



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

POŘIZOVACÍ A PROVOZNÍ NÁKLADY (EFEKTIVNOST) RŮZNÝCH TYPŮ VEDENÍ VN

THE ACQUISITION AND OPERATING COSTS (EFFICIENCY) OF DIFFERENT TYPES OF HV LINES

DIPLOMOVÁ PRÁCE

MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE

AUTHOR

Bc. Tomáš Veselý

VEDOUCÍ PRÁCE

SUPERVISOR

Ing. Lukáš Radil, Ph.D.

BRNO 2018

Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Tomáš Veselý

ID: 161649

Ročník: 2

Akademický rok: 2017/18

NÁZEV TÉMATU:

Požizovací a provozní náklady (efektivnost) různých typů vedení VN

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Principy regulace cen v elektroenergetice vzhledem k ERÚ
2. Metodika stanovení ceny za zajištění distribuce a její vliv na hodnocení efektivnosti investic
3. Rozbor investičních a provozních nákladů venkovních a kabelových vedení z hlediska regulace
4. Závěrečné zhodnocení dosažených výsledků

DOPORUČENÁ LITERATURA:

Literatura je stanovena dle pokynů vedoucího práce.

Termín zadání: 5.2.2018

Termín odevzdání: 21.5.2018

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

Konzultant:

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

UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové 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.

Bibliografická citace práce:

VESELÝ, T. Pořizovací a provozní náklady (efektivnost) různých typů vedení VN. Diplomová práce. Brno: Ústav elektroenergetiky FEKT VUT v Brně, 2018, 71 stran.

„Prohlašuji, že svou diplomovou práci na téma *„Pořizovací a provozní náklady (efektivnost) různých typů vedení VN“* jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího diplomové práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené diplomové práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této diplomové práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a jsem si 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.“

V Brně dne: 21. 05 2018

.....

Poděkování

Na tomto místě bych rád poděkoval vedoucímu diplomové práce panu Ing. Lukáši Radilovi Ph.D. za ochotu a věcné připomínky k práci. Poděkování také patří panu Ing. Michalu Gaborčíkovi za pravidelné konzultace a praktické zkušenosti, které mi předával při tvorbě této práce. Dále bych chtěl poděkovat panu Ing. Pavlu Vybíralovi za odborný úvod do problematiky a za připomínky k této práci.

V neposlední řadě patří velké díky rodičům a přítelkyni Bc. Žanetě Flöhslarové za morální podporu při psaní diplomové práce i za celou dobu studia.

ABSTRAKT

Diplomová práce se zabývá hodnocením efektivnosti investic různých typů vedení vysokého napětí z hlediska pořizovacích a provozních nákladů.

V práci je popsána problematika regulovaného prostředí v oblasti elektroenergetiky, rozbor stanovení ceny za zajištění distribuce a návaznost pořizovacích a provozních nákladů na povolené výnosy provozovatele distribuční společnosti

Následně je zpracován rozbor provozních a pořizovacích nákladů venkovního i kabelového vedení. Jednotlivé položky provozních nákladů jsou určeny buď roční ztracenou energií vztaženou na jednotku délky, roční hodinovou náročností práce nebo ročním nákladem vztaženým na jednotku délky.

Dalším bodem je zhodnocení efektivnosti investice pro dvě různá modelová vedení, tzn. vyhodnocení investičních a provozních nákladů, povolených výnosů z investice a ekonomické zhodnocení.

Závěrem práce je porovnání obou typů vedení, jak z hlediska investičních a provozních nákladů, tak z hlediska ekonomického.

KLÍČOVÁ SLOVA: venkovní vedení VN; kabelové vedení VN; provozní náklady; OPEX; pořizovací náklady; CAPEX; efektivnost investice

ABSTRACT

The master's thesis deals with the evaluation of the efficiency of investment of various types of high voltage lines in terms of capital expenditures and operating expenses.

The thesis describes the issue of the regulated environment in the field of electricity, the analysis of the pricing for ensuring the distribution of electricity and the analysis of the capital expenditures and operating expenses of the authorized returns of the distribution company operator.

Subsequently, an analysis of the capital expenditures and operating expenses of the overhead and cable lines is processed. The particular components of the operating costs are determined either by annual energy loss per unit of length, an annual hourly labor demand, or an annual cost per unit of length.

Another point is the evaluation of the investment efficiency for two different model lines, evaluation of capital expenditures and operating expenses, allowed investment returns and economic evaluation.

The conclusion of this pursuit is the comparison of both types of lines, both with the view of capital expenditures and operating expenses, as well as with the view of economic appreciation.

KEY WORDS: HV overhead lines; HV cable lines; operating expenses; OPEX; capital expenditures; CAPEX; effectiveness of investment

OBSAH

SEZNAM OBRÁZKŮ.....	8
SEZNAM TABULEK	9
SEZNAM ZKRATEK.....	10
1 ÚVOD	11
2 REGULACE V ELEKTROENERGETICE	12
2.1 VÝVOJ ELEKTŘINY A ROZVOJ ENERGETIKY	12
2.2 VZNIK REGULOVANÉHO PROSTŘEDÍ.....	13
2.3 LIBERALIZACE V ČR A JEJÍ DŮSLEDKY	14
2.4 REGULACE SPOLEČNOSTÍ.....	18
2.4.1 REGULACE MÍRY VÝNOSNOSTI (RATE OF RETURN)	18
2.4.2 METODA CENOVÝCH LIMITŮ (PRICE CAP)	19
2.4.3 METODA VÝNOSOVÝCH LIMITŮ (REVENUE CAP)	19
3 STANOVENÍ CENY ZA ZAJIŠTĚNÍ DISTRIBUCE	20
3.1 JEDNOTKOVÁ CENA ZA ROČNÍ REZERVOVANOU KAPACITU	20
3.2 UPRAVENÉ POVOLENÉ VÝNOSY	21
3.3 POVOLENÉ VÝNOSY.....	21
3.3.1 POVOLENÉ NÁKLADY	22
3.3.2 POVOLENÉ ODPISY	23
3.3.3 ZISK	23
3.3.4 REGULAČNÍ BÁZE AKTIV	24
3.3.5 FAKTOR TRHU	25
3.3.6 OSTATNÍ VÝNOSY PROVOZOVATELE	25
3.3.7 FAKTOR KVALITY	25
4 HODNOCENÍ EFEKTIVNOSTI INVESTIC	30
4.1 METODA PRŮMĚRNÝCH ROČNÍCH NÁKLADŮ	31
4.2 METODA DISKONTOVANÝCH NÁKLADŮ	31
4.3 METODA ČISTÉ SOUČASNÉ HODNOTY.....	31
4.4 INDEX ZISKOVOSTI.....	32
4.5 METODA VNITŘNÍHO VÝNOSOVÉHO PROCENTA	32
4.6 METODA PRŮMĚRNÉ VÝNOSNOSTI	33
4.7 METODA DOBY NÁVRATNOSTI	33
4.8 APLIKACE V ELEKTROENERGETICE	33
5 PROVOZNÍ A INVESTIČNÍ NÁKLADY VEDENÍ VN	35
5.1 PROVOZNÍ NÁKLADY (OPEX)	35
5.1.1 NÁKLADY NA ZTRÁTY	36
5.1.2 NÁKLADY NA ŘÁD PREVENTIVNÍ ÚDRŽBY (DÁLE ŘPÚ)	38
5.1.3 NÁKLADY NA PORUCHOVOST	39
5.1.4 NÁKLADY NA BĚŽNÉ OPRAVY	40

5.1.5 NÁKLADY NA ODSTRAŇOVÁNÍ A OKLEŠŤOVÁNÍ STROMOVÍ	42
5.1.6 NÁKLADY NA VYTYČOVÁNÍ KABELOVÝCH VEDENÍ ULOŽENÝCH V ZEMI.....	44
5.1.7 OSTATNÍ NÁKLADY	45
5.2 INVESTIČNÍ NÁKLADY	46
5.2.1 ZÁKLADNÍ NÁKLADY	46
5.2.2 VEDLEJŠÍ NÁKLADY	47
5.2.3 KOEFICIENTNÍ NÁKLADY	47
5.3 ROZLIŠENÍ MEZI OPEX A CAPEX	48
6 HODNOCENÍ EFEKTIVNOSTI INVESTICE KONKRÉTNÍHO INVESTIČNÍHO ZÁMĚRU..	49
6.1 STAVBA A.....	49
6.1.1 PROVOZNÍ NÁKLADY STAVBY A.....	49
6.1.2 INVESTIČNÍ NÁKLADY STAVBY A	51
6.1.3 POVOLENÉ VÝNOSY ZE STAVBY A.....	53
6.1.4 ČISTÁ SOUČASNÁ HODNOTA (NPV) STAVBY A	54
6.1.5 VNITŘNÍ VÝNOSOVÉ PROCENTO (IRR) STAVBY A.....	56
6.2 STAVBA B.....	56
6.2.1 PROVOZNÍ NÁKLADY STAVBY B	56
6.2.2 INVESTIČNÍ NÁKLADY STAVBY B	58
6.2.3 POVOLENÉ VÝNOSY ZE STAVBY B	60
6.2.4 ČISTÁ SOUČASNÁ HODNOTA (NPV) STAVBY B	61
6.2.5 VNITŘNÍ VÝNOSOVÉ PROCENTO (IRR) STAVBY B	61
7 ZÁVĚREČNÉ ZHODNOCENÍ DOSAŽENÝCH VÝSLEDKŮ.....	62
7.1 POROVNÁNÍ OPEX A CAPEX MODELOVÝCH STAVEB	62
7.2 VYHODNOCENÍ POVOLENÝCH VÝNOSŮ	63
7.3 POROVNÁNÍ NPV A IRR.....	63
8 ZÁVĚR.....	65
POUŽITÁ LITERATURA	67
SEZNAM PŘÍLOH.....	70

SEZNAM OBRÁZKŮ

<i>Obr. 1 – Rozdělení ČR na jednotlivé REAS (do roku 2005) [15]</i>	14
<i>Obr. 2 – Rozdělení ČR po roce 2005 [15]</i>	15
<i>Obr. 3 – Podíl jednotlivých složek ceny elektřiny pro domácnosti pro rok 2017 [vlastní zpracování]</i>	16
<i>Obr. 4 – Podíl jednotlivých složek ceny elektřiny pro malé podnikatele pro rok 2017 [vlastní zpracování]</i>	17
<i>Obr. 5 – Počet změn dodavatele v letech 2004-2017 [vlastní zpracování]</i>	18
<i>Obr. 6 – Přehled jednotlivých ukazatelů pro všechny DS v letech 2008-2016 [8]</i>	27
<i>Obr. 7 - Princip motivační regulace kvality [2]</i>	27
<i>Obr. 8 - Schéma motivační regulace kvality společnosti E.ON – ukazatel SAIFI [24]</i>	28
<i>Obr. 9 - Schéma motivační regulace kvality společnosti E.ON – ukazatel SAIDI [24]</i>	29
<i>Obr. 10 – Procentuální zastoupení délek venkovních vedení [vlastní zpracování]</i>	43
<i>Obr. 11 – Procentuální zastoupení prořezávané plochy pod venkovními vedeními na jednotlivých napětových hladinách [vlastní zpracování]</i>	44
<i>Obr. 12 – Přehled délek kabelových vedení na jednotlivých napětových hladinách [vlastní zpracování]</i>	45
<i>Obr. 13 – Vývoj kumulovaného diskontovaného cash flow v čase [vlastní zpracování]</i>	55
<i>Obr. 14 – Vývoj kumulovaného diskontovaného cash flow v čase [vlastní zpracování]</i>	61
<i>Obr. 15 – Porovnání provozních nákladů kabelového a venkovního vedení [vlastní zpracování]</i>	62
<i>Obr. 16 – Porovnání měrných investičních nákladů kabelového a venkovního vedení [vlastní zpracování]</i>	63

SEZNAM TABULEK

<i>Tab. 1 – Postupné otevírání trhu pro výrobce [vlastní zpracování]</i>	15
<i>Tab. 2 – Postupné otevírání trhu pro spotřebitele [vlastní zpracování]</i>	16
<i>Tab. 3 – Počet změn dodavatele pro jednotlivé hladiny napětí v letech 2004-2017 [vlastní zpracování]</i>	17
<i>Tab. 4 – Hodnoty ukazatelů nepřetržitosti dodávky za rok 2016 [8]</i>	26
<i>Tab. 5 – Přehled délek venkovních vedení na jednotlivých napěťových hladinách [vlastní zpracování]</i>	43
<i>Tab. 6 – Přehled roční prořezávané plochy pod venkovním vedením na jednotlivých napěťových hladinách [vlastní zpracování]</i>	43
<i>Tab. 7 – Přehled délek kabelových vedení na jednotlivých napěťových hladinách [vlastní zpracování]</i>	45
<i>Tab. 8 – Přibližné počty smluv budoucích na věčné břemeno [vlastní zpracování]</i>	47
<i>Tab. 9 – Doporučené hodnoty pro stanovení společných nákladů stavby [vlastní zpracování]</i> ...	47
<i>Tab. 10 – Přibližné hodnoty pro stanovení koeficientních nákladů [vlastní zpracování]</i>	48
<i>Tab. 11 – Celkové provozní náklady modelového kabelového vedení [vlastní zpracování]</i>	50
<i>Tab. 12 – Přehled základních nákladů stavby A [vlastní zpracování]</i>	51
<i>Tab. 13 -Přehled nákladu na projektovou dokumentaci stavby A [vlastní zpracování]</i>	51
<i>Tab. 14 – Přehled společných nákladů stavby A [vlastní zpracování]</i>	52
<i>Tab. 15 – Přehled koeficientních nákladů stavby A [vlastní zpracování]</i>	52
<i>Tab. 16 – Celkové provozní náklady modelového kabelového vedení [vlastní zpracování]</i>	57
<i>Tab. 17 – Přehled základních nákladů stavby B [vlastní zpracování]</i>	58
<i>Tab. 18 -Přehled nákladu na projektovou dokumentaci stavby B [vlastní zpracování]</i>	58
<i>Tab. 19 – Přehled společných nákladů stavby B [vlastní zpracování]</i>	59
<i>Tab. 20 – Přehled koeficientních nákladů stavby B [vlastní zpracování]</i>	59
<i>Tab. 21 – Měrné náklady jednotlivých vedení [vlastní zpracování]</i>	62
<i>Tab. 22 – Porovnání povolených výnosů v prvním a posledním roce ekonomické životnosti investice [vlastní zpracování]</i>	63
<i>Tab. 23 – Přehled NPV a IRR jednotlivých modelových vedení</i>	64

SEZNAM ZKRATEK

- AC ... Metoda průměrných ročních nákladů (Annual cost)
- ARR ... Metoda průměrné výnosnosti (Average rate of return)
- BOZP ... Bezpečnost a ochrana zdraví pracovníků
- CAPEX ... Investiční náklady (Capital expenditures)
- ČEPS ... Česká energetická přenosová společnost
- ČR ... Česká Republika
- DC ... Metoda diskontovaných nákladů (Discounted cost)
- DS ... Distribuční soustava
- EPE ... Energetická politika pro Evropu
- ERÚ ... Energetický regulační úřad
- ES ... Elektrizace soustava
- IRR ... Vnitřní výnosové procento (Internal rate of return)
- NN ... Nízké napětí
- NPV ... Čistá současná hodnota (Net present value)
- OPEX ... Provozní náklady (Operating expense)
- OTE ... Operátor trhu s energiemi
- PB ... Metoda doby návratnosti (Payback period)
- PD ... Projektová dokumentace
- PI ... Index ziskovosti (Profitability index)
- PPN ... Práce pod napětím
- REAS ... Regionální energetická akciová společnost
- ŘPÚ ... Řád preventivní údržby
- SAIDI ... System Average Interruption Duration Index
- SAIFI ... System Average Interruption Frequency Index
- TOMS ... Technický informační systém (Technical operational and maintenance system)
- VN ... Vysoké napětí
- VVN ... Velmi vysoké napětí

1 ÚVOD

Elektroenergetika v ČR se v současné době nachází v státem regulovaném prostředí. Z tohoto důvodu jsou výnosy distribučních společností ovlivněny výší regulované ceny za zajištění distribuce elektrické energie. Do povolených výnosů distribučních společností se mimo jiné promítnou jak investiční náklady na výstavbu vedení, tak i náklady spojené s jejich provozem.

Tato práce bude zaměřena na stanovení provozních a pořizovacích nákladů venkovních a kabelových vedení VN a jejich význam při hodnocení efektivnosti dané investice. Stanovení pořizovacích a provozních nákladů obou typů vedení a vyhodnocení efektivnosti investic bude provedeno pro dvě modelové stavby, přičemž jeden projekt bude řešit kabelové vedení a druhý venkovní vedení. Na základě dosažených výsledků budou porovnány jednotlivé technologie z hlediska provozních a pořizovacích nákladů vztažených na jednotkovou délku, bude proveden výpočet povolených výnosů společnosti a na závěr bude efektivnost investice do obou modelových projektů vyhodnocena dvěma ekonomickými metodami, a to metodou čisté současné hodnoty a metodou vnitřního výnosového procenta. Cílem této práce je stanovení pořizovacích a provozních nákladů a jejich propojení na povolené výnosy společnosti a na hodnocení ekonomické efektivnosti investice.

2 REGULACE V ELEKTROENERGETICE

Elektroenergetika se už od prvopočátku vyvíjela určitým směrem. Nejdříve byl tok energie od jednoho výrobce elektrické energie k jednomu spotřebiteli. S rozvojem soustav se objevovaly určité výhody, ale také nevýhody. Převládá názor, že přenos a distribuce elektrické energie by měly být brány jako veřejná služba, což znamená, že elektřinu může odebírat jakýkoliv uživatel v libovolném množství, pokud se jasně neprokáže, že by bylo takovéto připojení nerentabilní. Také by tyto systémy měly být brány jako přirozené monopoly, což znamená, že celá oblast přenosu by měla být spravována pouze jednou společností a distribuce na daném území bude budována a obhospodařována také jenom jednou společností. Vzniká zde i potřeba regulace cen, aby nenastala taková situace, že by jediný provozovatel přenosové soustavy, která zásobuje celou republiku elektrickou energií, stanovil za své služby takové ceny, že by si využití těchto služeb mohlo dovolit jen malé procento spotřebitelů.

2.1 Vývoj elektřiny a rozvoj energetiky

Poprvé se slovo elektřina objevilo ve starověkém Řecku. V 6. století př. n. l. objevil Thalés z Milétu silové účinky statického náboje, když třel jantar (řecky „elektron“) vlněnou látkou [10]. Nicméně rozvoj elektřiny nastal až v 19. století n. l. po objevení prvního zdroje stálého elektrického proudu, a to Voltova sloupu, což byla první chemická baterie. V roce 1865 zveřejnil J. C. Maxwell Dynamickou teorii elektromagnetického pole, v níž pouhými čtyřmi rovnicemi (Maxwellovými rovnicemi) popsal dosud známé zákonitosti chování v elektromagnetickém poli, ale také položil základy dalším objevům v této oblasti [11]. Koncem 19. a začátkem 20. století n. l. vznikaly první elektrárny, které byly poháněny buď parním strojem, anebo vodním kolem [12].

Nejprve se první elektrárny propojovaly s konkrétními spotřebiteli (městské veřejné osvětlení, později rotační stroje v průmyslu) vlastní distribuční sítí. Postupně se síť zvětšovaly, do jedné soustavy se začaly připojovat další zdroje a vznikaly regionální přirozené monopoly, které bylo zapotřebí regulovat. Pro docílení vyšší efektivity sítí se začaly soustavy propojovat a platilo pravidlo, že platba za elektřinu se uskutečňovala mezi dvěma soustavami, nikoliv mezi soustavou a zákazníkem druhé soustavy. S postupem času začal převládat názor, že za přirozený monopol lze považovat jen přenos elektrické energie. Tato myšlenka zabezpečovala nezávislost výrobců elektrické energie na přepravní síti a umožňovala spotřebitelům odebírat elektřinu od kteréhokoliv dodavatele. Na druhou stranu bylo zapotřebí jasně určit kdo, komu a kolik elektrické energie dodává. Navíc je nutností zajistit, aby jakýkoliv odběr nebo dodávka jednoho zákazníka neomezovaly odběr nebo dodávku jiného zákazníka [13].

Elektřina má jednu důležitou specifickou vlastnost a tou je okamžitá reakce na změnu výroby či spotřeby. Elektrická energie musí být vyrobena v okamžiku, kdy je spotřebována. Pokud by došlo k nerovnováze výroby a spotřeby, zhoršily by se kvalitativní parametry elektrické energie (převážně frekvence) a mohlo by dojít ke kolapsu soustavy. Jelikož připojení, odpojení nebo výpadek jednoho prvku znamená změnu parametrů v celé soustavě, je potřeba složitého dispečerského řízení, jehož úkolem je provádění operací, aby byla mimo jiné zachována rovnováha mezi výrobou a spotřebou elektrické energie. Výhodnost elektřiny oproti ostatním energiím spočívá v tom, že spotřebitel může ze sítě elektřinu čerpat nezávisle a přesně podle svých potřeb. Do sítí jsou připojeny miliony odběratelů a jejich odběr nelze z velké části ze společenských, ale i z technických důvodů regulovat. Proto se provádí dispečerské řízení z převážné části na straně

výrobců elektrické energie, kteří pokud chtějí vstoupit na trh s elektrickou energií musí být schopni regulovat v daných mezích svoji výrobu [13].

2.2 Vznik regulovaného prostředí

V období po druhé světové válce proběhlo ve většině států Evropy znárodnění energetiky – vznikaly národní, nebo regionální energetiky (spolkové země). Rozvoj tohoto odvětví měl zásadní dopad na vývoj a efektivitu hospodářství celého státu. Elektřina byla tedy považována za veřejnou službu – každý měl právo se připojit a odebírat energii za dostupnou cenu. Jelikož byla výstavba elektrických zdrojů dlouhotrvající a finančně náročná záležitost, bylo zapotřebí garantovat stabilní prostředí pro investory i v případě nestátního vlastnictví. V Evropě se jednalo především o subjekty vlastněné, nebo regulované státem, ve Spojených státech začaly ve druhé polovině 20. stol. převládat společnosti vlastněné investory. Tyto podnikatelské subjekty byly podmíněny státní regulací. Jednalo se o regulaci maximálních výnosů. Pokud stát disponuje stabilním ekonomickým prostředím s mírně rostoucí inflací a výrazně neměnnou cenou paliv, bude také cena pro konečné uživatele dlouhodobě stálá. V letech 1973 a 1979 nastaly dvě ropné krize (První a Druhá), které vyvolaly otázky ohledně zabezpečení nerostných zdrojů energie z důvodu nestálosti ceny, což znamenalo zabezpečení celkové státní bezpečnosti. Nárůst cen energie způsobil zadlužování energetických společností. Státní společnosti byly dotovány státem, protože se jednalo o veřejnou službu. Na druhou stranu soukromé firmy kladly požadavky na společensky nepopulární zvyšování cen tarifů. Docházelo tak ke zvyšování cen energií pro koncové zákazníky, ale ne k dodatečnému zisku pro odvětví. Bylo požadováno snižování nákladů v energetice a odpoutání přímé odpovědnosti státu za výši ceny elektřiny. Tohoto bylo dosaženo liberalizací trhu [13][14].

Evropská unie si pokládá za jednu ze stěžejních priorit v oblasti elektroenergetiky dosažení energetické bezpečnosti, což znamená zajištění stabilní dodávky elektrické energie, umožnění spotřebitelům i výrobcům elektrické energie obchodovat za dostupné ceny a v neposlední řadě zabezpečení udržitelného rozvoje a ochrany životního prostředí. První ucelené cíle evropské energetické politiky byly formulovány Komisí Evropské rady a Evropským parlamentem v dokumentu Energetická politika pro Evropu (EPE). Tento spis stanovuje tři hlavní zaměření elektroenergetiky, a to přiměřenou konkurenceschopnost, kvalitu životního prostředí a zpřístupnění elektrické energie a zajištění bezpečnosti dodávek. V praxi se jedná o dosažení těchto cílů za pomoci vytvoření důvěryhodného fungujícího trhu s energiemi, který zajistí:

- oddělení výroby elektrické energie od přenosu a distribuce elektřiny, tzv. unbundling,
- zajištění nezávislosti národních regulačních úřadů,
- zdokonalení komunikace operátorů přenosových sítí,
- zlepšení systému přeshraničního obchodu s elektrickou energií,
- zajištění investic pro výrobní zdroje elektrické energie [9].

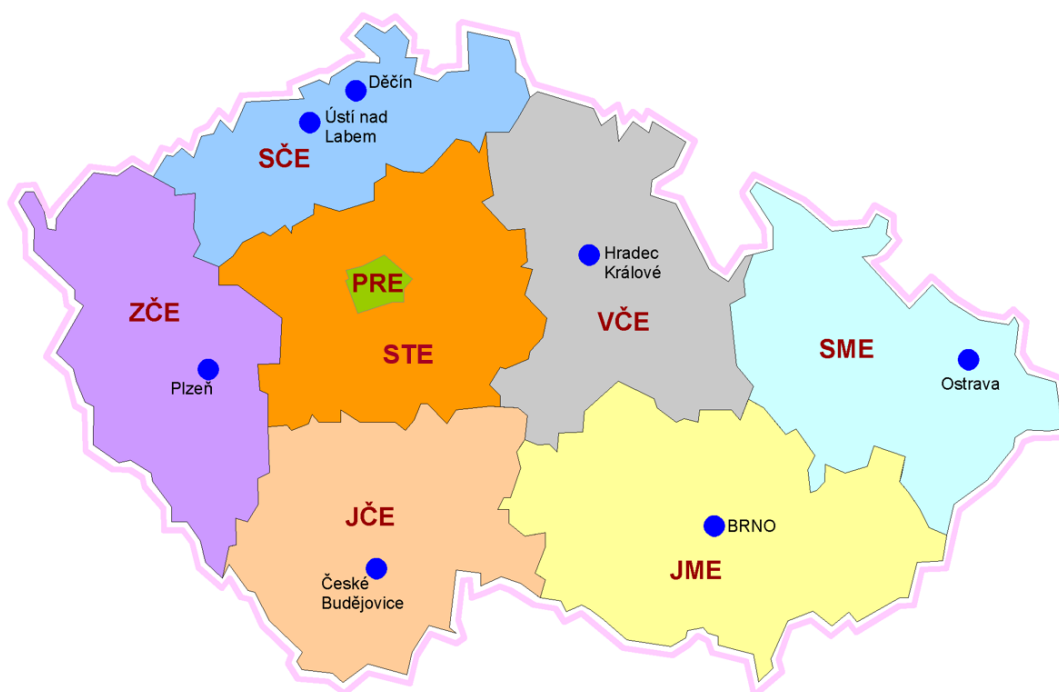
Liberalizace trhu s elektrickou energií nevznikla ze dne na den. Na přelomu 80. a 90. let 20. stol. po vzoru Velké Británie a skandinávských států začala Evropská komise prosazovat otevření trhů s elektrickou energií, který by měl zajistit zvýšení efektivnosti konkurenceschopnosti evropské ekonomiky. Naopak největší evropské energetické společnosti, vlády většiny členských států i Evropský parlament byli proti oslabení národních monopolů konkurencí, protože byla energetika

brána jako důležitá část národní bezpečnosti. Probíhala jednání, ve kterých se upravovaly podmínky přijetí liberalizace. V polovině 90. let byl přijat První politický balíček, který zavazoval státy k minimálním, ale přesto základním krokům k liberalizaci trhu. V roce 2002 byla přijata Barcelonská závěra, která odstranila překážky a ucelila vnitřní trh s energiemi. Po řadě námitek a připomínek vlád států i Evropského parlamentu byl přijat v roce 2003 Druhý balíček směrnic o elektřině a zemním plynu, jehož úkolem bylo úplné propojení a otevření trhů s energiemi. Součástí tohoto balíčku byl také neúplný unbundling. Výsledná dohoda (Třetí liberalizační balíček), která zařizovala úplný unbundling podle jedné ze tří variant byla sjednána v březnu 2009 a vstoupila v platnost v září téhož roku. Díky této smlouvě se zvýšila koordinace a komunikace provozovatelů přenosových soustav, což vedlo k efektivnějšímu přeshraničnímu obchodu [9].

Liberalizace zavedla konkurenční prostředí do regulovaného systému. Výrobci byli skrze konkurenci nuceni snižovat ceny elektrické energie. To vedlo k efektivnějšímu využívání zdrojů, které jsou k dispozici, snižování měrných nákladů na výrobu elektřiny, ale také k odstavování zdrojů, které nejsou ekonomicky výhodné. Výrobci však nejsou povinni budovat a spravovat sítě a mohou dodávat ke kterémukoliv zákazníkovi, který má právo volby svého dodavatele [13].

2.3 Liberalizace v ČR a její důsledky

Po skončení Druhé světové války byly v roce 1946 založeny České energetické závody, které sloužily jako mezičlánek mezi ministerstvem průmyslu a elektrárnami. Tento státní podnik se zabíral výrobou, přenosem, distribucí a prodejem elektrické energie. V roce 1992 vznikla přeměnou Českých energetických závodů akciová společnost ČEZ, která měla za úkol zabezpečit výrobu a přenos elektrické energie [15][19]. Také vzniklo 8 regionálních energetických akciových společností, takzvané „REAS“. Ty měly výsadní právo na distribuci elektrické energie na území své působnosti [15].



Obr. 1 – Rozdělení ČR na jednotlivé REAS (do roku 2005) [15]

ČEZ v roce 1998 na základě rozhodnutí valné hromady vyčlenil ze své správy Divizi přenosové soustavy a tím vznikla Česká energetická přenosová společnost – „ČEPS“ [20]. Došlo tím k oddělení výroby elektrické energie od přenosu. V roce 2001 vznikly potřebné orgány pro regulaci a to Operátor trhu s elektřinou „OTE“ a Energetický regulační úřad „ERÚ“ [15].

V roce 2005 došlo ke státnímu výměnnému obchodu. Stát odkoupil od společnosti ČEZ jeho dceřinou společnost ČEPS a také prodal skupině ČEZ akcie v pěti REAS. Jednalo se o ZČE, SČE, STE, VČE, SME. Společnost E.ON se stala majoritním vlastníkem v oblasti JME a JČE. Oblast PRE Energie Baden-Württemberg (EnBW) a hlavní město Praha [15].



Obr. 2 – Rozdělení ČR po roce 2005 [15]

Pro vstup České republiky do Evropské unie bylo zapotřebí, aby i v ČR proběhlo otevření trhu. Pravidla pro postup liberalizace v ČR jsou stanoveny v Energetickém zákoně č. 458/2000 Sb.. Trh byl nejdříve dostupný pouze pro větší subjekty, které byly vybírány podle instalovaného výkonu nebo celkové roční spotřeby. S postupem času docházelo k otevírání trhu pro širší veřejnost [14].

Vstup jednotlivých subjektů na trh je uveden v následujících tabulkách [15].

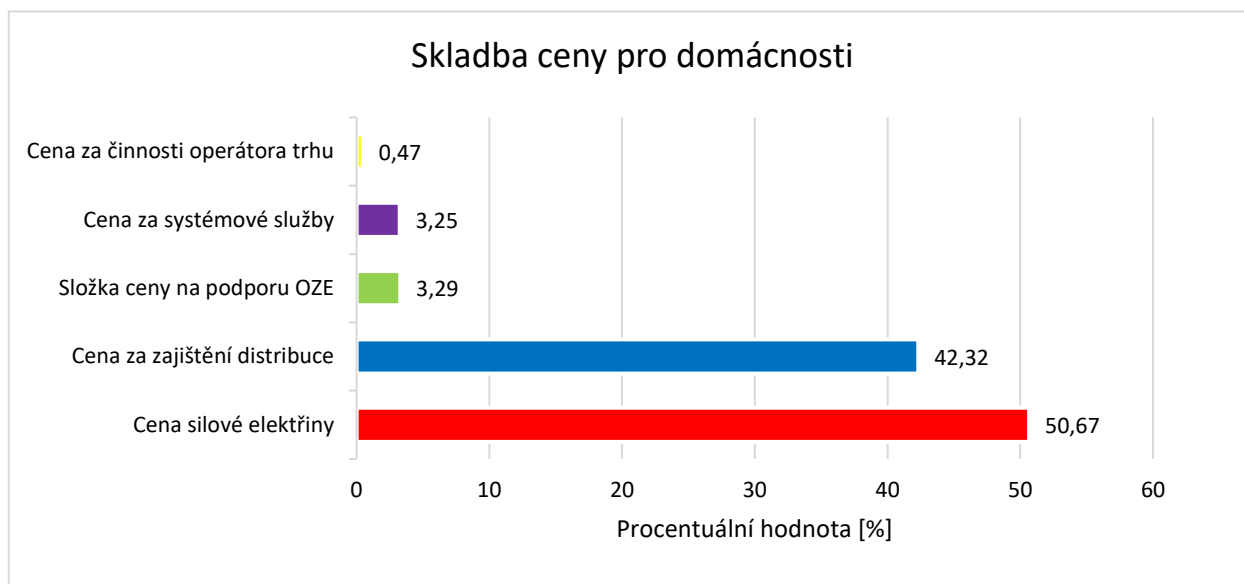
Tab. 1 – Postupné otevírání trhu pro výrobce [vlastní zpracování]

Rok	Zákazníci
2002	Výrobci s instalovaným výkonem nad 10 MW
2003	Všichni výrobci

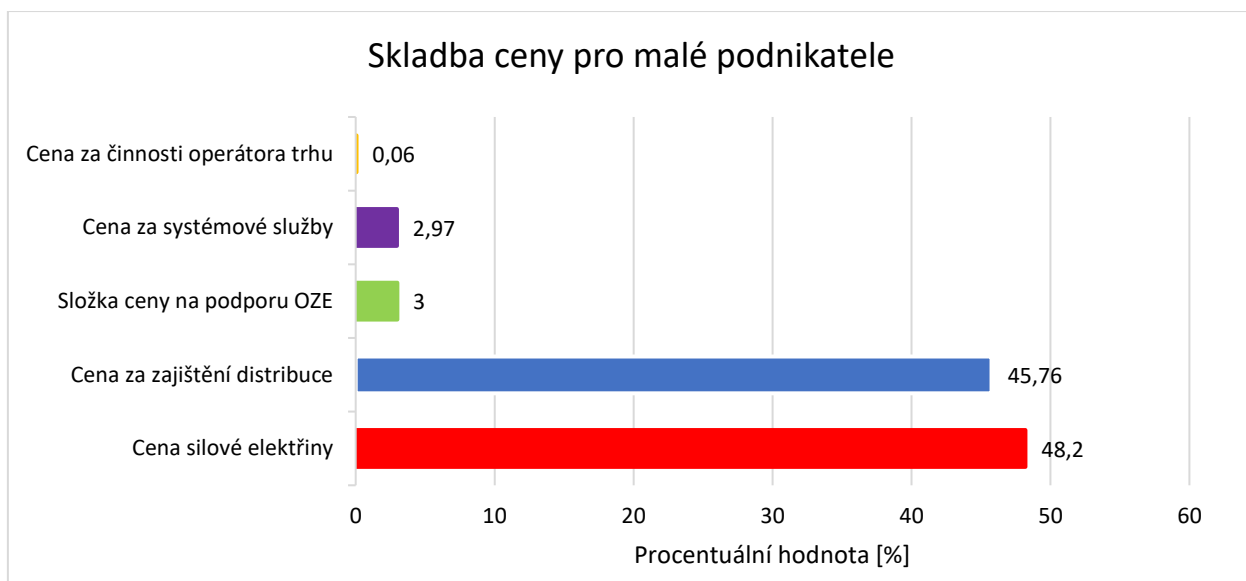
Tab. 2 – Postupné otevírání trhu pro spotřebitele [vlastní zpracování]

Rok	Zákazníci
2002	Spotřebitelé s roční spotřebou 40 GWh a více
2003	Spotřebitelé s roční spotřebou 9 GWh a více
2004	Spotřebitelé s průběhovým měřením kromě domácností
2005	Všichni spotřebitelé kromě domácností
2006	Všichni spotřebitelé

Liberalizace trhu rozdělila platbu za elektřinu pro koncové uživatele na dvě složky. První složkou je platba za silovou elektřinu. Tato částka náleží výrobcí elektrické energie a je ovlivněna cenou komodity, která je ovlivněná nabídkou a poptávkou na burze. Druhá část je platba za distribuci elektrické energie a stanovuje ji Energetický regulační úřad (ERÚ). Jedná se o platbu distributorovi, provozovateli přenosové sítě, operátorovi trhu a platbu za další související služby. Podíly jednotlivých složek, které určují cenu elektřiny jsou vyobrazeny v následujících grafech [16][17].



Obr. 3 – Podíl jednotlivých složek ceny elektřiny pro domácnosti pro rok 2017 [vlastní zpracování]

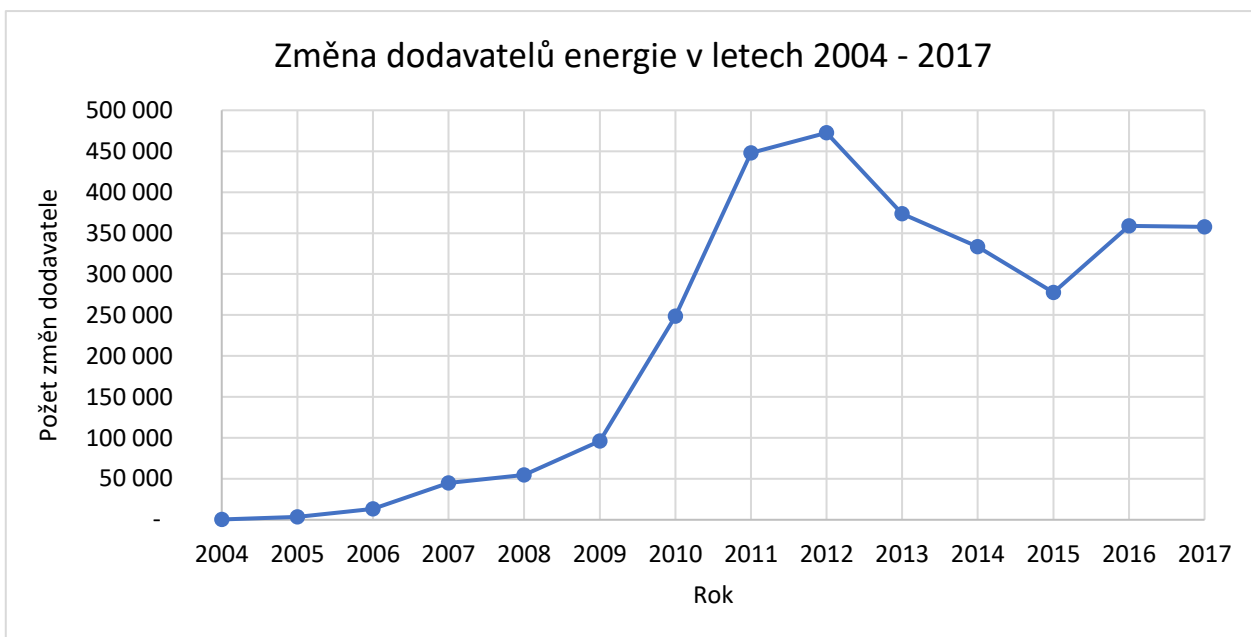


Obr. 4 – Podíl jednotlivých složek ceny elektřiny pro malé podnikatele pro rok 2017 [vlastní zpracování]

Díky liberalizaci a otevřenému trhu si mohl každý odběratel zvolit svého dodavatele. Z níže uvedené tabulky i grafu je patrné, že i přes plně otevřený trh pro všechny odběratele od roku 2006 se jen malá část odhodlala ke změně svého dodavatele. Největší boom změny dodavatelů byl v letech 2011 a 2012 [18].

Tab. 3 – Počet změn dodavatele pro jednotlivé hladiny napětí v letech 2004-2017 [vlastní zpracování]

Rok	Počet změn			
	VVN	VN	NN	Celkem
2004	29	364	1	394
2005	40	1 562	1 826	3 428
2006	39	1 765	11 297	13 101
2007	38	3 475	41 405	44 918
2008	51	4 256	50 484	54 791
2009	86	5 089	90 849	96 024
2010	50	7 136	241 493	248 679
2011	53	6 404	441 435	447 892
2012	50	8 495	463 918	472 463
2013	28	4 669	369 093	373 790
2014	39	3 863	329 429	333 331
2015	11	4 100	273 523	277 634
2016	21	4 160	354 633	358 814
2017	23	3 914	353 766	357 703



Obr. 5 – Počet změn dodavatele v letech 2004-2017 [vlastní zpracování]

2.4 Regulace společností

Přenos a distribuce elektrické energie jsou v dnešní době ze své podstaty přirozené monopoly. Z ekonomického, ale i ze společenského a estetického hlediska nemá smysl budování několika paralelních sítí různých distributorů. Výhodou přirozeného monopolu v oblasti přenosu a distribuce je bezpochyby klesající funkce nákladů, což znamená, že pro větší množství zákazníků je cena za použití sítí menší, než kdyby bylo sítí na jednom území několik a každá síť by zásobila menší počet odběratelů. Pokud jsou regulované ceny dobře stanoveny, je tento princip pro spotřebitele nejpřívetivější [15].

Jelikož jsou sítě zřizovány ve veřejném zájmu, je potřeba společnosti provozující tyto infrastruktury regulovat, aby si společnosti nezavedly neadekvátní ceny za využití sítí. Regulace je ale velmi komplexní záležitost, která musí vyjít vstříc oběma stranám. Stát musí zajistit dostupnost elektrické energie pro všechny spotřebitele, a to za rozumnou a stabilní regulovanou cenu. Na druhou stranu musí vyhovět oprávněným požadavkům investorů, kteří ze svých investic očekávají odpovídající výnosy. Jestliže by regulátor nestanovil dostatečný zisk společností, mohlo by dojít z důvodu snažení o úsporu nákladů k omezení provozních nákladů, což by v dlouhodobém horizontu vedlo ke zhoršení kvality distribuce energie [15].

Existuje několik metod regulace, podle kterých jsou ceny stanoveny. Všechny mají ale zajistit jedno a to, aby omezovaly možnosti monopolistům stanovovat neúnosné ceny.

2.4.1 Regulace míry výnosnosti (Rate of return)

Jedná se o nejstarší metodu, která je praktikována především v USA, ve Francii nebo v Belgii. Regulace touto metodou spočívá v určení zisku regulované společnosti odpovídajícímu vyrovnání nákladu kapitálu. Regulátor posoudí jednotlivé položky (formou auditu) a uzná ty náklady, které

slouží nezbytně k zajištění distribuce energie odběratelům. Z uznaných nákladů se pomocí míry výnosnosti (kterou stanoví regulační úřad) určí příjmy. Tato metoda má striktně daný nepružný princip a je brána za zastaralou [15][21].

Při této regulaci nedochází k motivování společnosti, aby snižovala provozní náklady a zvyšovala efektivitu soustavy, protože by tím přišla o část svého zisku. Naopak společnost čerpá zisky z nadbytečných investic. Dalším problémem je složité rozhodnutí regulátora, které náklady jsou ještě nezbytně nutné a které už jsou nadbytečné, protože není v této problematice tak detailně informován jako regulovaná společnost. Navíc je problém stanovení přiměřeného výnosového procenta, protože metoda pracuje s různými ukazateli rentability, kde každé mají své výhody a nevýhody. Změna výnosového procenta o několik setin se u velkých částek projeví značnou změnou zisku [15][21].

2.4.2 Metoda cenových limitů (Price cap)

Tato metoda je praktikována na Slovensku, Maďarsku, v pobaltských státech, ale také v Itálii, nebo třeba ve Velké Británii, odkud právě pochází. Podstatou této metody je stanovení cenových limitů (určení cenového růstu). Tím je oddělen zisk firmy od jejích nákladů. Jednotlivé společnosti nejsou vázány na regulátora při rozhodování o investicích. Společnosti dosahují zisku snížením svých nákladů, to znamená tím, že zvyšují svoji efektivitu. Limity jsou stanoveny po určitou dobu, které se říká regulační období. Doporučuje se, aby toto období bylo dlouhé minimálně tři roky. Po skončení regulačního období regulátor zhodnotí správnost nastavených cen a určí nové ceny pro další regulační období. Při použití tohoto modelu je zohledněna inflace i faktor efektivity. Na základě těchto hodnot může regulátor stanovit takový trend regulovaných cen, který je menší než trend cen ovlivněných pouze inflací, a tím nutí regulovanou společnost, aby zvyšovala svoji efektivitu [15][21].

Výhodou této metody je jednoduchý princip, snaha o vyšší efektivitu i jednodušší administrativní podpora oproti předešlé metodě. Nevýhodou je určení doby regulační periody a stanovení faktoru efektivity tak, aby nebyla ohrožena finanční stabilita firmy, ale ani aby neměla společnost snadné vysoké zisky. Obtížné je stanovení počátečních vstupních hodnot při prvním nasazení této metody. Je tedy potřeba na konci každého regulačního období upravovat jednotlivé parametry [15][21].

2.4.3 Metoda výnosových limitů (Revenue cap)

Metodou výnosových limitů se řídí energetiky Španělska, Německa, Norska, Irska, ale také České republiky. Tato metoda je založena na principu navyšování zisku snižováním nákladů, stejně jako předchozí metoda, ale v tomto modelu je regulátorem stanoven maximální přípustný výnos firmy. Taktéž zde platí motivace v podobě faktoru efektivity. Tato regulace je výhodná pro firmy, u kterých je potřeba mít různou výši výnosových limitů pro různé produkty a je vhodná, pokud se očekávají úpravy regulačního vzorce. Nevýhodou této metody je potřeba určení povolených nákladů regulované společnosti, což v praxi nebývá nikterak jednoduché [15][21].

3 STANOVENÍ CENY ZA ZAJIŠTĚNÍ DISTRIBUCE

V oblasti regulace cen za distribuci elektrické energie je nutno provádět regulaci na jednotlivých napěťových hladinách zvlášť. Soustava je pro tento případ rozdělena následovně [1]:

- Napěťová hladina VVN
- Napěťová hladina VN spolu s transformací VVN / VN
- Napěťová hladina NN spolu s transformací VN / NN.

Základní myšlenku regulace na napěťové hladině VVN a VN lze považovat za totožnou a bude součástí této práce. Ke stanovení regulované ceny tarifu na straně NN je potřeba přistupovat odlišným způsobem. Stála platba je určena maximální proudovou hodnotou hlavního jističe před elektroměrem a proměnná složka je ovlivněna odebranou energií, přičemž může být ještě rozdělena na sazbu vysokého a nízkého tarifu [15].

Jelikož je v distribuci taktéž uplatňována dvousložková sazba, je potřeba regulovanou cenu rozdělit na [15]:

- Fixní platbu (cena za rezervovanou kapacitu)
- Variabilní platbu (cena za použití sítě).

V práci se omezíme pro stanovení ceny na období jednoho roku, budeme pracovat pouze se stálou platbou – jednotkovou cenou za roční rezervovanou kapacitu a tu vyjádříme pouze pro napěťovou úroveň VN.

3.1 Jednotková cena za roční rezervovanou kapacitu

Jednotková cena za roční rezervovanou kapacitu s_{dxerci} je stanovena Energetickým regulačním úřadem (dále ERÚ) následujícím regulačním vzorcem v závislosti, pro kterou napěťovou hladinu je počítána [1]:

$$s_{dxerci} = \frac{UPV_{dxei}}{RK_{KZxei-2} \cdot KTR_{xi}}, \quad (3.1)$$

kde

i ... pořadové číslo regulovaného roku,

x ... označení napěťové úrovně (VVN, VN),

UPV_{dxei} ... hodnota upravených povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy (dále DS) na jednotlivých napěťových úrovních pro regulovaný rok,

$RK_{KZxei-2}$... celková průměrná rezervovaná kapacita zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav vykázaná provozovatelem distribuční soustavy v roce $i-2$,

KTR_{xi} ... výpočtové hodnoty rezervované hodnoty transformace z vyšší napěťové hladiny na nižší pro regulovaný rok i .

3.2 Upravené povolené výnosy

Regulátorem upravené povolené výnosy UPV_{de} se stanoví dle vztahu

$$UPV_{de} = PV_{dVNe} \cdot k_{pvVN} + PV_{dVVNe} \cdot (1 - k_{pvVVN}) + KF_{deirf} - V_{deost} - V_{deVYR} - V_{dePRET} + KF_{de} + KF_{dePpS} + Q_{de}, \quad (3.2)$$

kde

PV ... povolené výnosy provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních,

k_{pv} ... koeficient korekce povolených výnosů jednotlivých napěťových úrovní stanovený ERÚ za účelem stabilizace cen v regulačním období

KF_{deirf} ... korekční faktor investičního rozvojového faktoru provozovatele distribuční soustavy

V_{deost} ... ostatní výnosy provozovatele distribuční soustavy

V_{deVYR} ... výnosy z plateb od výrobců v režimu spotřeby při odstaveném výrobním zdroji za rezervovanou kapacitu distribuční sítě na jednotlivých napěťových úrovních,

V_{dePRET} ... hodnota salda výnosů a nákladů na přetoky elektřiny mezi sítěmi jednotlivých provozovatelů distribučních soustav,

KF_{de} ... korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za činnost distribuce elektřiny,

KF_{dePpS} ... korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za podpůrné služby poskytované na úrovni distribuční soustavy,

Q_{de} ... faktor kvality zohledňující dosaženou úroveň kvality služeb distribuce elektřiny v letech $i-2$ a $i-3$.

3.3 Povolené výnosy

Hodnota povolených výnosů provozovatele DS pro daný rok je regulátorem stanovena podle následujícího vztahu

$$PV = PN + O + Z + F \quad (3.3)$$

kde

PN ... povolené náklady provozovatele DS nezbytné k zajištění distribuce elektřiny,

O ... povolené odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele DS sloužícího k zajištění distribuce elektrické energie,

Z ... zisk provozovatele DS,

F ... hodnota faktoru trhu provozovatele DS, kterou stanovuje ERÚ.

3.3.1 Povolené náklady

Povolené náklady provozovatele DS jsou takové náklady, které jsou nezbytně nutné pro zajištění distribuce elektrické energie. Jedná se o mzdy zaměstnanců, náklady spojené s výstavbou a opravami, náklady pokrývající ztráty na elektrických vedeních a jiné. Jsou stanoveny následovně:

$$PN = PN_0 \cdot (1 - X_{de})^i \cdot \prod_{t=i}^{i-1} \frac{I_t}{100}, \quad (3.4)$$

kde

PN_0 ... výchozí hodnota povolených nákladů provozovatele DS stanovená jako aritmetický průměr dvou předchozích období, upravených eskalačním faktorem na časovou hodnotu současného roku, dále upravené o mimořádné (nepravidelné nebo jednorázové) náklady,

X_{de} ... faktor efektivity pro činnost distribuce elektřiny,

I_t ... eskalační faktor nákladů příslušného roku

Faktor efektivity X_{de} zohledňuje v regulovaném prostředí vliv tržních sil, čili odráží růst efektivity v celém prostředí. Regulátor tímto faktorem motivuje provozovatele ke snižování nákladů, které si může společnost nechat jako zisk. Pro třetí regulační období byl plošný faktor efektivity nastaven na hodnotu 5 % po celé období. Jedná se tedy o snížení nákladů o 1,0206 % každý rok [3].

$$X_{de} = 1 - \sqrt[5]{0,95} = 1,0206 \% \quad (3.5)$$

Pro čtvrté regulační období je faktor efektivity nastaven na hodnotu 3 %. Konkrétně se jedná o meziroční hodnotu 1,01 % [2].

$$X_{de} = 1 - \sqrt[3]{0,97} = 1,0101 \% \quad (3.6)$$

Faktor efektivity je závazný pro všechny regulované subjekty a je neměnný v celém regulačním období [2].

Eskalační faktor I_t upravuje vstupní parametry regulované společnosti do dalších let. Skládá se z indexu cen podnikatelských služeb s váhou 70 % a indexu spotřebitelských cen s váhou 30 %. Aby byla reálná mzda udržitelná, ERÚ povoluje uměle navyšovat index spotřebitelských služeb o 1 %. Tento krok má za účel odrážet mzdovou politiku v následujících letech. Jednotlivé indexy

jsou pravidelně zveřejňovány Českým statistickým úřadem v měsíci dubnu jednotlivého roku. Pokud je hodnota eskalačního faktoru menší než 100, použije se při výpočtu hodnota 100 [2][3].

3.3.2 Povolené odpisy

Do celkové hodnoty povolených odpisů se zahrnuje plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele DS, plánovaná hodnota regulačních odpisů majetku pořízeného z dotací a korekční faktor odpisů provozovatele DS, který do vzorce vnáší informaci o vlivu skutečných a plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pro rok $i-2$. Spočítají se pomocí následujícího vztahu

$$O = O_{mp} + O_{dmp} + KF_{deo} , \quad (3.7)$$

kde

O_{mp} ... plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele DS,

O_{dmp} ... plánovaná hodnota regulačních odpisů majetku pořízeného z dotace, kterou může ERÚ snížit, aby nedošlo k překročení maximální povolené výše veřejné podpory,

KF_{deo} ... korekční faktor odpisů provozovatele DS zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pro rok $i-2$.

3.3.3 Zisk

ERÚ je podle § 19a odst. 1 Energetického zákona povinen regulovat ceny tak, aby pokrývaly náklady na zajištění spolehlivého a bezpečného výkonu regulované společnosti, na oprávněné odpisy, oprávněné investice do zlepšování energetické účinnosti, kvality a spolehlivosti distribuční soustavy a také přiměřený zisk, který zajišťuje zaplacení uskutečněných investic [4].

Zisk provozovatele DS je stanoven vztahem

$$Z = \frac{MV}{100} \cdot (RAB_{dxe} + NI_{depl}) + KF_{dez} + KF_{deni} , \quad (3.8)$$

kde

MV ... míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na distribuci elektrické energie stanovená ERÚ podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním WACC (jedná se o procentní velikost zisku, kterou může provozovatel DS vydělat), v současné době nabývá hodnoty 7,95 % [39],

RAB_{dxe} ... hodnota regulační báze aktiv provozovatele DS pro konkrétní napěťovou hladinu,

NI_{depl} ... plánovaná kumulovaná hodnota nedokončených investic provozovatele DS (jedná se o nedokončené investice s plánovanou dobou pořízení delší než 24 měsíců a celkovou plánovanou cenou jednotlivé investice vyšší než 500 mil. Kč) schválená ERÚ,

KF_{dez} ... korekční faktor zisku provozovatele DS zohledňující rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou hodnoty regulační báze aktiv pro rok $i-2$,

KF_{deni} ... korekční faktor zisku z hodnoty povolených nedokončených investic provozovatele DS zohledňující kumulovaný rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi plánovanou a skutečnou hodnotou nedokončených investic v roce $i-2$.

3.3.4 Regulační báze aktiv

Hodnota regulační báze aktiv (regulated asset base – RAB) představuje uznatelnou hodnotu aktiv provozovatele DS sloužících k zajištění distribuce elektřiny. Parametr RAB je základní prvek pro určení zisku regulované společnosti. Aplikováním míry výnosnosti na RAB dostaneme přiměřený zisk společnosti, který zajišťuje návratnost prostředků investovaných do zařízení, které slouží k zajištění výkonu společnosti. Tato metoda určení zisku společnosti je v regulovaném prostředí uznávaná a často používaná [2].

Hodnota RAB je stanovena vztahem

$$RAB_{dxe} = RAB_{dei} \cdot k_{dxei-2}, \quad (3.9)$$

kde

RAB_{dei} ... výše regulační báze aktiv provozovatele DS na všech napěťových hladinách,

k_{dxei-2} ... váha skutečných zůstatkových hodnot aktiv roku $i-2$ jednotlivých napěťových úrovní, vypočtená jako podíl skutečných zůstatkových hodnot aktiv na jednotlivých napěťových úrovních a celkové skutečné zůstatkové hodnotě aktiv

$$RAB_{dei} = RAB_{de0} + \sum_{t=1}^i \Delta RAB_{det} + \sum_{t=1}^i KF_{deRABt}, \quad (3.10)$$

kde

RAB_{de0} ... výchozí hodnota regulační báze aktiv provozovatele DS sloužící k zajištění distribuce elektřiny stanovená ERÚ ve výši plánované hodnoty aktiv pro rok 2015,

ΔRAB_{det} ... plánovaná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele DS v roce t ,

KF_{deRABt} ... korekční faktor regulační báze aktiv zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou hodnoty regulační báze aktiv provozovatele DS.

Plánovanou roční změnu hodnoty regulační báze aktiv vypočítáme jako

$$\Delta RAB_{det} = IA_{deplt} - VM_{deplt} - O_{demplt} \cdot k_{deplt}, \quad (3.11)$$

kde

IA_{depl} ... plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele DS pro rok t ,

VM_{depl} ... plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele DS pro rok t ,

O_{dempl} ... plánovaná hodnota odpisů hmotného a nehmotného dlouhodobého majetku provozovatele DS,

k_{depl} ... plánovaný koeficient přecenění regulační báze aktiv provozovatele DS pro rok t .

3.3.5 Faktor trhu

Faktor trhu bude možné uplatnit, pokud vzniknou regulované společnosti dodatečné neplánované náklady, které nejsou zahrnuty v hodnotě povolených nákladů. Jedná se především o dodatečné náklady při změně legislativy, z důvodu vyvíjení situace na trhu, při povinném zavádění nových technologií, náklady spojené s vyřízením dotace nebo jej lze uplatnit při nápravě stanovení parametrů vzorců pro regulaci. Lze jej využít také při likvidaci následků živelných událostí, které nejsou kryty pojišťovnami anebo při likvidaci velkých celků majetku [1][2].

3.3.6 Ostatní výnosy provozovatele

Od hodnoty upravených povolených výnosů je potřeba odečíst ostatní výnosy provozovatele. Jedná se o výnosy získané z nahrazení škody způsobené neoprávněnými odběry, výnosy z penalizace překročení nasmlouvané rezervované kapacity, překročení účinníku, rezervovaného příkonu a nechtěné dodávky kapacitního proudu do sítě [1].

3.3.7 Faktor kvality

Faktor kvality zohledňuje nedodržení nasmlouvané kvality dodávky elektrické energie. Je ovlivněn počtem přerušení dodávky, dobou trvání přerušení, ale také počtem zákazníků, kteří byli jednotlivými přerušeními ovlivněni a celkovým počtem zákazníků regulované společnosti.

$$Q_{de} = Q_{de1} + Q_{de2}, \quad (3.12)$$

kde

Q_{de} ... faktor kvality zohledňující dosaženou úroveň kvality služeb distribuce elektřiny v letech $i-2$ a $i-3$,

Q_{de1} ... faktor kvality zohledňující počet přerušení dodávky elektrické energie,

Q_{de2} ... faktor kvality zohledňující doby přerušení dodávky elektrické energie.

Jednotlivé faktory jsou závislé na ukazatelích SAIFI a SAIDI, které kvantifikují počet a dobu přerušení dodávky elektrické energie za jeden rok. Zohledňují pouze dlouhodobá přerušení, čili přerušení delší než 3 minuty.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) určuje průměrný systémový počet přerušení dodávky energie. Index SAIFI se udává v počtu přerušení za rok. Vypočítá se jako [5]:

$$SAIFI = \frac{\sum_i^n \lambda_i \cdot N_i}{N_T}, \quad (3.13)$$

kde

i ... pořadí přerušení dodávky elektrické energie,

λ_i ... počet přerušení dodávky elektrické energie,

N_i ... počet zákazníků postižených přerušením dodávky elektrické energie,

N_T ... celkový počet zákazníků společnosti.

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) určuje průměrnou dobu trvání přerušení dodávky energie. Index SAIDI se udává v minutách za rok. Vypočítá se jako [6]:

$$SAIDI = \frac{\sum_i^n t_i \cdot N_i}{N_T}, \quad (3.14)$$

kde

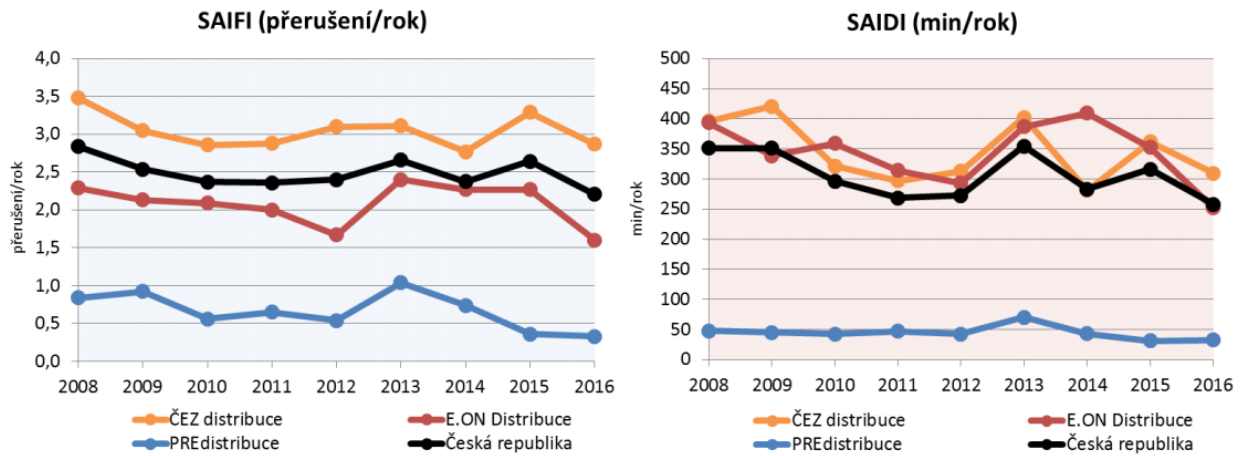
t_i ... doba trvání i -tého přerušení dodávky elektrické energie.

ERÚ pravidelně zveřejňuje čtvrtletní a roční zprávy o provozu ES ČR. Mimo jiné na svých internetových stránkách každoročně vydává Zprávy o dosažení úrovně nepřetržitosti přenosu a distribuce elektrické energie [7]. Výtah hodnot jednotlivých ukazatelů za rok 2016 pro všechny distribuční sítě i ve srovnání s celorepublikovým průměrem je v následující tabulce.

Tab. 4 – Hodnoty ukazatelů nepřetržitosti dodávky za rok 2016 [8]

Ukazatel	E.ON Distribuce	ČEZ Distribuce	PRE Distribuce	Česká republika
SAIFI (přerušení/rok)	1,60	2,87	0,33	2,21
SAIDI (min/rok)	252,14	309,64	32,52	258,29
CAIDI (min)	157,59	107,89	98,55	116,87

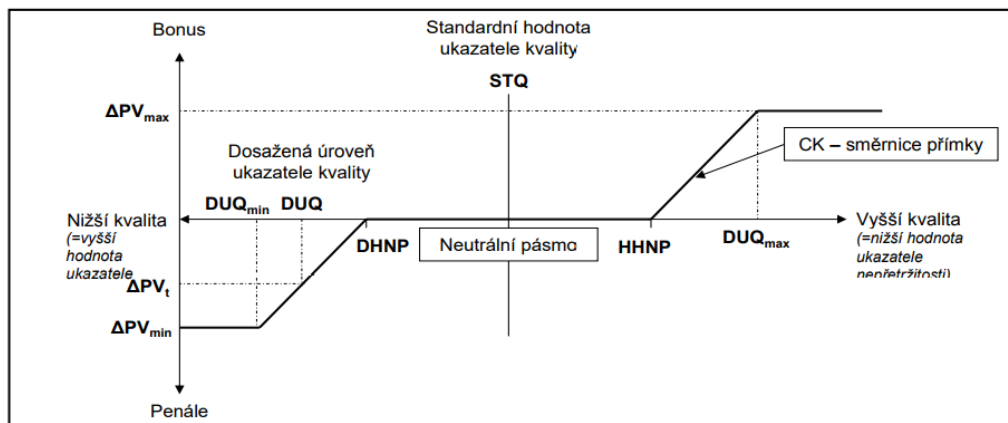
Následující grafické zobrazení znázorňuje časovou závislost jednotlivých ukazatelů u jednotlivých provozovatelů DS v letech 2008 – 2016 [8].



Obr. 6 – Přehled jednotlivých ukazatelů pro všechny DS v letech 2008-2016 [8]

Obrázek výše znázorňuje ukazatele počítané stejnou metodikou pro různé DS, ale kvůli různému profilu společností nelze jednoduše porovnávat společnosti mezi sebou. Ukazatele nepřetržitosti jsou ovlivněny podílem kabelových a venkovních vedení v síti, způsobem provozování sítě, počtem zákazníků, hustotou odběru, geografickými podmínkami atd.

Provozovatel distribuční soustavy má zadané určité pásmo neutrality, při kterém se neuplatňuje ani bonus, ani penále za dosaženou kvalitu služby. Při překročení tohoto limitu začnou dodatečné zisky (náklady) za dodržení požadované kvality lineárně stoupat až do limitní hodnoty ukazatele kvality, od níž se bude uplatňovat maximální hodnota bonusu (penále) za dodrženu kvalitu dodávky elektrické energie. Maximální hodnota bonusu (penále) je stanovena jako procentní podíl ze zisku společnosti. Limitní hranice pro uplatňování maximální hodnoty bonusu (penále) jsou každoročně upravovány podle průměru ukazatelů kvality. Obecně lze říci, že pokud společnost v jednom roce dosáhne nadprůměrně dobrých výsledků, dostane za tento rok velký bonus, ale v dalších letech bude muset dodržovat tento vysoký faktor kvality, jinak je povinna platit vysoké penále ze svého zisku.



Obr. 7 - Princip motivační regulace kvality [2]

kde

ΔPV_t ... finanční částka za dosaženou kvalitu,

t ... pořadové číslo regulovaného roku,

DUQ ... dosažená úroveň ukazatele kvality za daný rok,

CK ... jednotková cena kvality,

ΔPV_{max} ... maximální částka bonusu za dosaženou kvalitu,

ΔPV_{min} ... maximální částka penále za dosaženou kvalitu,

$DHNP$... dolní hranice neutrálního pásma,

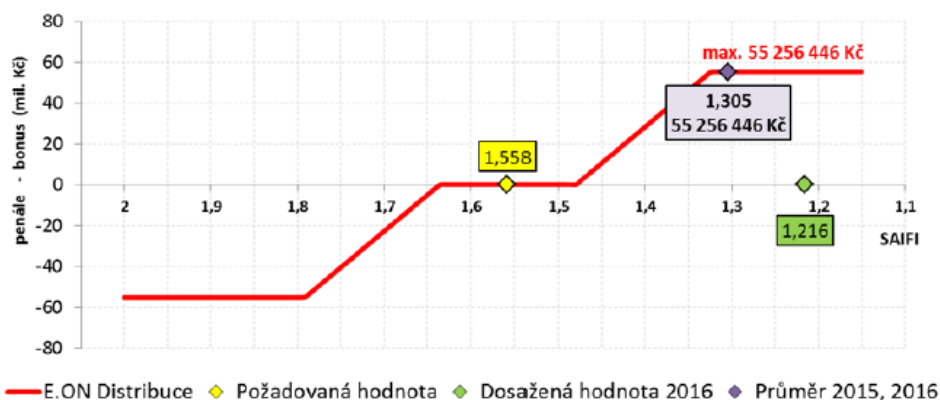
$HHNP$... horní hranice neutrálního pásma,

STQ ... požadovaná úroveň ukazatelů kvality (SAIDI, SAIFI),

DUQ_{max} ... mezní hodnota ukazatele kvality, od níž se uplatňuje maximální bonus,

DUQ_{min} ... mezní hodnota ukazatele kvality, od níž se uplatňuje maximální penále.

Regulátorem stanovená hranice neutrálního pásma je 5 %, maximální bonus nebo penále je uplatněno při zlepšení, nebo nedodržení kvality oproti minulému roku při hodnotě 15 % a hodnota maximálního bonusu (penále) je 3 % ze zisku společnosti pro daný rok. Z následujících schémat je patrné, že společnost E.ON dosáhla za rok 2016 pro ukazatel SAIFI i SAIDI lepších výsledků, než byla požadovaná hodnota. O hodnotu celkového bonusu si bude moci společnost navýšit povolené výnosy v nastávajícím roce **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.**



Obr. 8 - Schéma motivační regulace kvality společnosti E.ON – ukazatel SAIFI **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.**



Obr. 9 - Schéma motivační regulace kvality společnosti E.ON – ukazatel SAIDI Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.

4 HODNOCENÍ EFEKTIVNOSTI INVESTIC

Finanční zhodnocení investic vložených pro uskutečnění technického projektu je jednou z nejdůležitějších, ale také z nejsložitějších částí projektu. Slouží jako ukazatel, zda je ekonomicky výhodné daný projekt realizovat, či nikoliv. Existuje několik metod, podle kterých lze zhodnotit ekonomickou efektivnost a díky těmto metodám můžeme porovnávat více variant projektu a rozhodnout se pro jednu z nich [22].

V praxi se vhodnost projektu určuje spíše z ekonomického hlediska než z technického. Hlavními proměnnými, které určují efektivnost investice je výše investičních nákladů, doba provozu zařízení, odhadovaný výnos z projektu, výše úrokové míry a její odhadovaná změna, předpokládaná velikost inflace a velikost daní. Přijatý projekt nemusí být právě ten, který je technicky nejlepší, nebo ten, který je investičně nejlevnější. Musí se udělat přiměřený kompromis a bude vybrán takový projekt, který bude vykazovat z ekonomického, ale i technického hlediska nejvhodnější parametry. Mnohdy jsou do procesu rozhodování o realizaci projektu zainteresovány zájmy státu, společenské zájmy nebo ekologické a environmentální aspekty [14][23].

Při výběru vhodnosti investice je také potřeba zvážit rizika, která projekt obnáší. Zkoumají se tyto základní kritéria [22]:

- výnosnost
- likvidita
- rizikovost.

Dokonalá investice by splňovala kritéria vysoké výnosnosti investice, nízké likvidity, což znamená co nejkratší doby splacení investice a absolutní bezrizikovost. V praxi je ale kritérium vysoké výnosnosti protichůdné k nízké likviditě a bezrizikovosti. Je potřeba zvolit střední cestu a dojít k optimalizaci projektu [22].

Základním hlediskem pro dělení metod efektivnosti slouží jejich přizpůsobení se časové změně. Podle toho, jestli metody uvažují časovou změnu hodnoty peněz rozdělujeme metody na [23]:

- *statické* – neuvažují změnu hodnoty peněz v závislosti na čase. Jejich výhoda spočívá v rychlosti a jednoduchosti výpočtu. Lze je využít u investic s krátkou životností, protože se za tuto dobu výrazně neprojeví vliv času na změnu hodnoty peněz. I když na základě této metody vyjde projekt efektivní, může být právě kvůli zjednodušením nerentabilní. Tyto metody jsou navíc vhodné pro předběžné posouzení efektivnosti.
- *dynamické* – ve svém principu uvažují s působením vlivu času i s faktorem rizika. Všechna data jsou aktualizována do stejného období, aby nedocházelo k mylným výpočtům budoucích výdajů, nebo příjmů. Tyto metody je doporučeno používat u projektů s dlouhou ekonomickou životností.

Dalším kritériem pro dělení metod je například úspora celkových nákladů, čistý zisk po zdanění nebo peněžní příjem dosažený z investice čili cash-flow.

Základní v praxi používané metody hodnotící ekonomickou efektivitu investic jsou [23]:

- Metoda průměrných ročních nákladů
- Metoda diskontovaných nákladů
- Metoda čisté současné hodnoty

- Index ziskovosti
- Metoda vnitřního výnosového procenta
- Metoda průměrné výnosnosti
- Metoda doby návratnosti

4.1 Metoda průměrných ročních nákladů

Anglický ekvivalent pro tuto metodu je „Annual cost“, zkráceně *AC*. Tato statická metoda slouží k porovnávání průměrných ročních nákladů více variant projektů. Musí být srovnávány varianty, které mají stejný rozsah produkce, kvalitu, objem i cenu, ale mohou mít různou dobu životnosti.

Vzhledem k tomu, že metoda pouze porovnává varianty mezi sebou, nelze určit, jestli se vůbec nějaký z projektů vyplatí. Dále je problém, pokud máme nerovnoměrné odpisování, nebo pokud se rozsah produkce s časem mění. Museli bychom provádět korekce vzhledem k nestálosti parametrů v čase a namísto jednoduché statické metody bychom měli složitou dynamickou [22][23].

4.2 Metoda diskontovaných nákladů

Zkratka této metody je *DC* (Discounted cost) a je velmi podobná metodě průměrných ročních nákladů s tím rozdílem, že porovnáváme investiční a diskontované provozní náklady každé varianty. Nejvýhodnější je ten projekt, který dosáhne nejnižších diskontovaných nákladů. Diskontované náklady lze chápat, jako množství peněz, které by firma musela mít aktuálně k dispozici, aby zafinancovala pořízení a provoz projektu po celou dobu jeho životnosti. Pokud srovnáváme projekty s různou dobou životnosti, je potřeba tyto projekty převést na stejnou dobu [23].

4.3 Metoda čisté současné hodnoty

Metoda *NPV* neboli „Net present value“, je dynamická metoda, která je založena na kumulované hodnotě diskontovaných čistých peněžních toků po celou dobu životnosti projektu. Jedná se tedy o rozdíl diskontovaných příjmů z investice a diskontovaných nákladů na projekt.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{P_t}{(1+i)^t} - K_i \quad (4.1)$$

kde

P_t ... peněžní příjem vyvolaný investicí,

i ... požadovaná výnosnost investice,

t ... pořadí hodnoceného roku,

n ... počet let hodnocení investice,

K_i ... diskontované náklady na projekt.

Výhodou této metody je, že přímo udává hodnotu, o kolik vzroste tržní hodnota firmy oproti požadovanému zvýšení. Pokud srovnáváme varianty s různou dobou ekonomické životnosti, můžeme použít kratší dobu životnosti a u projektu s delší dobou, připočteme její zůstatkovou hodnotu. Metoda také umožňuje zahrnout do výpočtu renovaci pořízené investice a počítat s ní při porovnávání investic. Výstupem aplikace tohoto postupu je jedna ze tří variant:

- pokud je $NPV > 0$, investice je pro firmu přijatelná a zvyšuje její tržní hodnotu,
- pokud je $NPV = 0$, investice nenavýšuje, ale ani nesnižuje tržní hodnotu firmy,
- pokud je $NPV < 0$, investice se pro firmu nevyplatí, firma bude muset projekt dodatečně dotovat.

Nevýhodou NPV je velká závislost na diskontní sazbě, která se může během let výrazně měnit a nedá se spolehlivě předpovídat. V takovém případě nyní investičně efektivní projekt může za pár let být nevýhodný [23].

4.4 Index ziskovosti

Profitability index – PI používá stejné hodnoty jako metoda NPV , ale zde se jedná o podíl současné hodnoty příjmů z investice a investičních nákladů. Index ziskovosti, neboli rentability, je oproti NPV relativní údaj a stanovuje, kolikrát jsou příjmy vyšší než pořizovací náklady. Pokud je $PI > 1$, je také NPV kladné a projekt by se měl přijmout a pokud je $PI < 1$, tak bude NPV záporné a investice se nevyplatí. Přijmout by se měl ten projekt, který má vyšší PI [23].

Tato metoda je vhodná, pokud má investor k dispozici omezené zdroje a nemůže zrealizovat všechny projekty, které mají kladné NPV . Pokud by zrealizoval jeden velký projekt s největší hodnotou NPV a ostatní by zamítl, mohl by nastat případ, kdy několik menších projektů za stejnou pořizovací cenu, jako by byla u největšího projektu, bude mít daleko vyšší výnosy než onen projekt. Je tedy vhodné seřadit projekty sestupně od nejvyššího PI a ty by měly mít prioritu ve výběru investování. Pokud ale hodnotíme projekty, které se vylučují, není index PI vhodný [23].

4.5 Metoda vnitřního výnosového procenta

Vnitřní výnosové procento (Internal rate of return, zkráceně IRR) udává úrokovou míru, při které je dosaženo stejné současné hodnotě příjmů, jako je současná hodnota výdajů. Jinými slovy, při tomto procentu je NPV nulové a PI je rovno jedné. Vhodnost realizace nastává tehdy, pokud je vnitřní výnosové procento IRR větší než předem nastavená diskontovaná sazba, respektive požadovaná výnosnost investice) [23].

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (4.2)$$

Výhodou této metody je, že nemusíme znát přesnou hodnotu diskontní sazby, která se těžko predikuje. Stačí znát její přibližný odhad, nebo maximální požadovanou výnosnost investice. IRR nelze použít u navzájem se vylučujících projektů, u projektů s různou pořizovací cenou nebo s různou velikostí finančních příjmů, které závisí na čase.

4.6 Metoda průměrné výnosnosti

Tato statická metoda s označením *ARR* (Average rate of return) je založena na stanovení průměrné výnosnosti podílem ročního zisku po zdanění a pořizovacími náklady. Pro realizaci je vhodná varianta, která má *ARR* vyšší, než je celková průměrná výnosnost firmy.

Jelikož tato metoda je vztažena na časové období (jeden rok), lze ji použít pro posouzení variant s různou dobou životnosti. Tato metoda je vhodnější než průměrné roční náklady, protože není vázána stejným objemem produkce. Na druhou stranu stejně jako *AC* nebere v úvahu vliv času, nepoužívá informaci o velikosti počátečních investic a počítá se zůstatkovou hodnotou pořízeného majetku, která se může od tržní hodnoty investice velmi lišit. Navíc srovnání s průměrnou výnosností firmy může být v praxi zavádějící, protože prosperující firma s vysokou výnosností může na základě výpočtu *ARR* odmítnout výhodné investiční projekty a naopak [23].

4.7 Metoda doby návratnosti

Doba návratnosti investice (Payback period – *PB*) udává počet let, po kterých dojde ke splacení investice. Při rozhodování o projektu se projekt s nižší *PB* dříve splatí.

Tato metoda ale nedává informaci o tom, který z projektů, které mohou mít různou dobu životnosti, nebo různý časový průběh finančních příjmů z investice, je efektivnější, ale pouze o tom, který je likvidnější. Údaj o efektivitě je daleko důležitější než údaj o likviditě, proto je tato metoda téměř nepoužívaná. Pokud bychom chtěli z této statické metody udělat dynamickou, museli bychom aktualizovat příjmy v jednotlivých letech. Jednalo by se tedy o diskontovanou dobu návratnosti [23].

4.8 Aplikace v elektroenergetice

Energetika je hospodářsky velmi náročné odvětví a tomu odpovídají také požadavky na korektnost projektové dokumentace a finanční rozvahy projektu. Energetické projekty bývají finančně velmi nákladné, technická životnost zařízení bývá velmi dlouhá a nedochází k morálnímu zastarávání, takže i ekonomická životnost investic trvá i desítky let. Navíc projekt nelze hodnotit pouze na základě nejvyšší ekonomické efektivity, ale je také potřeba zohlednit technické, materiálové, ekologické, environmentální anebo společenské aspekty. Nelze tedy stanovit jeden ekonomický ukazatel, podle kterého by se stanovovala vhodnost realizace projektu. Při použití více kritérií dochází ke zpřesnění komplexního rozhodnutí. Na druhou stranu při použití více parametrů je rozhodování mnohem náročnější a může být velmi subjektivní. Je potřeba optimalizace, která stanoví jednotlivým kritériím relevantní důležitost, podle které se bude rozhodovat.

V praxi je výhodné uvažovat takové metody, které pracují s aktualizací (diskontací) časově odlišných příjmů a výdajů vzhledem k roku začátku výstavby nebo které jsou založeny na principu peněžního toku (cash-flow) vyvolaném investicí do hodnoceného projektu. Je potřeba ekonomicky zhodnotit zejména

- stejnou dobu životnosti projektu (pokud některý projekt skončí dříve, bude potřeba jej nahradit něčím jiným – například elektrické vedení napájající firmu)
- důvěryhodný odhad změny cen v budoucnu, protože tato záležitost je velmi důležitá a téměř nepredikovatelná,
- prozkoumat možnosti financování (vlastní kapitál, úvěr nebo dotace),

- respektování daňových odpisů, úlev,
- možnou zůstatkovou hodnotu majetku (popřípadě náklady na jeho likvidaci) po skončení doby životnosti.

Výsledky je vhodné prezentovat jako maximální možný zisk, v ojedinělých případech jako minimální náklady [23].

5 PROVOZNÍ A INVESTIČNÍ NÁKLADY VEDENÍ VN

Pro zabezpečení spolehlivého chodu elektrizační soustavy je potřeba obnovovat distribuční soustavu z důvodu omezené životnosti energetických zařízení, ale také budovat nová vedení kvůli neustále se zvyšující spotřebě elektrické energie. Náklady nevznikají pouze při pořizování investice, ale také při jejím provozu. Při průchodu elektrického proudu vedením dochází ke vzniku nevyužitého ztrátového tepla, pro zajištění provozuschopnosti sítě je potřeba elektrická vedení udržovat, opravovat, řešit poruchy, které mohou nastat a mnoho dalších. Obecně lze konstatovat, že u venkovních vedení jsou pořizovací náklady na kilometr délky nižší než u kabelového vedení, protože značnou část ceny tvoří finančně nákladné výkopové a zemní práce. Na druhou stranu kabelové vedení vykazuje menší provozní náklady, než je tomu u vedení venkovního, protože venkovní vedení je vystaveno silnějšímu působení povětrnostních vlivů než kabelové vedení, které je uloženo v určité hloubce v relativně stabilním prostředí.

Do provozních nákladů neboli OPEX (operating expense) i do investičních nákladů (capital expenditures – CAPEX) lze zahrnout nepřeberné množství výdajů – od administrativních budov, materiálu, provozování zařízení, strojů a automobilů, přes výdaje na mzdy zaměstnanců, hrazení ztrát v elektrizační síti, licencí na software až po služební telefony nebo vzdělávání zaměstnanců.

Vlivem působení distribučních společností v regulovaném prostředí jsou regulátorem stanoveny maximální povolené náklady společnosti (viz 3.3.1), do kterých lze zahrnout jen ty položky, které nezbytně slouží k zajištění distribuce elektrické energie. Náklady, které jsou takto neopodstatněné, nebo které přesáhnou maximální rámec povolených uznatelných nákladů musí společnost hradit ze svých zdrojů (například z generovaného zisku, který je ovlivněn regulační bází aktiv – kap. 3.3.3).

5.1 Provozní náklady (OPEX)

Provozní náklady jsou obecně neinvestiční výdaje společnosti, které jsou potřebné pro správný chod společnosti. Tyto výdaje zahrnují z velké části osobní náklady, jako jsou mzdy nebo platy zaměstnanců, náklady na nákup a logistiku materiálu, údržbu a opravy zařízení, náklady na provoz budov, kancelářského vybavení, firemních automobilů, náklady na služby (vedení účetnictví, podpora informačních technologií, finanční poradenství, pojištění), náklady na elektřinu, vodu, plyn, kanalizace, internetové a telefonní připojení a další. Většinu nákladů firem tvoří právě náklady provozní, proto je snaha společností tyto výdaje snižovat, nebo výrazně nezvyšovat, a to za podmínky dodržení stejné kvality provozu nebo výroby. Takováto firma má dobré předpoklady k tomu, aby byla úspěšnější, měla vyšší zisky a aby celková hodnota společnosti rostla **Chyba! Nenašel jsem zdroj odkazů..**

Jelikož se tato práce zaměřuje na specifickou oblast energetiky, která je pro hospodářskou situaci státu velmi důležitá, je potřeba nezávislého regulačního orgánu, který stanoví všechny uznatelné náklady distribuční společnosti spojené s nezbytným zajištěním provozu distribuční soustavy. ERÚ stanovuje všechny uznatelné náklady distribučním společnostem pomocí veřejně dostupného regulačního výkazu.

Při posouzení vhodnosti různých variant elektrického vedení je potřeba zhodnotit ty výdaje, které jsou spojené s provozem daného zařízení a jsou snadno rozpočitatelné na určitou délku

vedení. Při provozu zařízení dochází ke ztrátám elektrické energie, je potřeba provádět údržbu na elektrických zařízeních, opravovat poškozená zařízení a další. Položky, které jsou odpovědné za vzniklé provozní náklady a jsou důležité pro hodnocení problematiky této práce, jsou popsány v interním dokumentu společnosti E.ON [25].

5.1.1 Náklady na ztráty

Při provozu elektrických sítí dochází ke ztrátám elektrické energie. Tyto ztráty lze rozdělit do dvou skupin, a to v závislosti na principu vzniku ztrát.

5.1.1.1 Technické ztráty

K technickým ztrátám dochází při přenosu elektrické energie. Jsou způsobeny fyzikálními účinky při průchodu elektrického proudu vedením.

Jouleovy ztráty

Při průchodu elektrického proudu vedením dochází k přeměně elektrické energie na teplo. Tyto ohmické ztráty způsobí ohřívání vodiče. Energie, která se z vodiče vyzáří ve formě tepla závisí na odporu vodiče, na době působení proudu a na kvadrátu procházejícího proudu. Ztráty energie u třífázového prvku lze stanovit následovně:

$$W_z = 3 \cdot \int_0^T R \cdot i(t)^2 \cdot dt \quad (5.1)$$

kde

W_z ... ztrátová energie,

T ... čas průchodu proudu,

R ... odpor vedení,

$i(t)$... časově proměnná hodnota proudu.

Z průběžného měření efektivních hodnot proudů získaných z dispečerského řízení budou stanoveny Jouleovy ztráty pro navrhované vedení, u kterého je známa délka vedení a impedance vedení vztažená na 1 km. Tyto ztráty budou poté vyčísleny jako náklad na kilometr délky vedení.

Ztráty na spojích

Spojování venkovních vedení způsobí v cestě elektrickému proudu dodatečný přechodový odpor, který se při průchodu proudu zahřívá. Tyto ztráty nelze jednoznačně určit výpočtem, poněvadž závisí na mnoha proměnných, z nichž mezi nejdůležitější patří dotažení proudových spojů, stav a čistota zařízení, nebo například jeho stáří.

Pro účely výpočtu stanovuje vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu hodnotu ztrát na spojích jako 3 % z hodnoty celkových proměnných ztrát, pokud se jedná o sítě VN **Chyba! N enalezen zdroj odkazů..**

Ztráty svodem

Ztráty svodem jsou u venkovního vedení způsobeny svodovým proudem, který teče po povrchu vedení. Díky konduktanci vedení G (reálné složce příčné admitance) vznikají na vedení ztráty činného výkonu a to tzv. příčné ztráty. Jsou téměř nezávislé na zatížení, naopak je velmi ovlivňuje velikost napětí, povětrnostní podmínky, stav a čistota vedení. Tyto ztráty lze obtížně určit, protože hodnota svodové konduktance je často ovlivněna nahodilými okolnostmi a může se v jednotlivých případech lišit až o tři řády [33].

Poměrově jsou ztráty svodem mnohem menší než celkové ztráty vedení, takže lze k jejich stanovení využít průměrné roční hodnoty ztrát, které činí pro napěťovou hladinu VN 800 kWh/km **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů..**

Ztráty v dielektriku

U kabelových vedení způsobuje konduktance ztráty v izolaci kabelu čili v dielektriku. Tyto ztráty jsou především zapříčiněny namáháním izolace střídavým proudem, magnetickou hysterezí nebo vířivými proudy. Dielektrické ztráty v kabelových vedeních způsobují dodatečné ohřívání vodičů, protože dielektrikum je velmi dobrý tepelný izolant. Díky zvýšenému oteplení jádra vodiče mají kabely menší proudovou zatížitelnost, než venkovní vedení se stejným průřezem **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů..** Kvalita izolace je důležitý parametr, který ovlivňuje dielektrické ztráty. Je vyjádřen pomocí ztrátového úhlu δ , který by neměl u správně uložených a udržovaných kabelů přesáhnout hodnotu 4° **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů..**

Při stanovení ztrátové energie, která se ročně ztratí v kabelových vedeních, lze při uvažování ztrátového úhlu $\delta=2^\circ$ určit průměrné ztráty pro vedení VN hodnotou 1 400 kWh/km **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů..**

Ocenění technických ztrát

Ztráty elektrické energie na vedení jsou doprovodným a nežádoucím jevem provozu elektrizační soustavy. Jelikož jimi nevzniká žádná škoda, nebo újma třetích stran, jsou oceňovány na základě tržní ceny elektřiny. Pro provozovatele přenosové soustavy se cena určí jako výsledek výběrového řízení výrobců elektrické energie. Provozovatelům distribučních sítí jsou ceny pro účely výpočtu regulovaných cen stanoveny regulačním úřadem na základě vývoje tržních cen elektřiny, ceny odchylky atd. Pro rok 2018 byla pro společnost E.ON stanovena cena ocenění ztrát ve výši 963,04 Kč/MWh.

5.1.1.2 Netechnické ztráty

Netechnické ztráty vznikají na základě rozdílných toků elektrické energie, než jsou měřené hodnoty. Nejvýznamnější úlohu hraje neoprávněný odběr proudů, chyby měření, účtování, evidence, odběry elektřiny na hranici citlivosti měřicích přístrojů nebo například chybné zapojení měřicích přístrojů. Netechnické ztráty se nedají přesně stanovit a jejich význam pro posouzení efektivnosti investice do vedení nehraje roli [35].

Neoprávněný odběr

Neoprávněný čili černý odběr je definován v §51 Energetického zákona jako [4]:

- a) odběr bez právního důvodu,
- b) odběr bez měřicího zařízení,
- c) odběr v přímé souvislosti s neoprávněným zásahem na elektrické vedení nebo zařízení v distribuční soustavě, ...

Neoprávněný odběr elektrické energie je ze zákona zakázán a nelegální připojení na síť VN je technologicky velmi náročné a nebezpečné. Jelikož je tato práce zaměřena na soustavu vysokého napětí, černé odběry nebudou uvažovány.

Chyba měřicích přístrojů

Měření elektrických veličin na hladině vysokého napětí je provedeno nejčastěji přístrojovými transformátory proudu a napětí. Měření probíhá přímo na vývodu vedení z rozvodny. Obvyklá třída přesnosti měřicích transformátorů je 0,5. To znamená, že při jmenovitém zatížení je maximální chyba 0,5 % z maximálního měřicího rozsahu.

5.1.2 Náklady na Řád preventivní údržby (dále ŘPÚ)

Elektrická vedení se musí řídit platnými právními předpisy a technickými normami, které stanovují požadavky pro jejich bezpečný a spolehlivý chod. Podle normy [36] není potřeba provádět pravidelné revize elektrických zařízení, pokud je bezpečnost těchto zařízení zajištěna pravidelnými kontrolami a údržbou podle řádu preventivní údržby. Toto specifické pravidlo platí pouze pro elektroenergetiku – například v plynárenství je potřeba provádět jak ŘPÚ, tak i pravidelnou revizi zařízení.

Údržba je pravidelná činnost, která má za úkol zpomalit fyzické opotřebení, předchází poruchám a odstraňuje drobné závady. ŘPÚ je definovaný jako soustava prací prováděných k zajištění provozuschopného a bezpečného stavu zařízení. Tyto práce mají definovaný rozsah a způsob provedení, lhůty pro provádění údržby a další specifické údaje.

Montér provádí činnosti dané ŘPÚ pro daný typ zařízení a druh údržby. Nakonec provede zápis o výsledku pravidelné kontroly a o odstranění zjištěných závad do Zprávy o provedené preventivní údržbě. Podle této zprávy jsou dále stanoveny potřebné práce pro odstranění poruch a nedostatků. Tímto jsou stanoveny podněty k Běžné opravě. Tato zpráva slouží také k vypracování podkladů pro opravy a rekonstrukce.

Technik provozu a údržby vygeneruje v systému TOMS (Technical Operational and Maintenance System) roční plán preventivní údržby, který stanoví potřebné aktivity pro celý rok. Může u jednotlivých akcí stanovit požadovaný měsíc uskutečnění práce (u činnostech, které se opakují několikrát do roka) anebo přidat požadavek na provedení činnosti četou PPN VN (práce pod napětím VN) [26].

Nákladem na ŘPÚ jsou skutečně odpracované hodiny strávené při plnění ŘPÚ, poměrná doba strávená při cestování, čas potřebný na zajištění pracoviště a potřebné dispečerské manipulace (např. rekonfigurace sítě za účelem uvolnění elektrického zařízení k provedení preventivní údržby). Navíc je do těchto nákladů zahrnut i běžný drobný materiál, který je použit při provádění ŘPÚ, jako jsou maziva, izolační pásy, výstražné značky, plomby, kalibrační štítky a další. Pokud je při vykonávání ŘPÚ zapotřebí techniky (auta, vysokozdvizné plošiny), která je ve vlastnictví distribuční společnosti, nepočítá se do nákladu na ŘPÚ, ale do ostatních nákladů.

5.1.2.1 Preventivní údržba venkovního vedení

Pochůzková prohlídka

Jedná se o plánovanou důkladnou vizuální prohlídku prováděnou zkušeným montérem z blízkosti stožáru za provozu. Mezi nejdůležitější věci, které se zkoumají, patří poškození podpěrných bodů, jejich číslování, uvolnění šroubových nebo nýtových spojů, vychýlení stožárů z trasy, stav izolátorů, vodičů, svodičů přepětí, uzemnění a úsekových odpínačů. Dále je potřeba zkontrolovat normativní výšku vodičů nad terénem, dodržování předpisů v ochranném pásmu vedení a stav houští a stromů v blízkosti vedení.

Pokud se při pochůzkové prohlídce zjistí nedostatky, musí se sepsat do Zprávy o provedené preventivní údržbě.

Běžná údržba

Pracovník musí při preventivní údržbě vyzkoušet funkčnost úsečníků a promazat uzamykací zámky. Je potřeba dotažení proudových a upevňovacích spojů. Proudové spoje se kontrolují termovizí a ve vypnutém stavu se při závadě prohlédnou, rozeberou, očistí a dotáhnou. Dalšími pracemi je promazání a seřízení pohyblivých částí a pohonů, kontrola a očištění nečistot izolátorů, očištění opálení brusným papírem. Dále se provádí diagnostika a údržba spínacích prvků ovládaných přes dálkové ovládání.

5.1.2.2 Preventivní údržba kabelových vedení

Pochůzková prohlídka

Pochůzkovou prohlídku provádí kvalifikovaný pracovník, který kontroluje stav a označení kabelové trasy. Podle normativních standardů zkoumá stav uložení a uchycení kabelů na konstrukcích, lávkách, závěsech a jejich vyvedení na stožáry a zařízení. Dále je potřeba dbát na stav okolního terénu, což znamená nejen podezřelé pohyby půdy v blízkosti kabelové trasy, ale také na ostatní zemní práce probíhající v jejich okolí. Přezkoumává také plnění předpisů o ochranném pásmu a vizuálně kontroluje stav přístupných kabelových koncovek.

5.1.3 Náklady na poruchovost

Porucha elektrického vedení zapříčiňuje vybavení vývodových ochran a následnou nedodávku elektriny pro postižené odběratele. Příčin vzniku poruchy může být několik. Nejběžnějším podnětem pro vznik poruchy je nepříznivé počasí. Například při bouřce může do venkovního

vedení uhodit blesk, silný vítr může ulomit větev, nebo vyvrátit strom, který poškodí elektrické vedení. Elektrická vedení mají v daném pracovním prostředí omezenou životnost. Například u kabelového vedení dochází ke stárnutí a oslabování izolace vlivem přírodních jevů, dokud není porušena elektrická pevnost izolace, která způsobí poruchu. Další příčinou vzniku poruchy je zavinění třetí osobou. Nejčastěji se stává, že stavební firma při výkopových pracích nenechá vytyčit případnou kabelovou trasu a bagrista kabel překopne, do sloupu elektrického vedení nebo rozvodné skříně narazí automobil a další [38].

Při poruše na vedení nebo elektrickém zařízení provede dispečer potřebné dispečerské činnosti a následně vyšle poruchovou četou provést opravu poruchy. Po nalezení a identifikování poruchy musí vedoucí práce kontaktovat technika provozu a údržby a projedná s ním postup neprodleného odstranění závady. Odstranění poruchy může být dočasně realizováno provizorním technickým řešením, které neohrozí zdraví, majetek anebo životy. Při opravě je potřeba dodržet časové požadavky standardu na obnovení dodávky elektrické energie a od první chvíle je potřeba snížit dispečerskými manipulacemi počet zákazníků, kteří budou zasaženi bezproudím. U rozsáhlejších poruch a u škod nad 35 000 Kč je potřeba provést nejnutnější opravy, aby bylo vedení provozuschopné a obnovení původního stavu se provede v rámci běžných oprav.

Celková cena je stanovena celkovou dobou, kterou stráví montéři společnosti E.ON nebo externí firmy při opravě poruchy, celkovým použitým materiálem a využitím zařízení, které bylo potřeba na opravu poruchy (např. dopravně mechanizační služby). Do nákladů na odstranění poruchy se také započítává stírání námrazy, vyhřívání vedení a další činnosti.

Celkové roční náklady na poruchy všech kabelových vedení VN společnosti E.ON, kterých je 3900 km lze očekávat ve výši 10 000 000 Kč/rok. Náklad na jeden kilometr kabelového vedení tedy činí 2 564 Kč/km/rok. U venkovního vedení VN lze předpokládat celkový roční výdaj za poruchovost 12 000 000 Kč/rok, přičemž celková délka venkovního vedení VN je 18 576 km. Výše nákladu vztáženého na jeden kilometr venkovního vedení je 646 Kč/km/rok.

5.1.4 Náklady na běžné opravy

Opravou se rozumí činnost, která odstraňuje známky částečného fyzického opotřebení nebo poškození. Účelem opravy je uvedení do stavu, který odpovídá původnímu stavu s použitím materiálů, dílů nebo technologií, přičemž nedojde k technickému zhodnocení (nezvýší se vstupní cena majetku).

Na základě nedostatků zjištěných při preventivní údržbě a zapsaných do Zprávy o provedené preventivní údržbě se rozhodne závažnost situace. Závady se dělí podle jejich důležitosti na:

Závada klasifikace 1

Jedná se o závadu, která může být odstraněna na místě a bez vypínání zařízení. Její odstranění provedou pracovníci nejpozději v následujícím měsíci, kdy byla závada zjištěna.

Do této kategorie spadají méně závažné nedostatky, jako je například utržená zemnicí lať, uvolněné bandáže dřevěných sloupů, chybějící výstražné tabulky, vadný zámek atd.

Závada klasifikace 2

Při opravě závady klasifikace 2 je zapotřebí zajistit bezproudí. Technik provozu a údržby zapíše stav do systému nejpozději do 14-ti dnů od doručení Zprávy o provedené preventivní údržbě. Pokud technik vyhodnotí závadu jako naléhavou, zapíše do systému rovnou požadavek na běžnou opravu a objedná pracovní četou.

Jako stupeň hodnocení „2“ se považují zejména uhnílé dřevěné sloupy, znatelně rozpraskané betonové sloupy, nebo betonové základy železných stožárů. Dále potom uražené izolátory, nevyhovující výška vodičů, zanedbaný stav průseků – neodkladné okleštění stromoví, nepřístupné zařízení DS, poškozené uzemnění nebo nepovolené umístění cizího zařízení.

Pokud závady nevyžadují neprodlené řešení opravy, může technik provozu a údržby naplánovat jejich nápravu při již naplánované odstávce. Závada je poté brána jako porucha pouze v případě, dojde-li k překročení plánované doby bezproudí z důvodu odstranění závady.

Pro konkretizování rozsahu a pro lokalizaci poruchy musí technik provozu a údržby předat vedoucímu pracovní čety Požadavek na provedení práce, Plánovací protokol BO a další potřebné dokumenty.

Náklady na běžné opravy jsou stanoveny pomocí jednotkové ceny za opravy jednotlivých prvků soustavy. Jednotkovou cenu lze vyjádřit jako:

$$JC = HS_p \cdot NH_p + HS_z \cdot NH_z + N_m + M + N_d + P, \quad (5.2)$$

kde

JC ... jednotková cena,

HS_p ... hodinová sazba za provedenou práci,

NH_p ... počet normohodin stanovených pro jednotlivou práci,

HS_z ... hodinová sazba za provedenou zemní práci,

NH_z ... počet normohodin stanovených pro zemní práce,

N_m ... náklad na mechanismy,

M ... cena za použitý materiál,

N_d ... cena za dopravu,

P ... přírážka.

Položku přírážka ovlivňují prvky jako je přírážka za dopravu materiálu na stavbu, za inženýrskou činnost a administrativu, za horskou oblast, za ekologickou likvidaci, za technickou evidenci a v neposlední řadě zahrnuje tato položka i různé poplatky.

Celková cena za běžné opravy na kabelovém vedení VN může dosáhnout hodnoty 12 000 000 Kč/rok, na venkovním vedení až desetinásobek čili 120 000 000 Kč/rok. Roční náklad na kilometr kabelového vedení je 3 077 Kč/km/rok, venkovního vedení 6 460 Kč/km/rok.

5.1.5 Náklady na odstraňování a oklešťování stromů

Při předcházení zkratů i zemních spojení, a tím dodržení spolehlivosti dodávky elektrické energie, je mimo jiné zapotřebí udržovat okolní porosty tak, aby nezasahovaly do ochranného pásma vedení. Jedná se o odstraňování křovin, náletových porostů, ořezávání větví či kácení stromů [27].

Pro společnost E.ON tyto práce vykonávají především externí firmy, které jsou na ně specializované. Cena je stanovena na základě nasmlouvaných hodinových sazeb a na skutečně vykázaném množství práce. Potřeba ořezávání může nastat z několika důvodů:

- *Dlouhodobá údržba* – jedná se o plánované trvalé a průběžné udržování požadovaného stavu lesních průseků, osamocených stromů, sadů, alejí, keřů atd. Dlouhodobá údržba je hrazena jednou za rok paušálně.
- *Likvidace kalamitních stavů* – následkem působení atmosférických, geologických, či jiných přírodních vlivů může vzniknout stav ohrožení bezpečnosti provozu distribuční soustavy. Za kalamitní stav se v některých případech považuje také stav předcházení stavu nouze. Technik provozu a údržby zadává požadavek na externí firmu a ta následně následky kalamity likviduje.
- *Provedení kácení a oklešťování pro operativní potřeby* – kvůli přípravě pracovního prostoru pod venkovním vedením, nebo nad kabelovým vedením je potřeba odstranit okolní dřeviny.
- *Provedení kácení a oklešťování mimo operativní potřeby* – tato činnost se provádí v mimořádných situacích, pokud by mohla vegetace svojí výškou, mohutností koruny, zdravotním stavem, pádem apod. narušit bezpečnost a spolehlivost provozu DS [27].

Plocha pod elektrickým vedením, kterou je potřeba udržovat, je stanovena celkovou šířkou ochranného pásma. Ochranné pásmo definuje zákon [31] jako prostor v bezprostřední blízkosti zařízení elektrizační soustavy určený k zajištění spolehlivého provozu a ochrany života, zdraví a majetku. Ochranné pásmo venkovního vedení je prostor ohraničený svislými rovinami v požadované vzdálenosti kolmo na vedení od obou krajních vodičů.

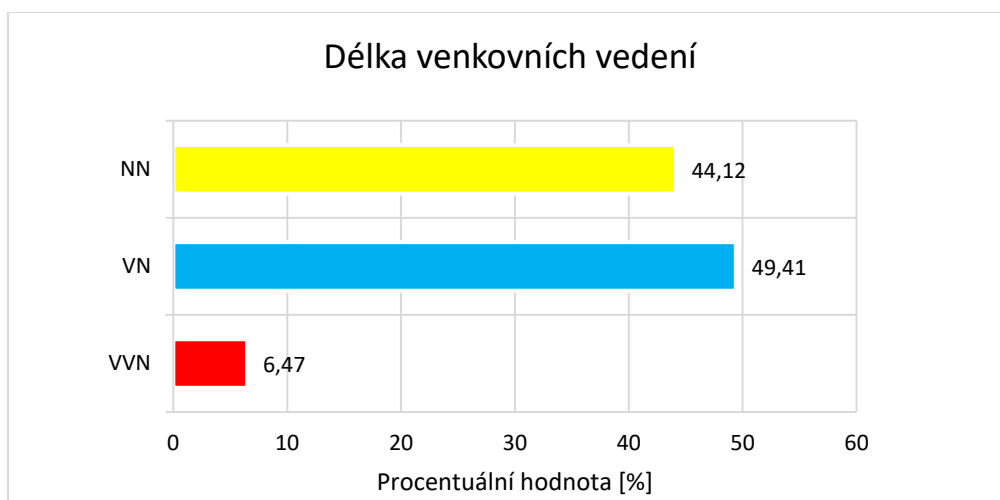
Prořezávání se řeší převážně u venkovního vedení. U kabelového vedení se mohou vyskytnout pouze při výstavbě vedení, a to jako investiční náklad – CAPEX. Dále již nevzniká potřeba prořezávání nad kabely, protože při pravidelné pochůzce v rámci ŘPÚ není možné, aby v ochranném pásmu kabelového vedení vyrostl statný strom. V současné době jsou navíc kabelová vedení soustředěna hlavně do měst, kde potřeba prořezávky odpadá. Pokud by se v budoucnu začaly masivně kabelizovat například lesní průseky, bylo by potřeba udržovat i určitý stav stromů v blízkosti kabelového vedení.

Ochranné pásmo u venkovního vedení sahá do vzdálenosti 7 m od krajního vodiče. Vzdálenost mezi krajními vodiči (šířka nejpoužívanějšího stožáru Pařát) je 1,6m. Celková šíře ochranného pásma u venkovního vedení VN činí 15,6m. Jednotlivé minimální vzdálenosti porostů od zařízení

a vedení DS jsou znázorněny v Příloze A, Příloze B a příloze C. [27]. Následující tabulka obsahuje délku jednotlivých venkovních vedení v závislosti na napěťové hladině.

Tab. 5 – Přehled délek venkovních vedení na jednotlivých napěťových hladinách [vlastní zpracování]

Napěťová hladina	Délka vedení (km)	Procentní zastoupení (%)
VVN	2373	6,47
VN	18107	49,41
NN	16170	44,12
Celkem	36650	100

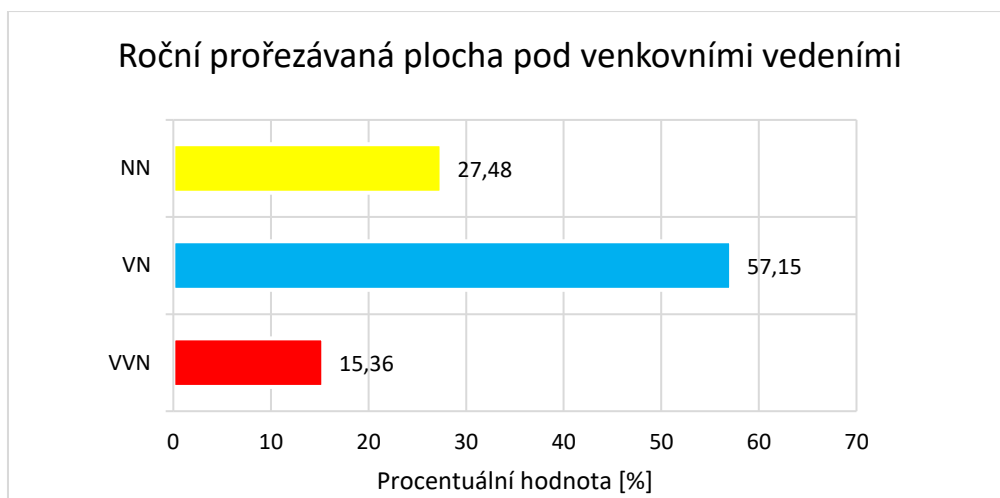


Obr. 10 – Procentuální zastoupení délek venkovních vedení [vlastní zpracování]

Celková prořezávaná plocha pod vedením VN činí přibližně 282,47 km². Interval prořezávky na VN je tříletý, takže za jeden rok se musí pod vedením VN prořezat 94,16 km²/rok.

Tab. 6 – Přehled roční prořezávané plochy pod venkovním vedením na jednotlivých napěťových hladinách [vlastní zpracování]

Napěťová hladina	Roční prořezávaná plocha (km ² /rok)	Procentní zastoupení (%)
VVN	25,31	15,36
VN	94,16	57,15
NN	45,28	27,48
Celkem	164,74	100,00



Obr. 11 – Procentuální zastoupení prořezávané plochy pod venkovními vedeními na jednotlivých napětových hladinách [vlastní zpracování]

Dobu strávenou prořezáváním ploch pod elektrickými vedeními na všech napětových hladinách lze stanovit na 25 000 hodin za rok. Na hladinu VN odpovídá doba 14 288,3 hodin. Pokud se tento celkový čas prořezávky vztáhne na 1 kilometr vedení VN, jedná se o hodnotu 0,8 hod/km/rok.

5.1.6 Náklady na vytyčování kabelových vedení uložených v zemi

Požadavek na vytyčení kabelových tras přichází od technika provozu a údržby, nebo přes Středisko služeb zákazníků. Vytyčování probíhá buď ručními přístroji (trasovačka, hledačka zemních kabelů) nebo měřicím vozem. Objednatel obdrží po vytyčení trasy pověřeným technikem Protokol o vytyčení. Cena za tuto službu je stanovena podle příslušného ceníku.

Potřeba vytyčení může nastat ze dvou důvodů:

Plánovaná činnost

Vytyčování je v tomto případě dopředu objednaná činnost objednatelem za účelem provádění zemních prací v blízkosti, aktualizace stávajících technických dokumentací nebo zjišťování místa poruchy kabelů.

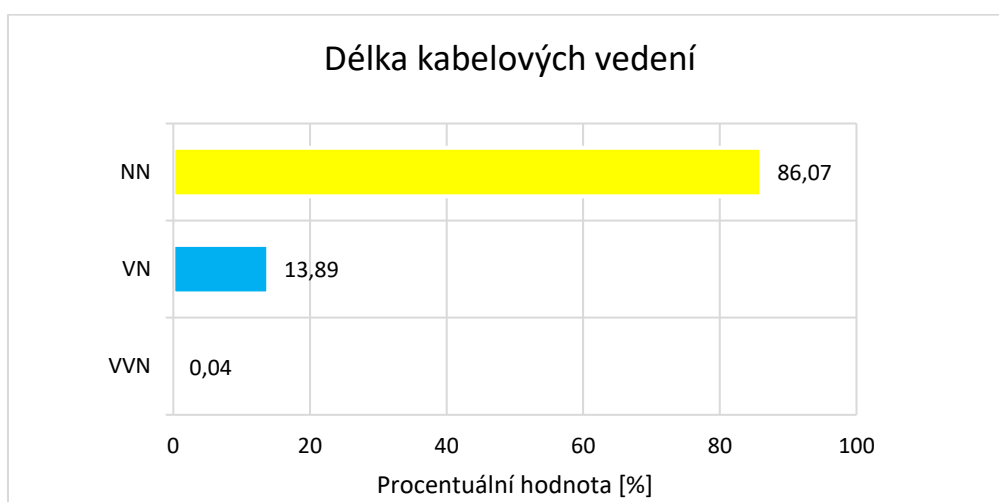
Neplánovaná činnost

V tomto případě se jedná zejména o poruchové stavy na jiných inženýrských sítích (vodovody, kanalizace, plyn, telekomunikace). Jedná se tedy o havarijní službu, která musí být v neustálé pohotovosti.

V celé distribuční soustavě provozované společností E.ON je celkem 27 116 km kabelového vedení, z toho 86,07 % je na hladině nízkého napětí, 13,89 % na hladině vysokého napětí a 0,04 % ve velmi vysokém napětí. Jednotlivé počty km jsou uvedeny v následující tabulce.

Tab. 7 – Přehled délek kabelových vedení na jednotlivých napěťových hladinách [vlastní zpracování]

Napěťová hladina	Délka vedení (km)	Procentní zastoupení (%)
VVN	11	0,04
VN	3767	13,89
NN	23338	86,07
Celkem	27116	100



Obr. 12 – Přehled délek kabelových vedení na jednotlivých napěťových hladinách [vlastní zpracování]

Celkem by mohlo být vytyčováním kabelů na všech napěťových hladinách ročně stráveno 13 000 hodin práce. Pokud tuto dobu poměrově přepočítáme na jednotlivé hladiny, dostaneme časovou náročnost vytyčení kabelového vedení pro danou hladinu. Hladina VN zaobírá 13,89 % kabelového vedení, poměrově na ní tedy bylo odpracováno 1 806 hodin/rok. Jelikož je na této napěťové hladině 3 767 km kabelu, na jeden kilometr vedení odpovídá čas 0,48 hodin za rok.

5.1.7 Ostatní náklady

Provoz distribuční sítě je komplexní záležitost a tím pádem i činností prováděných za účelem bezpečnosti a spolehlivosti dodávky je velké množství. Výše uvedené náklady jsou pro účely analýzy této práce stěžejní a bude s nimi počítáno. Nicméně při stanovení celkových povolených nákladů společnosti je potřeba uvažovat všechny náklady jako například: platy zaměstnanců, náklady spojené se správou administrativních budov a firemních automobilů, náklady na škody způsobené třetími stranami nebo kalamitami, dispečerské manipulace, a mnoho dalších.

5.2 Investiční náklady

Investiční neboli kapitálové náklady jsou náklady za pořízení nebo obnovení majetku. Mezi nejdůležitější investiční náklady patří nemovitosti, technologie, zařízení, automobily, software a další. Tyto náklady mají velkou pořizovací hodnotu, jsou náročnější časově i na organizaci a realizaci pořízení. Z tohoto důvodu jsou většinou realizovány formou projektu. Z účetního hlediska se investiční náklady odepisují nebo amortizují po dobu více let. To je odlišuje od provozních nákladů, které jsou jednorázového charakteru [37].

Kapitálové náklady, které jsou bezprostředně spojené s provozem elektrizační soustavy může regulovaný subjekt zohlednit vůči ERÚ v povolených nákladech.

Investiční náklady spojené se stavbou zařízení VN se dají rozdělit na tři skupiny, a to na:

- Základní náklady
- Vedlejší náklady
- Koeficientní náklady

Následující popis a stanovení plánovaných investičních nákladů vychází z interního dokumentu společnosti E.ON [28].

5.2.1 Základní náklady

Jedná se převážně o náklady na energetická zařízení a materiál. Celková cena je stanovena z číselníku Měrných nákladů VN a NN, kde jsou všechny položky seřazené do jednotlivých kategorií. Na základě údajů v situačním plánu a z technického řešení zadání stavby doplní technik rozvoje do číselníku množství jednotlivých položek, které bude pro danou stavbu potřeba. Jedná se především o:

- Trafostanice (sloupové, kioskové, zděné) – přípravné stavební práce, technologie, uzemnění, rozváděče
- Transformátory – cena transformátoru, montáže a doprava
- Venkovní vedení VN – lano (dle námrazové oblasti), sloup, uzemnění, další technologie a příslušenství, zemní práce, materiál, odstranění stromů a keřovitého porostu, doprava
- Kabelové vedení VN – kabel, souběh kabelů, uzemnění, ostatní zařízení, zemní práce (překopy komunikací, podtlaky), ochranné trubky, zádlažba chodníku (kostky) a vozovky (asfalt), ostatní materiál, doprava
- Demontáže starých zařízení
- Ostatní

5.2.2 Vedlejší náklady

Vedlejší náklady jsou náklady spojené s vyřízením a provozem stavby. Můžeme je rozdělit na dvě skupiny:

5.2.2.1 Náklady na projektovou dokumentaci

Cena za projektovou dokumentaci je stanovená procentuální sazbou ze základních nákladů. Náklady na projektovou dokumentaci se kromě ceny projektové dokumentace skládají z nákladů na Územní souhlas (pokud Územní souhlas není kladně vyřízen, postoupí se k Územnímu řízení), ze Smlouvy o smlouvě budoucí na věčné břemeno a z poplatků. Cenu Územního souhlasu lze stanovit na 20 000 Kč, cenu Územního řízení poté na 30 000 Kč. Cena smluv budoucích na věčná břemena se odvíjí od počtu vyhotovení smluv. Počet smluv se odvíjí od velikosti celkových základních nákladů, protože s větší stavbou je při stavbě zasaženo více vlastníků pozemků. Přibližné počty zasažených vlastníků jsou znázorněny v Tab. 8.

Tab. 8 – Přibližné počty smluv budoucích na věčné břemeno [vlastní zpracování]

Základní náklady (tis. Kč)	50 - 100	101 - 500	501 - 1000	1001 - 2000	2001 - 5000	5001 - 10 000
Počet smluv budoucích na věčné břemeno	5 - 15	10 - 20	20 - 40	25 - 60	30 - 70	35 - 80

5.2.2.2 Společné náklady stavby

Tyto náklady se odvíjejí od financí potřebných pro správnou funkci a chod stavby a jejich hodnota závisí na výši základních nákladů. Skládají se z nákladů na geodetické zaměření, archeologický dozor, věčná břemena, revizi zařízení, kolaudaci, správní poplatky, ekologickou likvidaci demontovaných částí a další. Doporučené hodnoty společných nákladů stavby jsou uvedené v Tab. 9.

Tab. 9 – Doporučené hodnoty pro stanovení společných nákladů stavby [vlastní zpracování]

Základní náklady (tis. Kč)	50 - 100	101 - 500	501 - 1000	1001 - 2000	2001 - 5000	5001 - 10 000
Společné náklady stavby (tis. Kč)	25 - 50	40 - 100	100 - 150	150 - 350	350 - 750	750 - 1 000

5.2.3 Koeficientní náklady

Mezi koeficientní náklady můžeme zahrnout plánování a řízení stavby, což zohledňuje náklady na zajištění staveniště, manipulace na stavbě, dozor na staveništi atd. Dále je zde zahrnuta rezerva pro případ odlišných nákladů, než byly plánovány, náklady spojené s koordinátorem bezpečnosti a ochraně zdraví pracovníků (BOZP) a globální náklady na zajištění stavby.

Tyto náklady jsou stanoveny jako procentní sazba ze základních a vedlejších nákladů. Výše procentní sazby je určena základními náklady, ale může být upravena v závislosti na velikosti stavby. Přehled přibližných číselných hodnot je uveden v Tab. 10.

Tab. 10 – Přibližné hodnoty pro stanovení koeficientních nákladů [vlastní zpracování]

Základní a vedlejší náklady (tis. Kč)	50 - 100	101 - 500	501 - 1000	1001 - 2000	2001 - 5000	5001 - 10 000
Příprava a řízení stavby (%)	20 - 10	15 - 10	12 - 7	10 - 6	8 - 5	7 - 4
Rezerva (%)	20 - 15	20 - 10	15 - 8	12 - 6	8 - 5	7 - 4
Globální náklady na zařízení staveniště (%)	7 - 3	7 - 3	7 - 3	7 - 3	7 - 3	7 - 3
Koordinátor bezpečnosti (%)	-	-	-	-	-	2 - 1

5.3 Rozlišení mezi OPEX a CAPEX

ERÚ stanovuje distribučním společnostem maximální uznatelnou výši provozních a investičních nákladů. Proto je potřeba striktně rozlišovat, co lze uzнат jako investiční náklad (CAPEX) a co odpovídá svým charakterem provoznímu nákladu (OPEX). Tuto problematiku velmi ovlivňují podmínky, jaké regulační úřad stanoví. V současné době je regulační model nastaven tak, že jsou distribuční společnosti regulátorem vedeny ke snižování provozních nákladů a jsou jim hrazeny investice do zkvalitnění distribuční soustavy.

Některé realizace nelze striktně zařadit do určité skupiny nákladů. Opravy a údržby (OPEX) zpravidla znamenají jednorázový náklad, který lze daňově uzнат při respektování časové a věcné souvislosti. Investice čili technické zhodnocení (CAPEX), je rozdělena do několika období prostřednictvím odpisů a zvyšuje tím zůstatkovou cenu majetku. Proto je důležité z právního hlediska jednoznačné rozlišení, co se považuje za technické zhodnocení a co nikoliv.

Technické zhodnocení definuje zákon [29] jako výdaje spojené se stavební úpravou, dokončením nástavby a přístavby, rekonstrukcí nebo modernizací, pokud náklady převýšily ve zdaňovacím období částku 40 000 Kč. Rekonstrukcí je myšlen zásah do majetku, díky kterému dojde ke změně účelu nebo technických parametrů, které jsou pro stavbu charakteristicky důležité. U elektrického vedení je jedním z technických parametrů úroveň napěťové hladiny. Modernizací jsou myšleny úpravy majetku, které nahrazují morálně zastaralé, nebo časem opotřeбенé části modernějšími prvky. Příkladem modernizace je výměna pěti a více kusů dřevěných sloupů za betonové.

Při určování, jestli se jedná o technické zhodnocení, nebo ne se postupuje následovně [30]:

- Pokud se nejedná ani o rekonstrukci, ani o modernizaci, nejedná se ani o technické zhodnocení.
- Pokud se jedná o rekonstrukci, nebo modernizaci, jedná se o technické zhodnocení, ale stavbu lze zohlednit jako jednorázový náklad.
- Náhradu vadné části částí stejnou, nebo se stejnými parametry lze považovat za opravu bez ohledu na finanční hodnotu nahrazované věci.

6 HODNOCENÍ EFEKTIVNOSTI INVESTICE KONKRÉTNÍHO INVESTIČNÍHO ZÁMĚRU

Pro aplikování výše uvedených poznatků a vyhodnocení efektivnosti investice do vedení vysokého napětí budou znázorněny dva modelové případy různých technologií, u kterých je kladen důraz na metodiku a u kterých jsou upraveny interní normy a strategické citlivé hodnoty z důvodu kybernetické bezpečnosti.

U obou vedení se pro zjednodušení uvažuje dokončení výstavby k poslednímu dni v kalendářním roce a začátek provozu je od 1. ledna následujícího roku

6.1 Stavba A

Jedná se o elektrické vedení VN, u kterého je venkovní vedení nahrazeno kabelovým v celkové délce 4 500 m.

6.1.1 Provozní náklady stavby A

Do provozních nákladů kabelového vedení budou v tomto konkrétním případě zahrnuty náklady na ztráty, ŘPÚ, běžné opravy, poruchy a náklady na vytyčování.

6.1.1.1 Náklady na ztráty

Při výpočtu ročních Jouleových ztrát na hodnoceném kabelovém vedení jsou použity změřené hodnoty proudů z dispečerského řízení. Měrný odpor kabelového vedení je uvažován $0,125 \Omega/\text{km}$, délka vedení 4,5 km a pomocí vztahu (5.1) jsou stanoveny Jouleovy ztráty, které činí asi 0,68 MWh/rok.

Roční ztráty v dielektriku lze určit podle principu popsaném v kap. 5.1.1.1 hodnotou 6,3 MWh/rok.

Důvodem nepoměru ztrát je zatížení měřené linky. Při vyhodnocování ročního zatížení bylo zjištěno, že vedení není příliš zatížené (zatížení bylo 10–15 % z celkové proudové zatížitelnosti kabelu). Jelikož Jouleovy ztráty jsou velmi závislé na velikosti zatížení a ztráty v dielektriku nejsou zatížením vodiče nijak výrazně ovlivňovány, je mezi jednotlivými hodnotami výrazný nepoměr.

Celkové roční ztráty elektrické energie uvažovaného vedení činí 6,98 MWh. Při uvažování finanční částky 963,04 Kč za jednu MWh ztrát lze ocenit celkové náklady na ztráty modelového vedení částkou 6 724Kč/rok.

6.1.1.2 Náklady na ŘPÚ

Roční dobu strávenou při vykonávání ŘPÚ kabelového vedení lze stanovit jako 0,5 h na jeden kilometr kabelového vedení. Pro výše uvažované elektrické vedení bude celková roční doba provádění ŘPÚ 2,25 h.

Pro vyjádření peněžního nákladu na ŘPÚ je zapotřebí vynásobit dobu hodinovou sazbou na pracovníka, který údržbu provádí. Hodinovou sazbu pro účely této práce lze stanovit částkou 1000 Kč/h, přičemž v této částce je zahrnuta mzda pracovníka, který musí být dostatečně proškolen a seznámen s vykonávanou prací, náklady na ochranné oděvy, pomůcky a nářadí, které z hlediska

bezpečnosti musí odpovídat požadavkům pro vykonávání dané práce, náklady na zařízení a techniku, kterou pracovník pro provádění ŘPÚ využívá, ale jsou zde také započítány i např. režijní náklady firmy popsané v kap. 5.1.7.

Pro toto modelové vedení činí roční náklady na ŘPÚ 2 250 Kč/rok.

6.1.1.3 Náklady na poruchovost

Postup stanovení roční výše nákladů pro tuto práci je uveden v kap. 5.1.3. Roční náklady na poruchy činí 2 564 Kč/km/rok kabelového vedení, což pro hodnocené vedení dosahují roční náklady 11 538 Kč/rok.

6.1.1.4 Náklady na běžné opravy

Celkový roční náklad na běžné opravy, vztažený na jeden kilometr, u kabelového vedení je dle kap. 5.1.4 přibližně 3 077 Kč/km/rok. Pro toto vedení činí roční náklad na běžné opravy 13 847 Kč/rok.

6.1.1.5 Náklady na vytyčování

Postup stanovení hodinové náročnosti vytyčení jednoho kilometru kabelového vedení je znázorněn v kap. 5.1.6. Při uvažování hodinové náročnosti 0,48 h/km/rok lze stanovit potřebná doba strávená při vytyčování celé trasy kabelu a to přibližně 2,2 h/rok. Při výše zmíněné hodinové sazbě na pracovníka dosahují roční náklady na vytyčení tohoto kabelu 2 157 Kč/rok.

6.1.1.6 Celkové provozní náklady

Celkové provozní náklady se vypočítají jako součet všech dílčích OPEX. Z tohoto údaje můžeme stanovit přibližné celkové provozní náklady na jeden kilometr kabelového vedení. Přehled jednotlivých hodnot je v následující tabulce.

Tab. 11 – Celkové provozní náklady modelového kabelového vedení [vlastní zpracování]

Náklady	Hodinová náročnost (h/rok)	Měrná cena (Kč/km/rok)	Cena (Kč/rok)
Ztráty	-	1 494,27	6 724,20
ŘPÚ	0,5	500,00	2 250,00
Poruchy	-	2 564,10	11 538,46
Běžné opravy	-	3 076,92	13 846,15
Prořezy	-	-	-
Vytyčování	0,48	479,42	2 157,40
Celkové náklady	-	8 114,71	36 516,21

Celkové roční provozní náklady modelového vedení činí 36 516 Kč/rok. Pokud tuto hodnotu vztáhneme na jeden km délky kabelového vedení, činí roční provozní náklady na jeden km vedení 8 115 Kč/km/rok.

6.1.2 Investiční náklady stavby A

Investiční náklady modelového vedení byly stanoveny na základě vnitřních předpisů společnosti E.ON. Ceny stanovené pro účely této práce rámcově odpovídají reálným cenám.

Pořizovací náklady se skládají z nákladů základních, vedlejších a koeficientních.

$$N_{pořizovací} = N_{základní} + N_{vedlejší} + N_{koeficientní} \quad (6.1)$$

6.1.2.1 Základní náklady stavby A

Základní náklady jsou v tomto případě určeny použitým materiálem, montážními pracemi, zemními pracemi, překopem vozovky a demontáží vyřazeného vedení. Celkem základní náklady činí 4 143 000 Kč. Rozpis jednotlivých položek je v následující tabulce.

Tab. 12 – Přehled základních nákladů stavby A [vlastní zpracování]

Základní náklady			
Položka	Množství	Měrná jednotka	Cena (Kč)
VN kabel 3x240	4500	m	3 600 000,00
Kabelové spojky	7	ks	70 000,00
Kabelová koncovka	1	ks	3 000,00
Překop vozovky	1	ks	70 000,00
Demontáž vyřazeného vedení	1	ks	400 000,00
Celkem			4 143 000,00

6.1.2.2 Vedlejší náklady stavby A

Vedlejší náklady stavby lze rozdělit na dvě části, a to na náklady spojené s projektovou dokumentací a na společné náklady stavby. Výše nákladů na jednotlivé položky vyplývá z kap. 5.2.2.1, z Tab. 8 a z Tab. 9, přičemž směrodatným údajem pro stanovení položek je výše základních nákladů stavby, která náleží do rozmezí 2 000 000 – 5 000 000 Kč, konkrétně 4 143 000 Kč. Ceny položek jsou patrné z následujících tabulek.

Tab. 13 -Přehled nákladu na projektovou dokumentaci stavby A [vlastní zpracování]

Náklady na projektovou dokumentaci			
Položka	Množství	Měrná jednotka	Cena (Kč)
Cena PD	1	ks	250 000,00
Územní řízení	1	ks	30 000,00
Smlouva o smlouvě budoucí na věčné břemeno	50	ks	50 000,00
Celkem			330 000,00

Tab. 14 – Přehled společných nákladů stavby A [vlastní zpracování]

Společné náklady stavby			
Položka	Množství	Měrná jednotka	Cena (Kč)
Kolaudace	1	ks	5 500,00
Revize	1	ks	20 000,00
Geodetické zaměření	1	ks	300 000,00
Archeologický dozor	1	ks	10 000,00
Ekologická likvidace	1	ks	80 000,00
Správní poplatky	1	ks	3 000,00
Poplatky	1	ks	50 000,00
Náhrady škod	1	ks	150 000,00
Celkem			618 500,00

Výše jednotlivých položek byla stanovena pouze pro konkrétní modelový případ.

Celkové vedlejší náklady stavby se určí jako součet nákladů na projektovou dokumentaci a společných nákladů stavby. V tomto modelovém příkladu se jedná o sumu 948 500 Kč.

6.1.2.3 Koeficientní náklady stavby A

Výše koeficientních nákladů je závislá na součtu základních a vedlejších nákladů, jak je znázorněno v kap. 5.2.3. Jelikož je součet nákladů 5 091 500 Kč, lze stanovit procentní sazbu přípravy a řízení stavby na 6 % z celkových nákladů, rezervu na 5 %, globální náklady na 4 % a náklady na koordinátora bezpečnosti na 1,3 % z celkových nákladů. Výše jednotlivých nákladů je znázorněna v následující tabulce.

Tab. 15 – Přehled koeficientních nákladů stavby A [vlastní zpracování]

Koeficientní náklady			
Položka	Množství	Měrná jednotka	Cena (Kč)
Příprava a řízení stavby	1	ks	305 490,00
Rezerva	1	ks	254 575,00
Globální náklady na zařízení staveniště	1	ks	203 660,00
Koordinátor bezpečnosti	1	ks	66 189,50
Celkem			829 914,50

6.1.2.4 Celkové investiční náklady stavby A

Celkové pořizovací náklady jsou dány součtem dílčích investičních nákladů. Lze je stanovit pomocí vztahu (6.1).

$$\begin{aligned}
 N_{\text{investiční}} &= N_{\text{základní}} + N_{\text{vedlejší}} + N_{\text{koeficientní}} = \\
 &= 4\,143\,000 + 948\,500 + 829\,914,5 = 5\,921\,414,5 \text{ Kč}
 \end{aligned}$$

Celkové pořizovací náklady tohoto modelového vedení by činily 5 921 414,5 Kč. Pokud tuto hodnotu vztáhneme na jeden km délky vedení, dostaneme částku 1 315 870 Kč/km.

6.1.3 Povolené výnosy ze stavby A

Současné regulační podmínky určují princip stanovení povolených výnosů regulovaných společností následujícím způsobem.

6.1.3.1 Roční hodnota odpisů

Nejprve je potřeba stanovit hodnotu odpisů modelové stavby. ERÚ stanovuje výši odpisové sazby pro venkovní i kabelové vedení na 2,5 % a minimální dobu odpisování na 40 let. Roční hodnotu odpisů lze stanovit jako [23]:

$$O_A = IA_A \cdot \frac{ROS}{100}, \quad (6.2)$$

kde

O_A ... hodnota odpisů aktivované investice,

IA_A ... hodnota aktivované investice čili výše pořizovacích nákladů,

ROS ... roční odpisová sazba.

Celkovou hodnotu ročních odpisů vypočítáme dle (6.2) jako:

$$O_A = IA_A \cdot \frac{ROS}{100} = 5\,921\,415 \cdot \frac{2,5}{100} = 148\,035 \text{ Kč.}$$

6.1.3.2 Regulační báze aktiv

Výši regulační báze aktiv jednotlivé stavby lze ztotožnit se stanovením regulační báze aktiv (kap. 3.3.4) celé společnosti s těmito zjednodušeními:

1. Plánovaný koeficient přecenění regulační báze aktiv uvažujeme $k_{depl} = 1$.
2. Výchozí hodnota regulační báze aktiv $RAB_{de0} = 0$ Kč.
3. Neuvažujeme skutečné hodnoty, proto $KF_{deRABt} = 0$ Kč.
4. Uvažujeme výpočet pouze pro jednu napěťovou hladinu čili $k_{dxei-2} = 1$.

Díky těmto zjednodušením lze stanovit RAB stavby A jako:

$$RAB_A = \Delta RAB_A = IA_A - VM_A - O_A, \quad (6.3)$$

kde

RAB_A ... regulační báze aktiv stavby A,

ΔRAB_A ... roční změna regulační báze aktiv stavby A,

VM_A ... hodnota vyřazeného majetku stavby A, přičemž pro modelový příklad lze uvažovat předchozí vedení jako úplně vyřazené, takže $VM_A = 0$ Kč.

Po dosazení do vztahu (6.3) získáme hodnotu regulační báze pro první rok.

$$RAB_A = 5\,921\,415 - 0 - 148\,035 = 5\,773\,380 \text{ Kč.}$$

6.1.3.3 Zisk

Roční zisk společnosti generovaný stavbou A lze stanovit dle kap.3.3.3 jako:

$$Z_A = \frac{MV}{100} \cdot (RAB_A + NI) + KF_{dez} + KF_{deni},$$

Při zjednodušení výpočtu pro modelovou stavbu lze vypočítat roční zisk následovně:

$$Z_A = \frac{7,95}{100} \cdot (5\,773\,380 + 0) + 0 + 0 = 458\,984 \text{ Kč/rok,}$$

neboť hodnota nedokončených investic $NI = 0$ Kč a uvažujeme skutečné, nikoliv plánované hodnoty, proto $KF_{dez} = 0$ Kč a $KF_{deni} = 0$ Kč.

6.1.3.4 Povolené náklady

Roční povolené náklady spojené s modelovou stavbou A lze určit pomocí (3.4) jako:

$$PN_A = PN_0 \cdot (1 - X_{de})^i \cdot \prod_{t=i}^{i-1} \frac{I_t}{100}$$

V našem případě je výchozí hodnota povolených nákladů PN_0 rovna celkovým ročním provozním nákladům stanovených v kap.6.1.1.6, faktor efektivity $X_{de} = 1,0101$ % a eskalační faktor nákladů $I_t=100$. Po dosazení získáme hodnotu povolených nákladů pro první rok jako:

$$PN_A = 36\,516 \cdot (1 - 0,0101)^1 \cdot \frac{100}{100} = 36\,147 \text{ Kč/rok.}$$

6.1.3.5 Roční povolené výnosy stavby A

Roční hodnota povolených výnosů provozovatele DS je stanovena dle (3.3) jako:

$$PV = PN + O + Z + F$$

V našem případě se jedná pouze o jeden konkrétní investiční záměr, proto zde neuplatníme faktor kvality F . Po dosazení hodnot vypočítáme hodnotu ročních povolených výnosů ze stavby A jako:

$$PV_A = PN_A + O_A + Z_A = 36\,147 + 148\,035 + 458\,984 = 643\,166 \text{ Kč/rok.}$$

6.1.4 Čistá současná hodnota (NPV) stavby A

Pro určení hodnoty NPV (kap. 4.3) je zapotřebí vyhodnotit diskontované cash flow vyvolané užitkem investice.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{P_t}{(1+i)^t} - K_i = \sum_{t=0}^n dCF$$

Diskontované cash flow se určí jako:

$$dCF_t = \frac{CF_t}{(1+i)^t} = \frac{Z + O - (N - PN)}{(1+i)^t}, \quad (6.4)$$

kde

CF_t ... peněžní tok v roce t ,

Z ... zisk generovaný stavbou A v roce t ,

O ... výše odpisu majetku stavby A v roce t ,

N ... roční provozní náklady stavby A,

PN ... povolené roční náklady stavby A,

i ... míra výnosnosti, v tomto případě totožná s MV .

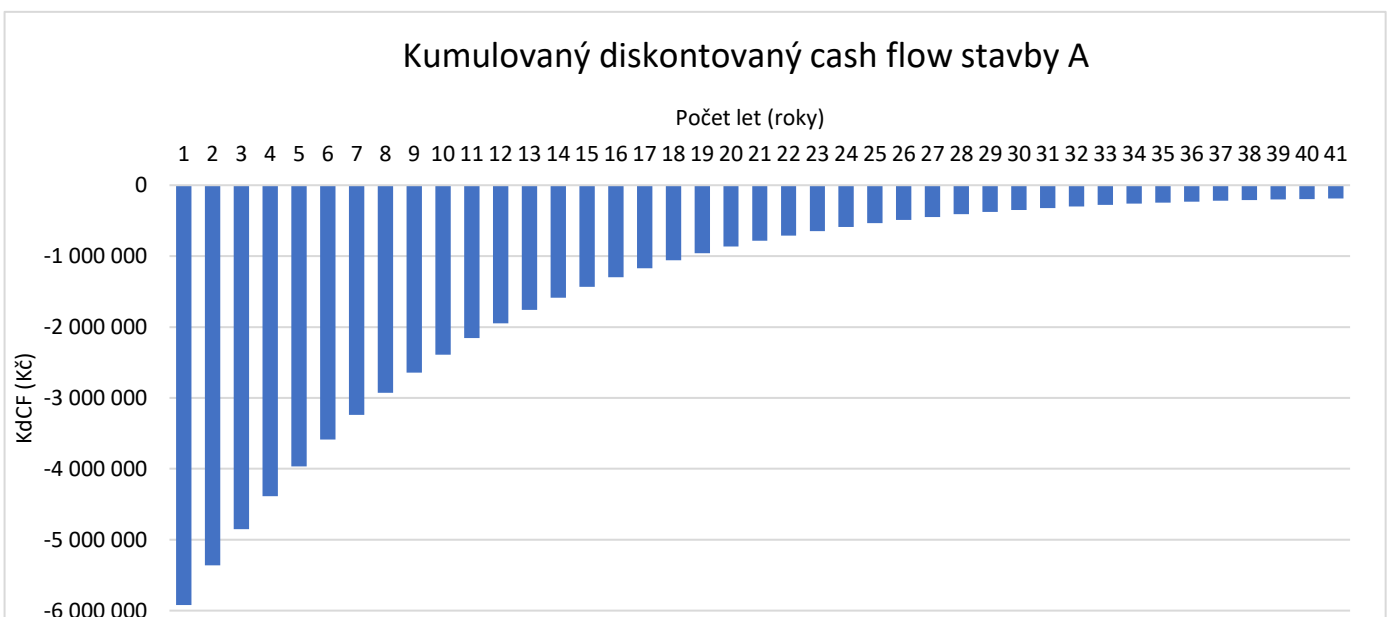
Po dosazení dostaneme pro první rok následující hodnotu dCF_1 :

$$dCF_1 = \frac{Z + O - (N - PN)}{(1+i)^t} = \frac{458\,984 + 148\,035 - (36\,516 - 36\,147)}{\left(1 + \frac{7,95}{100}\right)^1} = 561\,973 \text{ Kč.}$$

Pokud tento postup provedeme pro každý rok provozu vedení a jednotlivé diskontované cash flow sečteme, dostaneme hodnotu kumulovaného diskontovaného cash flow, čili hodnotu čisté současné hodnoty. Je nutné do peněžních toků brát v potaz nejenom všechny výnosy z provozu, ale také pořizovací cenu majetku a výdaje spojené s provozem. Přehled jednotlivých hodnot je uveden v Příloze D

$$NPV = \sum_{t=0}^n dCF = -188\,052 \text{ Kč.}$$

Jelikož je $NPV < 0$ Kč, je investice s požadovanou mírou výnosnosti $i = 7,95\%$ neefektivní a za dobu ekonomické životnosti vedení se investice nevrátí.



Obr. 13 – Vývoj kumulovaného diskontovaného cash flow v čase [vlastní zpracování]

6.1.5 Vnitřní výnosové procento (IRR) stavby A

Pomocí hodnoty *IRR* zjistíme, pro jakou hodnotu požadované míry výnosnosti se investice vrátí, ale nebude generovat dodatečný zisk ze svého provozu po dobu ekonomické životnosti.

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0$$

Pro stanovení vnitřního výnosového procenta je zapotřebí použít vhodný software, ve kterém lze pracovat s iteračními metodami. Použitý software Microsoft Excel 2017 má již ve své verzi funkci MÍRA.VÝNOSNOSTI, která při zadání *CF* vrátí hodnotu *IRR*. Pro tento případ se jedná o hodnotu *IRR* = 7,58 %.

6.2 Stavba B

Jako druhé modelové vedení bude hodnoceno obnovené venkovní vedení VN o stanovené délce 600 m.

6.2.1 Provozní náklady stavby B

Stejně jako u stavby A budou i zde do provozních nákladů zahrnuty náklady na ztráty, ŘPÚ, běžné opravy, poruchy, ale místo nákladů na vytyčování zde budou figurovat náklady na oklešťování a odstraňování stromů.

6.2.1.1 Náklady na ztráty

Roční Jouleovy ztráty budou taktéž stanoveny pomocí vztahu (5.1), přičemž budou použita stejné hodnoty proudů z dispečerského řízení, měrný odpor vodiče venkovního vedení bude 0,25 Ω/km a délka vedení bude 0,6 km. Za těchto podmínek budou roční Jouleovy ztráty modelovým vedením rovny 0,189 MWh/rok.

Namísto o ztrátách v dielektriku se u venkovního vedení stanovují ztráty svodem. Pro stanovení těchto ztrát využijeme roční měrné průměrné hodnoty ztrát svodem, uvedené v kap. 5.1.1.1. Roční hodnota ztrát svodem modelového vedení je 0,48 MWh/rok.

Pokud se k těmto ztrátám přičtou i poměrově stanovené ztráty na spojích (dle kap. 5.1.1.1), získá se celková hodnota ročních ztrát na modelovém vedení a to přibližně 1 MWh/rok. Pokud se pro ocenění těchto ztrát použije stejná částka a to 963,04 Kč/MWh, určí se tím celkové roční náklady na ztráty, které se rovnají asi 964 Kč/rok.

6.2.1.2 Náklady na ŘPÚ

Celková doba strávená ročně při vykonávání ŘPÚ venkovního vedení lze stanovit jako 1,25h/km/rok. Pro modelové vedení zabere roční údržba 0,75 hod/rok. Pro vhodnost porovnání výsledků obou staveb se zvolí stejná hodinová sazba na pracovníka provádějícího ŘPÚ, jako u kabelového vedení (kap. 6.1.1.2). Celkové roční náklady na ŘPÚ modelového vedení tedy činí 750 Kč/rok.

6.2.1.3 Náklady na poruchovost

Stejně jako u stavby A, i zde lze stanovit náklady na poruchovost z přibližných nákladů na poruchy venkovního vedení VN vztažené na kilometr délky vedení. Měrné roční náklady na poruchy jsou u venkovního vedení VN 646 Kč/km/rok. Na modelové vedení B připadají náklady na poruchy 388 Kč/rok.

6.2.1.4 Náklady na běžné opravy

U venkovních vedení činí roční náklady na běžné opravy podstatnou část celkových ročních nákladů. V kap. 5.1.4 jsou tyto náklady určeny částkou 6 460 Kč/km/rok. Pro modelové vedení B činí roční náklady na běžné opravy 3 876 Kč/rok.

6.2.1.5 Náklady na prořezávání

Hodinová náročnost prořezávání ochranného pásma u venkovního vedení VN odpovídá 0,8h/km/rok. U stanoveného modelového vedení je počet hodin strávených prořezávaním roven 0,48 h/rok. Hodinová sazba pracovníka je ale jiná, než v případě ŘPÚ nebo u vytyčování. Nemusí mít tak značné znalosti a zkušenosti při práci v blízkosti nebezpečného napětí, ani nepoužívá drahých izolačních pomůcek a nářadí. Hodinovou sazbu vykázanou za pracovníka, který provádí ořezávání, lze pro použití této práce stanovit na hodnotu 500 Kč/h. Celkový roční náklad na prořezávání modelového vedení B je 240 Kč/rok.

6.2.1.6 Celkové provozní náklady

Celkové provozní náklady lze stanovit jako součet všech dílčích provozních nákladů. Přehled jednotlivých hodnot je v následující tabulce.

Tab. 16 – Celkové provozní náklady modelového kabelového vedení [vlastní zpracování]

Náklady	Hodinová náročnost (h/rok)	Měrná cena (Kč/km/rok)	Cena (Kč/rok)
Ztráty	-	1 606,65	963,99
ŘPÚ	1,25	1 250,00	750,00
Poruchy	-	645,99	387,60
BO	-	6 459,95	3 875,97
Prořezy	0,80	400,00	240,00
Vytyčování	-	-	-
Celkem	-	10 362,60	6 217,56

Celkové roční provozní náklady modelového vedení B činí přibližně 6 218 Kč/rok. Měrné roční provozní náklady, vztažené na jeden kilometr délky vedení, jsou ve výši 10 363 Kč/km/rok.

6.2.2 Investiční náklady stavby B

Celkové investiční náklady stavby B se určí stejným způsobem, jako tomu bylo u stavby A v kap. 6.1.2, čili skládají se z nákladů základních, vedlejších a koeficientních.

6.2.2.1 Základní náklady stavby B

Základní náklady zahrnují použité vodiče venkovního vedení, podpěrné sloupy 20kN a 40kN, stavební práce a materiál a demontáž vyřazeného vedení. Tyto náklady činí celkem 1 015 000 Kč. Rozpis jednotlivých položek je v následující tabulce.

Tab. 17 – Přehled základních nákladů stavby B [vlastní zpracování]

Základní náklady			
Položka	Množství	Měrná jednotka	Cena (Kč)
VN 3x AlFe 110/22	600	m	265 000,00
Podpěrné body	6	ks	600 000,00
Demontáž vyřazeného vedení	1	ks	150 000,00
Celkem			1 015 000,00

6.2.2.2 Vedlejší náklady stavby B

Pro sestavení vedlejších nákladů je potřeba stanovit náklady spojené s projektovou dokumentací a společné náklady stavby. Metodika stanovení nákladů je stejná jako v kap.6.1.2.2. Základní náklady jsou ve výši 1 015 000 Kč, takže využijeme sloupec pro hodnoty 1 000 000 – 2 000 000 Kč. Ceny položek jsou patrné z následujících tabulek.

Tab. 18 -Přehled nákladu na projektovou dokumentaci stavby B [vlastní zpracování]

Náklady na projektovou dokumentaci			
Položka	Množství	Měrná jednotka	Cena (Kč)
Cena PD	1	ks	130 000,00
Územní řízení	1	ks	30 000,00
Smlouva o smlouvě budoucí na věčné břemeno	20	ks	20 000,00
Celkem			180 000,00

Tab. 19 – Přehled společných nákladů stavby B [vlastní zpracování]

Společné náklady stavby			
Položka	Množství	Měrná jednotka	Cena (Kč)
Kolaudace	1	ks	5 500,00
Revize	1	ks	10 000,00
Geodetické zaměření	1	ks	40 000,00
Archeologický dozor	1	ks	5 000,00
Ekologická likvidace	1	ks	100 000,00
Správní poplatky	1	ks	5 000,00
Poplatky	1	ks	10 000,00
Náhrady škod	1	ks	50 000,00
Celkem	225 500,00		

Výše jednotlivých položek byla stanovena pouze pro konkrétní modelový případ.

Součet nákladů na projektovou dokumentaci a společných nákladů stavby dá celkové vedlejší náklady stavby. U tohoto modelového vedení se jedná o sumu 405 500 Kč.

6.2.2.3 Koeficientní náklady stavby B

Pro stanovení koeficientních nákladů je opět zvolena stejná metodika jako v kap.6.1.2.3. Součet základních a vedlejších nákladů činí 1 420 500 Kč, takže využijeme z Tab. 10 sloupec 1 001 000 – 2 000 000 Kč. Procentní sazbu na přípravu a řízení stavby stanovíme jako 8 % z celkových nákladů, rezervu jako 12 % a globální náklady jako 4 % z celkových nákladů. Náklady na koordinátora bezpečnosti by se u podobně rozsáhlé stavby neuvažovaly. Výše jednotlivých nákladů jsou znázorněny v následující tabulce.

Tab. 20 – Přehled koeficientních nákladů stavby B [vlastní zpracování]

Koeficientní náklady			
Položka	Množství	Měrná jednotka	Cena (Kč)
Příprava a řízení stavby	1	ks	113 640,00
Rezerva	1	ks	170 460,00
Globální náklady na zařízení staveniště	1	ks	56 820,00
Celkem	340 920,00		

6.2.2.4 Celkové investiční náklady stavby B

Celkové pořizovací náklady určíme jako součet dílčích investičních nákladů.

$$\begin{aligned}
 N_{\text{investiční}} &= N_{\text{základní}} + N_{\text{vedlejší}} + N_{\text{koeficientní}} = \\
 &= 1\,015\,000 + 405\,500 + 340\,920 = 1\,761\,420 \text{ Kč}
 \end{aligned}$$

Celkové investiční náklady takového venkovního vedení by byly 1 761 420 Kč, přičemž celkové investiční náklady vztažené na jednotku délky činí 2 935 700 Kč/km.

6.2.3 Povolené výnosy ze stavby B

Princip stanovení povolených výnosů regulovaných společností použijeme totožný, jako u stavby A.

6.2.3.1 Roční hodnota odpisů

Při uvažování stejné výše odpisové sazby pro venkovní i kabelové vedení $ROS = 2,5 \%$ a minimální dobu odpisování 40 let lze celkovou roční hodnotu odpisů vypočítat jako:

$$O_B = IA_B \cdot \frac{ROS}{100} = 1\,761\,420 \cdot \frac{2,5}{100} = 44\,036 \text{ Kč.}$$

6.2.3.2 Regulační báze aktiv

Pro výpočet výše regulační báze aktiv použijeme stejná zjednodušení jako u stavby A (kap. 6.1.3.2) Poté lze vypočítat RAB pro první rok provozu stavby B jako:

$$RAB_B = IA_B - VM_B - O_B = 1\,761\,420 - 0 - 44\,036 = 1\,717\,385 \text{ Kč.}$$

6.2.3.3 Zisk

Roční zisk, který vzniká z provozu stavby B lze při stejných zjednodušení jako u kap. 6.1.3.3 vypočítat následovně:

$$Z_B = \frac{MV}{100} \cdot (RAB_B + NI) + KF_{dez} + KF_{deni} = \frac{7,95}{100} \cdot (1\,717\,385 + 0) + 0 + 0$$

$$Z_B = 136\,532 \text{ Kč/rok}$$

6.2.3.4 Povolené náklady

Roční povolené náklady vynaložené na provoz modelové stavby B lze pro první rok stanovit následovně:

$$PN_B = PN_{0B} \cdot (1 - X_{de})^i \cdot \prod_{t=i}^{i-1} \frac{I_t}{100} = 6\,218 \cdot (1 - 0,0101)^1 \cdot \frac{100}{100} = 6\,155 \text{ Kč/rok.}$$

6.2.3.5 Roční povolené výnosy stavby B

Roční hodnota povolených výnosů ze stavby B lze stanovit stejným způsobem jako u stavby A. Vypočítá se jako:

$$PV_B = PN_B + O_B + Z_B = 6\,155 + 44\,036 + 136\,532 = 186\,723 \text{ Kč/rok.}$$

6.2.4 Čistá současná hodnota (NPV) stavby B

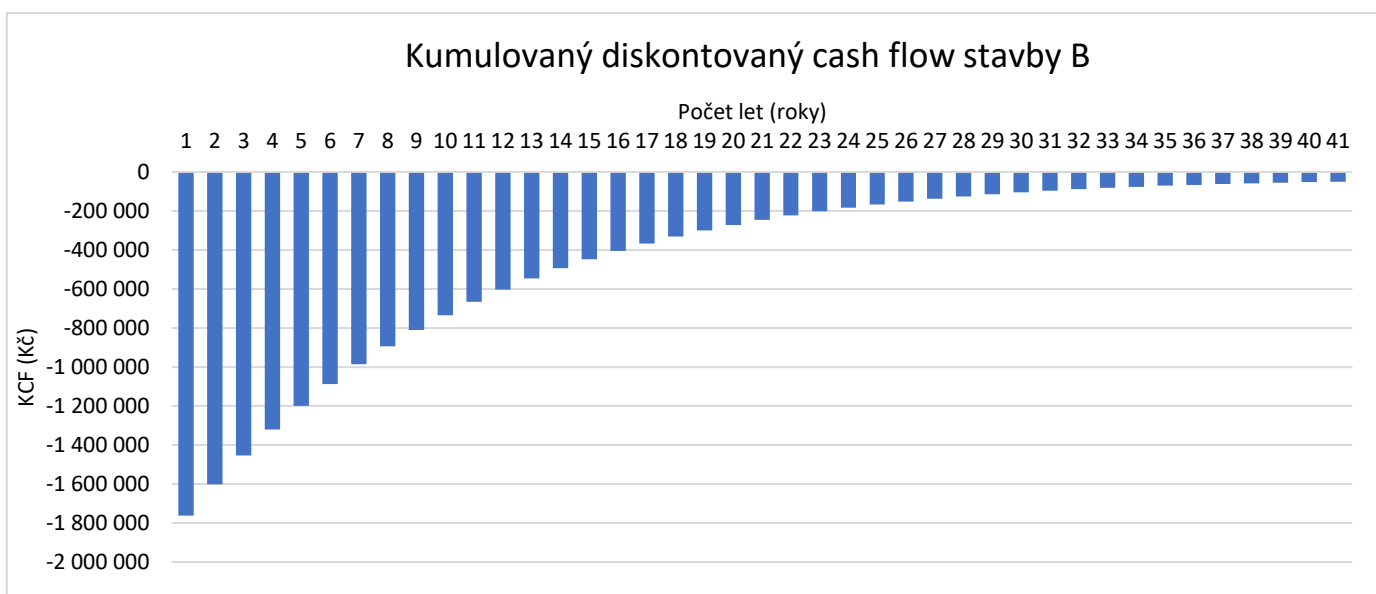
Čistou současnou hodnotu určíme stejně jako u stavby A. Hodnota diskontovaného cash flow se pro první rok vypočítá následovně:

$$dCF_1 = \frac{Z + O - (N - PN)}{(1 + i)^t} = \frac{128\,804 + 44\,036 - (6\,218 - 6155)}{\left(1 + \frac{7,95}{100}\right)^1} = 160\,722 \text{ Kč.}$$

Ukazatel *NPV* potom stanovíme jakou součet peněžních toků vyvolaných investicí za celou dobu ekonomické životnosti. Přehled jednotlivých hodnot je uveden v Příloze E.

$$NPV = \sum_{t=0}^n dCF = -50\,249 \text{ Kč.}$$

I v tomto případě je $NPV < 0$ Kč, což znamená, že za dobu ekonomické životnosti bude investice generovat nižší výnosy, než při požadované míře výnosnosti $i = 7,95$ %.



Obr. 14 – Vývoj kumulovaného diskontovaného cash flow v čase [vlastní zpracování]

6.2.5 Vnitřní výnosové procento (IRR) stavby B

Hodnota vnitřního výnosového procenta stanovuje nejvyšší možnou požadovanou míru výnosnosti, aby se investice do projektu vrátily. Stanovení *IRR* se provede stejně jako u stavby A. Pro tuto modelovou stavbu vychází $IRR = 7,18$ %.

7 ZÁVĚREČNÉ ZHODNOCENÍ DOSAŽENÝCH VÝSLEDKŮ

Níže bude rozebráno zhodnocení obou modelových staveb z hlediska provozních a pořizovacích nákladů, bude

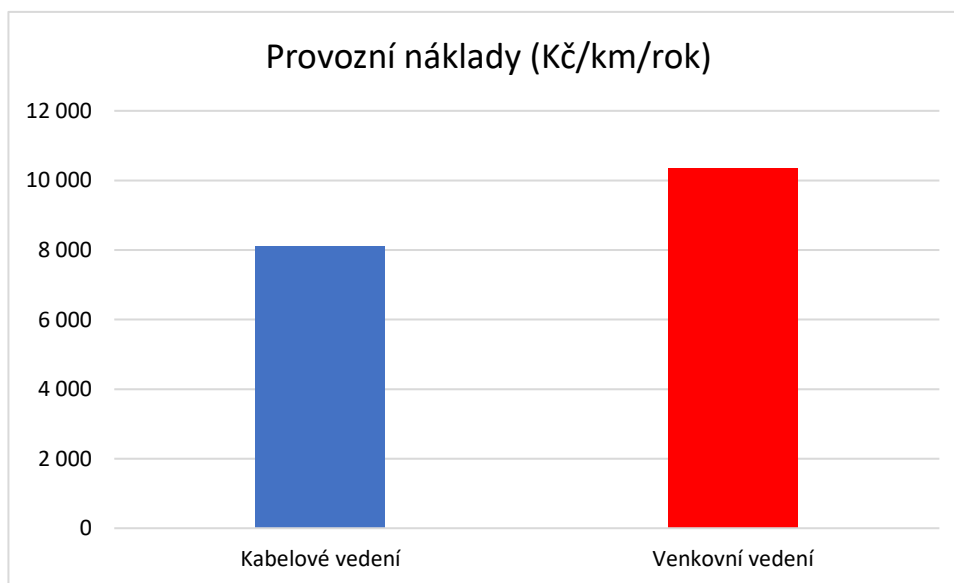
7.1 Porovnání OPEX A CAPEX modelových staveb

Abychom mohli dvě stavby o různém rozsahu porovnávat mezi sebou, musíme náklady jednotlivých modelových vedení vztáhnout na jednotku délky. Jednotlivé hodnoty jsou patrné z následující tabulky.

Tab. 21 – Měrné náklady jednotlivých vedení [vlastní zpracování]

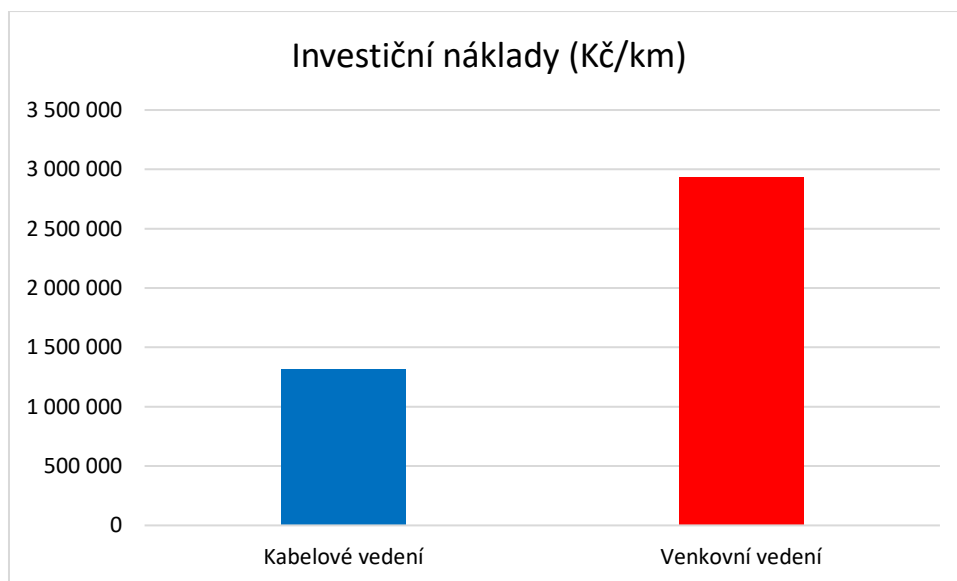
	Měrné náklady	
	Kabelové vedení	Venkovní vedení
Provozní náklady (Kč/km/rok)	8 114,71	10 362,60
Investiční náklady (Kč/km)	1 312 536,56	2 935 700,00

Tab. 21 a Obr. 15 potvrzují, že roční provozní náklady kabelového vedení jsou nižší než venkovního vedení.



Obr. 15 – Porovnání provozních nákladů kabelového a venkovního vedení [vlastní zpracování]

Navíc Tab. 21 a Obr. 16 vyvrací všeobecné tvrzení, že výstavba kabelového je o hodně dražší než obnova venkovního vedení. Sice byly v modelovém venkovním vedení použity některé stožáry s větší hodnotou vrcholového tahu, ale tento fakt nic nemění na tom, že pro modelová vedení vychází výstavba jednoho kilometru kabelového vedení stejně nebo méně než výstavba venkovního vedení.



Obr. 16 – Porovnání měrných investičních nákladů kabelového a venkovního vedení [vlastní zpracování]

7.2 Vyhodnocení povolených výnosů

V této části se z důvodu rozdílné velikosti stavby jedná o vyhodnocení povolených výnosů z jednotlivých projektů, a ne o jejich porovnání. Povolené výnosy jsou hlavní složkou, která ovlivňuje cenu za zajištění distribuce. Modelové vedení A by do hodnoty upravených povolených výnosů (kap. 3.2) v prvním roce provozu přispělo částkou 643 166 Kč a modelové vedení B částkou 186 723 Kč. Tyto povolené výnosy se vlivem faktoru efektivity každoročně snižují. Na konci ekonomické životnosti vedení, tj. po čtyřiceti letech, budou povolené výnosy vedení A 172 365 Kč a 48 178 Kč.

Tab. 22 – Porovnání povolených výnosů v prvním a posledním roce ekonomické životnosti investice [vlastní zpracování]

	PV v prvním roce (Kč)	PV v posledním roce (Kč)	Procentní pokles (%)
Stavba A	643 166,45	172 365,17	73,2
Stavba B	186 722,77	48 178,10	74,2

7.3 Porovnání NPV a IRR

Obě modelové stavby byly pomocí ukazatelů NPV vyhodnoceny jako nerentabilní při uvažované době životnosti projektu 40 let a požadované míře výnosnosti stanovenou ERÚ 7,95 %. Pro obě stavby bylo vypočítáno vnitřní výnosové procento, které určilo maximální možnou požadovanou investici z jednotlivých projektů, při kterém bude investice ještě rentabilní. Přehled jednotlivých hodnot je znázorněn v následující tabulce.

Tab. 23 – Přehled NPV a IRR jednotlivých modelových vedení

	NPV (Kč)	IRR (%)
Stavba A	- 188 052,26	7,58
Stavba B	- 50 248,82	7,18

V reálném případě by bylo pro investora vhodnější investovat do jiné stavby, která by měla požadovanou výnosnost alespoň 7,95 %, na druhou stranu v porovnání s komerčními ekonomickými investicemi, které dosahují míru výnosnosti kolem 2 – 3 %, je výnosnost i při výše uvedených hodnotách *IRR* značná.

8 ZÁVĚR

Diplomová práce se zabývala potřebou regulace cen v elektroenergetice, postupem stanovení regulované ceny za zajištění distribuce elektrické energie a provázaností hodnocením ekonomické efektivity investic s pořizovacími a provozními náklady.

V první části je popsán historický vývoj energetiky a důvody vzniku státem regulovaného prostředí v elektroenergetice. Je zde také vysvětlena motivace distribučních společností investovat prostředky do zkvalitnění dodávky elektrické energie spotřebitelům. Detailně jsou popsány jednotlivé parametry, které se promítají do výpočtu regulované ceny. Zisk regulované společnosti se odvíjí od ekonomicky uznatelných nákladů, které se promítají do výpočtu ceny a pomocí faktoru efektivity a faktoru kvality jsou společnosti nuceny investovat do modernizací svých zařízení, protože co ušetří na provozních nákladech, to se promítne přes RAB do jejich zisku.

Druhá část diplomové práce je zaměřena na problematiku hodnocení efektivity investic. Jsou popsány principy, výhody a nevýhody jednotlivých metod, které se pro hodnocení efektivity investic používají a je zmíněna vazba na použití v elektroenergetice.

V další části práce jsou dopodrobna rozebrány provozní a pořizovací náklady na venkovní i kabelové vedení vysokého napětí. Jednotlivé položky provozních nákladů jsou určeny buď roční ztracenou energií vztahenou na jednotku délky, roční hodinovou náročností práce nebo ročním nákladem vztaheným na jednotku délky.

Následně jsou získané teoretické a praktické poznatky aplikovány na stanovení provozních a investičních nákladů dvou modelových vedení, přičemž první modelové vedení A je kabelové vedení o délce 4,5 km a vedení B je venkovní vedení dlouhé 0,6 km. Pro tato vedení je také vypočítán vliv výše zmíněných nákladů na povolené výnosy z investice distribuční společnosti, které přímo ovlivňují regulovanou cenu za zajištění distribuce elektrické energie. Je provedeno standardní zhodnocení efektivity jednotlivých investic metodou čisté současné hodnoty NPV a metodou vnitřního výnosového procenta IRR.

Současný regulační model je nastaven tak, že ERÚ snižuje provozovatelům distribučních společností povolené náklady. Jelikož cena práce i používaných energií (pohonné hmoty, plyn, elektřina) bude nadále stoupat, jsou distribuční společnosti nepřímo řízeny k tomu, aby snižovali své povolené náklady tím, že budou snižovat své provozní náklady tzn., že budou vedení kabelizovat.

Nyní je plán ERÚ takový, že v roce 2040 by mělo být 80 % vedení kabelové. Nasvědčuje tomu i fakt, že ve stavebním zákoně není povoleno od roku 1995 budovat nová venkovní vedení. V současné době dochází pouze k obnově venkovních vedení, která byla vybudovaná v minulém století a které už jsou na konci své životnosti.

Kabelizaci také přispívají faktory, jako je vyšší technická i morální životnost kabelů, větší proudová zatížitelnost kabelových vedení a tím i lepší připravenost na současný trend decentralizované výroby elektrické energie. Navíc při provádění ŘPÚ nebo prořezávání je kabelové vedení pro pracovníky mnohem bezpečnější než venkovní vedení.

Pokud ale dojde k masivnější kabelizaci, ponese to s sebou i značné nevýhody. Současná síť VN je provozovaná jako kompenzovaná síť s laditelnou zhášecí tlumivkou. Pokud se ale zvýší

poměr kabelového vedení v síti, bude se síť chovat jako smíšená a bude obtížné snížit poruchový proud pomocí této tlumivky.

Do budoucna by se měl regulační model zaměřit na různé lokality a stanovit rozlišná pravidla pro různé oblasti, jako například pro město, venkov, chatová oblast, lesní průseky nebo chráněná území. Dále by mělo být zakázáno používání určitých neekologických technologií, jako jsou například olejové kabely, nebo neestetických provedení (např. venkovní vedení ve městech). V současné legislativě chybí priority a jednotný přístup stavebních úřadů k jednotlivým zakázkám.

Závěrem práce je porovnání obou typů vedení, jak z hlediska investičních a provozních nákladů, tak z hlediska ekonomické efektivity.

Provozní náklady modelového kabelového vedení činí 8 115 Kč/km/rok, venkovního vedení poté 10 363 Kč/km/rok. Z tohoto faktu plyne motivace distribučních společností šetřit provozní náklady společnosti kabelizací vedení.

Při vyhodnocování měrných pořizovacích nákladů se dospělo k závěru, že výstavba modelového kabelového vedení činí přibližně 1 316 000 Kč/km, přičemž výstavba venkovního vedení 2 936 000 Kč/km. Cena výstavby venkovního vedení je mírně zkreslená použitím stožárů z řady s vyšší vrcholovou pevností v tahu, ale tento údaj neovlivní výsledek nijak výrazně. S jistotou lze říci, že výstavba kabelového vedení vyjde stejně a nebo levněji než výstavba venkovního vedení.

Při vyhodnocování ekonomické efektivity investice modelových staveb byly použity metody NPV a IRR. Jednotlivé investice se při požadované míře výnosnosti WACC = 7,95 % ukázaly za dobu ekonomické životnosti projektů jako nerentabilní. Pro modelovou stavbu A činí hodnota $NPV_A = -188\,052$ Kč, pro stavbu B je ukazatel NPV_B ve výši -50 249 Kč). Vnitřní výnosové procento jednotlivých staveb činí $IRR_A = 7,58$ % a $IRR_B = 7,18$ %. Z údaje vnitřního výnosového procenta lze konstatovat, že modelové vedení A (kabelové vedení) má vyšší míru výnosnosti, za dobu ekonomické životnosti, než modelové vedení B (venkovní vedení).

POUŽITÁ LITERATURA

- [1] ERÚ. *Věstník Energetického regulačního úřadu* [online]. 2017 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/cs/erv>
- [2] ERÚ. *Zpráva o postupu stanovení základních parametrů regulačního vzorce pro IV. Regulační období* [online]. 2015 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/documents/10540/462862/Zasady-cenove-regulace-IV-RO.pdf/e438802a-b956-4df7-8353-89ccfd72a1ae>
- [3] ERÚ. *Závěrečná zpráva o metodice III. regulačního období* [online]. 2009 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/462858/Zaverecna_zprava_o_metodice_III_RO_ver_3_2.pdf/af589ff3-21e8-4047-9c14-520bd6540df9
- [4] Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)
- [5] PŘÍSPĚVATELÉ WIKIPEDIE. *SAIFI* [online]. 2013 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://cs.wikipedia.org/wiki/SAIFI>
- [6] PŘÍSPĚVATELÉ WIKIPEDIE. *SAIDI* [online]. 2013 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://cs.wikipedia.org/wiki/SAIDI>
- [7] ERÚ, oficiální internetové stránky [online]. 2017 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/cs/>
- [8] ERÚ. *Zpráva o kvalitě za rok 2016* [online]. 2016 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/462796/Zprava_o_kvalite_2016.pdf/352dfcfe-09d1-4a5d-becb-7aff3aadb5ef
- [9] TICHÝ, Lukáš. *Liberalizace energetického trhu v EU a pozice České republiky* [online]. 2011 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://ces.vse.cz/wp-content/tichy.pdf>
- [10] PŘÍSPĚVATELÉ WIKIPEDIE. *Jantar* [online]. 2017 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://cs.wikipedia.org/wiki/Jantar>
- [11] PŘÍSPĚVATELÉ WIKIPEDIE. *Elektrina* [online]. 2017 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://cs.wikipedia.org/wiki/Elekt%C5%99ina>
- [12] PŘÍSPĚVATELÉ WIKIPEDIE. *Elektrárna* [online]. 2017 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://cs.wikipedia.org/wiki/Elekt%C3%A1rna>
- [13] KOLEKTIV AUTORŮ. *Trh s elektřinou – Úvod do liberalizované politiky*. Vydání 2. V Praze, 2016, 548 s. ISBN 978-80-260-9212-4.
- [14] MACHÁČEK, Jan, Lukáš RADIL. *Ekonomika v energetice*. [online]. 2014 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: https://moodle.vutbr.cz/pluginfile.php/338715/mod_resource/content/0/Radil_Machacek_UEEN_MEEL_pracverze.pdf
- [15] MALÝ, Jiří: *Trh s elektřinou a regulace*. 20.11.2017., 2017, přednáška EGÚ Brno, a. s., sekce provozu a rozvoje elektrizační soustavy, VUT v Brně, soubor pdf
- [16] ELEKTRINA.CZ. *Liberalizace trhu s elektřinou nižší ceny pro koncové zákazníky nepřinesla* [online]. 2014 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://www.elektrina.cz/liberalizace-trhu-s-elektřinou-nizsi-ceny-pro-koncove-zakazniky-nepřinesla>
- [17] ERÚ. *Tisková zpráva k cenovým rozhodnutím ERÚ č. 7/2015 a č. 8/2015, o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou elektřiny pro rok 2016* [online]. 2016 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/1856506/2016129_TZ+II.pdf/7af83b09-ebed-4147-9a44-0503dd78d288

- [18] OTE. *Statistika změny dodavatele* [online]. 2017 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: http://www.ote-cr.cz/statistika/mesicni-zprava-elektrina/zmeny-dodavatele/page_report_59
- [19] ČEZ. *Historie českého elektrárenství* [online]. 2015 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/vyzkum-a-vzdelavani/pro-zajemce-o-informace/historie-a-soucasnost/historie-ceskeho-elektrarenstvi.html>
- [20] PŘÍSPĚVATELÉ WIKIPEDIE. *ČEPS* [online]. 2017 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <https://cs.wikipedia.org/wiki/%C4%8CEPS>
- [21] HROZEK, Dian. *Cenová regulace (část 2.) – metody, liberalizace, ERÚ* [online]. 2016 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrina/cenova-regulace-cast-2-metody-liberalizace-eru/>
- [22] BEDNÁŘOVÁ, Z. *Zhodnocení efektivnosti investice*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta podnikatelská, 2009. 69s. Vedoucí bakalářské práce doc. Ing. Romana Nývltová, Ph.D.
- [23] MACHÁČEK, Jan, Michal PTÁČEK. *Ekonomika a ekologie v elektroenergetice*. [online]. 2014 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: https://moodle.vutbr.cz/pluginfile.php/338713/mod_resource/content/0/BEEE_Skripta_prac_ver.pdf
- [24] ŠEFRÁNEK, Jan: *Vyhodnocení kvality dodávek elektřiny za rok 2016* [online]. 2017 [cit. 2018-05-21]. Dostupné z: https://www.techportal.cz/33/vyhodnoceni-kvality-dodavek-elektriny-za-rok-2016-uniqueidmRRWSbk196FNf8-jVUh4EvTRUDW-Rlnxk4eZlhFhv3ZZwRYsMFH_3w/
- [25] E.ON – *Realizace činností OPEX na distribuční síti vysokého a nízkého napětí – prováděcí pokyn ECZR-PP-DS-131*. České Budějovice, 2013.
- [26] E.ON – *Řád preventivní údržby na distribuční síti velmi vysokého, vysokého a nízkého napětí*. České Budějovice, 2016.
- [27] E.ON – *Provádění odstraňování a oklešťování stromoví v ochranných pásmech elektrických vedení a zařízení DS*. České Budějovice, 2017.
- [28] E.ON – *Stanovení plánovaných nákladů v Zadání stavby pro zařízení VN a NN*. České Budějovice, 2016.
- [29] *Zákon České národní rady o daních z příjmů*. In: Praha: Česká národní rada, 1992, číslo 586.
- [30] E.ON – *Určení technického zhodnocení*. České Budějovice, 2015.
- [31] *Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)*. In: . Praha: Parlament ČR, 2000, číslo 458.
- [32] *Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu, kterou se stanoví podrobnosti určení účinnosti užití energie při přenosu, distribuci a vnitřním rozvodu elektrické energie*. In: . Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2001, číslo 153.
- [33] BLAŽEK, Vladimír, Petr SKALA. *Distribuce elektrické energie*. [online]. 2009 [cit. 2018-04-15]. Dostupné z: <https://moodle.vutbr.cz/mod/resource/view.php?id=72003>
- [34] Management Mania. *Provozní náklady – OPEX (Operational Expenditures)* [online]. 2017 [cit. 2018-05-21]. Dostupné z: <https://managementmania.com/cs/operational-expenditures>
- [35] PŘÍSPĚVATELÉ WIKIPEDIE. *Přenosové ztráty* [online]. 2018 [cit. 2018-04-20]. Dostupné z: https://cs.wikipedia.org/wiki/P%C5%99enosov%C3%A9_ztr%C3%A1ty#Netechnick%C3%A9_ztr%C3%A1ty
- [36] ČSN 33 1500. *Elektrotechnické předpisy. Revize elektrických zařízení*. Praha, 1990.

-
- [37] CAPEX (Capital Expenditures). In: ManagementMania.com [online]. Wilmington (DE) 2011-2018, 10.03.2017 [cit. 17.05.2018]. Dostupné z: <https://managementmania.com/cs/capital-expenditures>
- [38] E.ON *Nejede proud? Na opravě už pracujeme* [online]. 2015 [cit. 2018-05-05]. Dostupné z: <https://www.eon-distribuce.cz/o-nas/novinky/media/nejde-proud-na-oprave-uz-pracujeme>
- [39] ERÚ. *Zpráva ERÚ o metodice regulace IV. Regulačního období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství* [online]. 2016 [cit. 2018-01-15]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/462862/R%C3%A1mec_metodiky_IV+RO_2015-02-16.pdf/1370f896-8d16-441c-9153-d3fb6d6f3ffe

SEZNAM PŘÍLOH

Příloha A – Ochranné pásmo venkovního vedení VN s holými vodiči

Příloha B – Ochranné pásmo venkovního vedení VN s izolovanými vodiči

Příloha C – Ochranné pásmo kabelového vedení VN v zemi

Příloha D – NPV a IRR modelové stavby A

Příloha E – NPV a IRR modelové stavby B