii naplní viac stavebných zámerov, ako keby sa mal každý stavebný projekt realizovať zvlášť.

6 ZÁVER

Je potrebné si uvedomiť, že problematika investovania do distribučnej sústavy v ČR sa netýka malého počtu osôb, ale pokrýva tisícky až milióny ľudí a z toho dôvodu je veľmi dôležitou témou. Zaoberá sa nielen investíciou do novej siete, ale aj modernizáciou už existujúcej siete za účelom zlepšenia kvality alebo zvýšenia dodávky elektriny. Túto spoločnú myšlienku by mal s distribučnými spoločnosťami zdieľať aj ERÚ a svojimi regulačnými podmienkami by mal tiež prispievať k modernizácii a k rozvoju celej elektrizačnej sústavy. Práca má za úlohu objasniť faktory, ktoré vplývajú na ekonomickú situáciu elektrických sietí.

Jedným z dôležitých faktorov je aj spôsob vedenia, ktorým je zabezpečovaný transport elektrickej energie. Obnova vedenia v obci Telnice je názorným príkladom, ako sa distribútor elektrickej energie snaží zvyšovať efektivitu poskytovaných služieb. Obnova v obci Telnice bola realizovaná hlavne za účelom obnovenia zastaraného vedenia. O tom, či táto stavba je pre distribútora elektrickej energie a predovšetkým pre spoločnosť výhodná, pojednáva práve táto práca.

Pre dokázanie výhodnosti stavby ako celku bolo potrebné posúdiť jej finančnú náročnosť pred realizovaním obnovenia a po ňom. Práve tento faktor, ktorý porovnáva stav „pred“ a „po“, je kľúčovým pre určenie toho, či realizovaná stavba bola výhodná. V prípade obnovy vedenia v obci Telnice sa práve stav pred realizáciou a po nej z hľadiska prevádzkových nákladov líši. Zatiaľ čo pred obnovou sa pohybovali ročné náklady na prevádzku vedenia okolo 15 322 Kč, po nej je to už len 11 714 Kč ročne (Tab. 5.4). Tento pokles o 23,5% je spôsobený najmä zmenou technológie z vonkajšieho vedenia do káblového. Zaujímavým faktom je pokles prevádzkových nákladov aj napriek tomu, že výsledná dĺžka vedenia po obnove je vyššia ako pred ňou. Zatiaľ čo realizácia káblového vedenia je značne viac nákladná ako stavba vonkajšieho vedenia, o nákladoch na prevádzku sa to povedať nedá, tie sú na tom opačne. Práve táto skutočnosť patrí medzi základné ukazovatele efektívnosti investície do distribučnej sústavy. Z obnovy vedenia v Telniciach vyplýva, že investícia do káblového vedenia je z dlhodobého hľadiska výhodnejšia, ako do vonkajšieho.

Ďalším dôkazom, že výstavba káblového vedenia je viac ekonomicky výhodná je okrem stavby v Telniciach aj celková štatistika VV a KV v Českej republike, ktoré spadajú pod distribútora E.ON. Z celkových 38 913 Km je takmer 60% vedenia realizovaných v podobe kábla, zvyšných približne 40% má vonkajší charakter. Z hľadiska nákladov je výsledok opačný. Vonkajšie vedenie, aj napriek tomu že je minoritne zastúpené, má až 57% podiel na nákladoch pre prevádzku distribučnej siete E.ON v ČR. Tento fakt znovu potvrdzuje to, že ak chce distribútor elektriny znižovať náklady na prevádzku siete a tým svoju činnosť na trhu zefektívniť, obnova vonkajšieho vedenia do káblového je tým správnym krokom.

Ekonomická stránka nie je jediným faktorom, na základe ktorého sa posudzuje vhodnosť umiestnenia vedenia. Zohľadňuje sa tiež prirodzený vývoj spoločnosti, estetickosť, bezpečnosť pre osoby a zvieratá a v neposlednom rade spoľahlivosť dodávky elektrickej energie. Prirodzeným vývojom spoločnosti a technológií môžeme rozumieť inteligentné smart grid siete, v ktorých bude možnosť dodávky elektrickej energie aj od zákazníkov. Elektrizácia sústava na túto technológiu v súčasnosti nie je stavaná hlavne z kapacitných dôvodov. Káblové vedenie má oveľa vyššiu prenosovú schopnosť ako vonkajšie, preto do budúcnosti má väčší zmysel výstavba káblových vedení ako vonkajších. Vedenie umiestnené v zemi je tiež oveľa bezpečnejšie ako vonkajšie. Nehrozí pri ňom pád živých častí na zem a tým ohrozenie osôb alebo majetku. Rovnako aj vplyv poveternostných podmienok (námraza, vietor, búrka, blesk) je v prípade kábla zanedbateľný. Tiež nijako nenaruša architektúru miest, neničí vzhľad krajiny, neohrozuje vtáctvo a všetkými týmito výhodami len zvyšuje spoľahlivosť dodávky elektrickej energie.

LITERATÚRA

- [1] WINTEROVÁ, Radka. *Obchod s elektřinou – možnosti koncového zákazníka*. 2014. Bakalářská práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií. Vedoucí práce Jan Macháček.
- [2] *Skupina ČEZ: Otázky a odpovědi* [online]. In: . [cit. 2017-05-17]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/o-spolecnosti/public-affairs/otazky-a-odpovedi.html>
- [3] KUBÍN, Miroslav. *Energetika: perspektivy - strategie - inovace v kontextu evropského vývoje*. Brno: Jihomoravská energetika, 2002. ISBN 8023905872.
- [4] IBLER, Zdeněk. *Technický průvodce energetika*. Praha: BEN - technická literatura, 2002. ISBN 8073000261.
- [5] KHATIB, Hisham. *Economic evaluation of projects in the electricity supply industry*. [New ed.]. London: Institution of Electrical Engineers, 2003. IEE power and energy series, 44. ISBN 9780863413049.
- [6] GULDANOVÁ, Andrea. *Hypotékárne bankovníctvo v SR*. Bankovní institut vysoká škola Praha, 2009, 59 s. Dostupné také z: https://is.bivs.cz/th/9709/bisk_b/. Bakalářská práce. Vedoucí práce Ing. Jaroslav Belás, Ph.D.
- [7] MUNASINGHE, Mohan. *The economics of power system reliability and planning: theory and case study*. Baltimore: Johns Hopkins, 1985. ISBN 0801822769.
- [8] MÉSZÁROS, Alexander. Oceňovanie strát elektriny. *Elektroenergetika*. Košice: Technická univerzita v Košiciach, 2010, (7), 9-14. ISSN 1337-6756. Dostupné také z: <http://jeen.fe.i.tuke.sk/jeen/index.php/jeen/article/view/186/165>
- [9] MACHÁČEK, Jan a Michal PTÁČEK. *Ekonomika a ekologie v elektroenergetice*. Brno, 2014. Skriptá.
- [10] LUKÁČOVÁ, Zuzana. *Porovnanie slovenského a českého energetického trhu: časť 1/2* [online]. In: . Bratislava: energy analytics, 2014, s. 106 [cit. 2017-04-16]. Dostupné z: <http://www.energyanalytics.sk/wp-content/uploads/2016/12/EA-trh-SRCR-porovnanie-2014-part1.pdf>
- [11] *Národní zpráva České republiky o elektroenergetice a plynárenství za rok 2007* [online]. In: . Energetický regulační úřad, 2008 [cit. 2017-05-18]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/-/narodni-zpra-5>

- [12] WEBERSCHINKE, Jiří. *Vývoj a limity energetické politiky České republiky po roce 1996*. Brno, 2010. Bakalářská práce. Masarykova univerzita, Fakulta sociálních studií, Katedra mezinárodních vztahů a evropských studií. Vedoucí práce Mgr. Filip Černoch.
- [13] LUKÁČOVÁ, Zuzana. *Porovnanie slovenského a českého energetického trhu: časť 2/2* [online]. In: . Bratislava: energy analytics, 2014, s. 99 [cit. 2017-04-16]. Dostupné z: <http://www.energyanalytics.sk/wp-content/uploads/2016/12/EA-trh-SRCR-porovnanie-2014-part2.pdf>
- [14] *Trh s elektřinou: úvod do liberalizované energetiky*. Vydání druhé, aktualizované. Praha: Asociace energetických manažerů, 2016, 548 s. ISBN 978-80-260-9212-4.
- [15] KOLCUN, Michal, Ľubomír BEŇA a Alexander MÉSZÁROS. *Optimalizácia prevádzky elektrizačnej sústavy*. Technická univerzita v Košiciach, 2009, 265 s. ISBN 978-80-553-0323-9.
- [16] *Energetický regulační VĚSTNÍK: Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 7/2016*. Praha: Energetický regulační úřad, 2016, 84 s. Dostupné také z: <https://www.eru.cz/-/cenove-rozhodnuti-c-7-2016>
- [17] *Řád preventivní údržby pro provozovaná elektrická zařízení: Prováděcí pokyn společnosti E.ON Servisní, s.r.o.* 2012, 11 s.