ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ŘEŠENÍ BLACKOUTU VE VELKÝCH AGLOMERACÍCH
SOLUTIONS OF BLACKOUT IN URBAN AREAS

Diplomová práce

Studijní program:	Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor:	Ekonomika a řízení energetiky
Vedoucí práce:	Ing. Tomáš Králík

Bc. Štěpán Kohout

Praha 2014

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Kohout Štěpán

Studijní program: elektrotechnika, energetika a management
Obor: ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Řešení blackoutu ve velkých aglomeracích

Pokyny pro vypracování:

- vytipování kritické infrastruktury ve zvolené oblasti
- návrh technického řešení
- ekonomické porovnání variant

Seznam odborné literatury:

Podle pokynů vedoucího DP.

Vedoucí diplomové práce: Ing. Tomáš Králík – ČVUT FEL – K 13116

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2014/2015

L.S.

Doc.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof.Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 8.11.2013

Abstrakt

Tato práce je zaměřena na možnosti ochrany města Prahy, které bylo vybrané jako lokalita pro případovou studii, proti dlouhodobým výpadkům elektrické energie na většinovém území tohoto města (tzv. blackout). Práce se zabývá výběrem optimální varianty zdroje, který by bylo možno postavit v areálu výtopny Třeboradice a jeho připojením do distribuční soustavy města. Součástí této práce je nejen popis realizace, ale také výpočet a analýza ekonomické efektivnosti projektu.

Abstract

This work focuses on the options of protection of Prague, capital of the Czech Republic that was selected as the location for this case study, against blackouts over the majority of the city. The work addresses the selection of an optimal type of sources of electricity which could be built in premises of the heating plant Třeboradice and afterwards connected to the distribution system of the city. Furthermore this work is not only a description of such implementation, but also the calculation and analysis of feasibility study of the project is included.

Klíčová slova

Blackout, Praha, dodávka elektrické energie, ochrana, zabezpečení, městská, zástavba

Key words

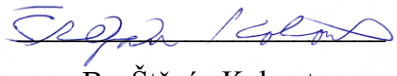
Blackout, Prague, supply of electricity, protection, security, urban, area

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto diplomovou práci na téma „Řešení blackoutu ve velkých aglomeracích“ vypracoval samostatně s použitím odborné literatury a pramenů uvedených v seznamu, který je nedílnou součástí této práce.

Zároveň prohlašuji, že nemám námitek proti použití tohoto školního díla ve smyslu § 60 zákona č. 121/2000 Sb., o autorských právech a právech souvisejících, ve smyslu pozdějších znění tohoto zákona.

V Praze dne 8. května 2014



Bc. Štěpán Kohout

Poděkování

Tímto bych rád poděkoval zejména Ing. Tomáši Králíkovi za jeho odbornou pomoc a čas, který věnoval vedení mé diplomové práce. Také děkuji Doc. Ing. Jaromíru Vastlovi, CSc., a všem ostatním, kteří mi poskytli cenné rady a podněty k sepsání této práce.

Obsah

SEZNAM OBRÁZKU, GRAFŮ, TABULEK A ROVNIC 8

POUŽITÉ ZKRATKY 10

ÚVOD 11

CÍL PRÁCE 11

1 SOUČASNÉ ZKUŠENOSTI S BLACKOUTEM 12

1.1 VZNIK A ROZVOJ BLACKOUTU 12

1.1.1 Typický rozvoj blackoutu 12

1.2 ZAHRANIČNÍ ZKUŠENOSTI 15

1.2.1 USA, 9. 11. 1965 15

1.2.2 USA, 13. 7. 1977 15

1.2.3 Aucklandská energetická krize 1998 16

1.2.4 Itálie, USA 2003 16

1.2.5 EU 2006 19

1.2.6 Východiska 20

1.3 ČR A BLACKOUT 22

1.3.1 Energetický zákon 22

1.3.2 Státní energetická koncepce 23

1.4 PŘIPRAVENOST VYBRANÝCH MĚST ČR 26

1.4.1 České Budějovice 26

1.4.2 Plzeň 27

1.4.3 Praha 27

1.5 DOSLOV I 29

2 KRITICKÁ INFRASTRUKTURA V PRAZE 30

2.1 CO JE KRITICKÁ INFRASTRUKTURA 30

2.1.1 Kritická infrastruktura na území Prahy 30

2.1.2 Současný stav v Praze 32

2.2 NOVÝ ZDROJ PRO PRAHU 33

2.2.1 Distribuční možnosti elektrárny Třeboradice 34

2.3 DOSLOV II 36

3 STUDIE PROVEDITELNOSTI 38

3.1 POPIS LOKALITY A POŽADAVKY NA ZDROJ 38

3.2 VÝBĚR OPTIMÁLNÍHO ZDROJE 39

3.3 POPIS TECHNOLOGIE PLYNOVÉ ELEKTRÁRNY 41

3.4 POPIS PROJEKTU PLYNOVÉ ELEKTRÁRNY A VARIANT 44

3.4.1 VARIANTA I 45

3.4.2 VARIANTA II 45

3.4.3 VARIANTA III 45

3.5 MOŽNOSTI PROVOZU ZDROJE 48

4 EKONOMICKÉ VYHODNOCENÍ 49

4.1 METODIKA HODNOCENÍ 49

4.1.1 Rámec hodnocení 49

4.1.2 Finanční hodnocení – obecně 50

4.1.3 Doba porovnání/doba životnosti 51

4.2 EKONOMICKÁ ANALÝZA 54

4.2.1 Počáteční investice do plynové elektrárny 54

4.2.2 Roční energetická bilance 58

4.2.3 Roční náklady, výnosy a CF 59
4.2.4 Analýza ekonomické efektivnosti 63
4.2.5 Zlepšení ekonomiky projektů 68
4.2.6 Citlivostní analýza 69
4.3 DOPORUČENÍ 75
5 FINANCOVÁNÍ PROJEKTU 77
5.1 PŘÍSPĚVEK HL. M. PRAHY 77
5.2 PŘÍSPĚVEK OD ODBĚRATELŮ 78
ZÁVĚR 79
ZDROJE 82
PŘÍLOHY 83
VÝSLEDKY VARIANTA II 83
VÝSLEDKY VARIANTA III 88
SROVNÁNÍ CITLIVOSTNÍCH ANALÝZ 93
NÁKLADY NA BLACKOUT V PRAZE 103

Seznam obrázku, grafů, tabulek a rovnic

Obrázek 1 - Rozvoj poruchy od počáteční události [1] 13
Obrázek 2 - Schéma rozvoje nestabilního stavu 14
Obrázek 3 - Noční záběr USA z ISAT GeoStar 45 18
Obrázek 4 - Noční záběr Evropy ze satelitu 18
Obrázek 5 - Rozpad ENTSOE; 4. 11. 2006 [8] 19
Obrázek 6 - Lokalita výtopny Třeboradice 33
Obrázek 7 - Letecký snímek výtopny Třeboradice (pohled od rozvodny) 34
Obrázek 8 - Schéma vyvedení výkonu z EZ Třeboradice s výkony 35
Obrázek 9 - Rozměry elektrárny, jednotka Rolls-Royce Trent 60 42
Obrázek 10 - Turbína LM6000-PG 43
Obrázek 11 - Elektrárna s turbínou LM6000 - PC SPRINT, společnost Algonquin Power Sanger LLC 44
Obrázek 12 - Bokorys projektu VARIANTA II a VARIANTA III [16] 46
Obrázek 13 - Letecký snímek výtopny Třeboradice, žlutě ohraničený červený obdélník znázorňuje místo výstavby zdroje 47
Obrázek 14 - Zakreslení do katastrální mapy; modrá - EZT, žlutá - plynovod, černá - hospodářství bioetanolu 47
Obrázek 15 - Západ slunce nad výtopnou Třeboradice; 2014 Štěpán Kohout © 81

Graf 1 - Počet odstavených vedení a elektráren [1] 17
Graf 2 - Úmrtnost ve městě New Yorku, léto 2003 [7] 17
Graf 3 - Citlivostní analýza - diskontní míra 70
Graf 4 - Citlivostní analýza - cena zemního plynu 71
Graf 5 - Citlivostní analýza - cena za zálohu 72
Graf 6 - Citlivostní analýza - doba provozu 73
Graf 7 - Citlivostní analýza - průměrná doba připravenosti d/r 74
Graf 8 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny diskontní míry (NPV) 94
Graf 9 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny ceny zemního plynu (NPV) 95
Graf 10 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny ceny zemního plynu (IRR) 96
Graf 11 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny ceny za zálohu (NPV) 97
Graf 12 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny ceny za zálohu (IRR) 98
Graf 13 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny doby provozu v rámci jednoho roku (NPV) 99
Graf 14 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny doby provozu v rámci jednoho roku (IRR) 100
Graf 15 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny průměrné doby připravenosti v roce (NPV) 101
Graf 16 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny průměrné doby připravenosti v roce (IRR) 102

Tabulka 1 - Závislosti segmentů [12] 23
Tabulka 2 - Vývody KI v uzlech Letňany, Malešice, Pražačka 36
Tabulka 3 - Parametry jednotlivých typů turbín 46
Tabulka 4 - Celková investice do projektu VARIANTA I (tis. Kč) 55
Tabulka 5 - Členění investičních nákladů do odpisových skupin (tis. Kč) 55
Tabulka 6 - Odpisové skupiny a koeficienty pro výpočet odpisů 56
Tabulka 7 - Podrobné členění investic – tecnologie (tis. Kč) [16] 56
Tabulka 8 - Podrobné členění investic – stavba (tis. Kč) [16] 57
Tabulka 9 - Náklady na provozní kapaliny a certifikace PpS v 1. roce (tis. Kč) [16] 57
Tabulka 10 - Vstupní údaje pro roční energetickou bilanci 58
Tabulka 11 - Roční energetická bilance pro VARIANTA I 58
Tabulka 12 - Cenové podmínky pro provoz EZT 59
Tabulka 13 - roční provozní náklady 61
Tabulka 14 - Roční provozní výnosy 61
Tabulka 15 - Roční provozní CF 62
Tabulka 16 - Srovnání ročních provozních nákladů, výnosů a CF tří variant EZT 62
Tabulka 17 - Nominální vstupní údaje pro výpočet ekonomické efektivnosti projektu 63
Tabulka 18 - Roční hospodářské výsledky I 66
Tabulka 19 - Roční hospodářské výsledky II 67
Tabulka 20 - Porovnání ukazatelů ekonomické efektivnosti všech projektů 68
Tabulka 21 - Porovnání ukazatelů ekonomické efektivnosti všech projektů s příspěvkem na provoz 69

TABULKA 22 - CITLIVOSTNÍ ANALÝZA – DISKONTNÍ MÍRA 70
TABULKA 23 - CITLIVOSTNÍ ANALÝZA - CENA ZEMNÍHO PLYNU 71
TABULKA 24 - CITLIVOSTNÍ ANALÝZA - CENA ZA ZÁLOHU 72
TABULKA 25 - CITLIVOSTNÍ ANALÝZA - DOBA PROVOZU 73
TABULKA 26 - CITLIVOSTNÍ ANALÝZA - PRŮMĚRNÁ DOBA PŘIPRAVENOSTI D/R 74
TABULKA 27 - SROVNÁNÍ PROJEKTŮ PŘI DISKONTNÍ MÍŘE 5% 76
TABULKA 28 - VÝŠE ROČNÍCH PLATEB ZA "BLACK START" U KONCOVÝCH ZÁKAZNÍKŮ 78
TABULKA 29 – VARIANTA II – CELKOVÁ INVESTICE DO PROJEKTU VARIANTA II 83
TABULKA 30 - VARIANTA II – ČLENĚNÍ INVESTIČNÍCH NÁKLADŮ DO ODPISOVÝCH SKUPIN (TIS. KČ) 83
TABULKA 31 - VARIANTA II – ODPISOVÉ SKUPINY A KOEFICIENTY PRO VÝPOČET ODPISŮ 83
TABULKA 32 - VARIANTA II – PODROBNÉ ČLENĚNÍ INVESTIC – TECNOLOGIE (TIS. KČ) 83
TABULKA 33 - VARIANTA II – PODROBNÉ ČLENĚNÍ INVESTIC – STAVBA (TIS. KČ) 84
TABULKA 34 - VARIANTA II – NÁKLADY NA PROVOZNÍ KAPALINY A CERTIFIKACE PPS V 1. ROCE (TIS. KČ) 84
TABULKA 35 - VARIANTA II – VSTUPNÍ ÚDAJE PRO ROČNÍ ENERGETICKOU BILANCI 84
TABULKA 36 - VARIANTA II – ROČNÍ ENERGETICKÁ BILANCE PRO VARIANTA II 85
TABULKA 37 - VARIANTA II – ROČNÍ PROVOZNÍ NÁKLADY 85
TABULKA 38 - ROČNÍ PROVOZNÍ VÝNOSY 85
TABULKA 39 - VARIANTA II – ROČNÍ PROVOZNÍ CF 85
TABULKA 40 - VARIANTA II – ROČNÍ HOSPODÁŘSKÉ VÝSLEDKY I 86
TABULKA 41 - VARIANTA II – ROČNÍ HOSPODÁŘSKÉ VÝSLEDKY II 87
TABULKA 42 - VARIANTA III – CELKOVÁ INVESTICE DO PROJEKTU VARIANTA II 88
TABULKA 43 - VARIANTA III – ČLENĚNÍ INVESTIČNÍCH NÁKLADŮ DO ODPISOVÝCH SKUPIN (TIS. KČ) 88
TABULKA 44 - VARIANTA III – ODPISOVÉ SKUPINY A KOEFICIENTY PRO VÝPOČET ODPISŮ 88
TABULKA 45 - VARIANTA III – PODROBNÉ ČLENĚNÍ INVESTIC – TECNOLOGIE (TIS. KČ) 88
TABULKA 46 - VARIANTA III – PODROBNÉ ČLENĚNÍ INVESTIC – STAVBA (TIS. KČ) 89
TABULKA 47 - VARIANTA III – NÁKLADY NA PROVOZNÍ KAPALINY A CERTIFIKACE PPS V 1. ROCE (TIS. KČ) 89
TABULKA 48 - VARIANTA III – VSTUPNÍ ÚDAJE PRO ROČNÍ ENERGETICKOU BILANCI 89
TABULKA 49 - VARIANTA III – ROČNÍ ENERGETICKÁ BILANCE PRO VARIANTA III 90
TABULKA 50 - VARIANTA III – ROČNÍ PROVOZNÍ NÁKLADY 90
TABULKA 51 - VARIANTA III – ROČNÍ PROVOZNÍ VÝNOSY 90
TABULKA 52 - VARIANTA III – ROČNÍ PROVOZNÍ CF 90
TABULKA 53 - VARIANTA III – ROČNÍ HOSPODÁŘSKÉ VÝSLEDKY I 91
TABULKA 54 - VARIANTA III – ROČNÍ HOSPODÁŘSKÉ VÝSLEDKY II 92
TABULKA 55 - ZMĚNA DISKONTNÍ MÍRY (TIS. KČ/ROK) 93
TABULKA 56 - ZMĚNA CENY ZEMNÍHO PLYNU (TIS. KČ/ROK) 93
TABULKA 57 - ZMĚNA CENY ZA ZÁLOHU (TIS. KČ/ROK) 93
TABULKA 58 - ZMĚNA DOBY PROVOZU V RÁMCI ROKU (TIS. KČ/ROK) 93
TABULKA 59 - ZMĚNA PRŮM. DOBY (DNY/ROK) POSKYTNUTÍ MZ15+ (TIS. KČ/ROK) 93

1 - REÁLNÁ DISKONTNÍ MÍRA [17] 50
2 – KUMULOVANÝ DISKONTOVANÝ HOTOVOSTNÍ TOK ZA DOBU TŽ [17] 52
3 - NPV (ČISTÁ SOUČASNÁ HODNOTA) [17] 53
4 - IRR (VNITŘNÍ VÝNOSOVÉ PROCENTO) [17] 53
5 - HOTOVOSTNÍ TOK V ROCE T [18] 53
6 - ČISTÁ DOBA SPLACENÍ (PAYBACK PERIOD) [17] 54
7 - ODPISY V 1. ROCE PROJEKTU 55
8 - ODPISY V NÁSLEDUJÍCÍCH LETECH 55
9 - PEVNÁ CENA ZA REZERVOVANOU PŘEPRAVNÍ KAPACITU 60
10 - VÝNOS ZA ZÁLOŽNÍ VÝKON 60
11 - VÝPOČET CF (V-N) 61
12 - EBT (PŘÍJMY PŘED ZDANĚNÍM) [17] 65
13 - EAT (PŘÍJMY PO ZDANĚNÍ) [17] 65
14 - CF (HOTOVOSTNÍ TOK PO ZDANĚNÍ) [17] 65

Použité zkratky

ČR	–	Česká republika
USA	–	United States of America (Spojené státy Americké)
EU	–	Evropská unie
NYC	–	New York City
ZVN	–	zvláště vysoké napětí
VVN	–	velmi vysoké napětí
VN	–	vysoké napětí
ENTSOE	–	European Network of Transmission System Operators for Elektricity (dříve UCTE)
HLMP	–	hlavní město Praha
ROP	–	regulátor ostrovního provozu
SAFO	–	systémové automatické frekvenční odlehčení
LAFO	–	lokální automatické frekvenční odlehčení
EMĚ	–	Elektrárna Mělník
TMA	–	Teplárna Malešice
ČNB	–	Česká národní banka
TR	–	transformovna
MZ15+	–	minutová záloha 15+
MZ5+	–	minutová záloha 5+
SMR	–	Small Modular Reactor
BAT	–	Best Available Techniques
WLE	–	spalovací komora s mokrým spalováním
DLE	–	spalovací komora se suchým spalováním
PpS	–	podpůrné služby
CD	–	Compact Disc
ZP	–	zemní plyn
LNG	–	Liquid Natural Gas
EBT	–	Earn Before Taxes
EAT	–	Earn After Taxes
KS	–	krytí shodku
$T_ž$	–	doba životnosti
PP	–	Payback Period (doba splacení)
NPV	–	Net Present Value (čistá současná hodnota)
IRR	–	Internal Rate of Return (vnitřní výnosové procento)
CF	–	Cash Flow (hotovostní tok)
DCF	–	Disconted Cash Flow (dikontovaný hotovostní tok)
KI	–	kritická infrastruktura
EZT	–	Energetický zdroj Třeboradice
ES	–	elektrizační soustava

Úvod

Lidská společnost a všechny naše činnosti, nejen hospodářské, ale i každodenní běžné aktivity, jsou silně závislé na různých formách energií, zejména pak, v posledních několika dekádách na elektrické energii. S výpadky elektrické energie má pravděpodobně každý z nás zkušenost, ale délka takových poruch je poměrně krátká a příliš nás neomezuje. To, jak moc jsme ale závislí právě na elektrické energii, bychom poznali teprve až za několik hodin nebo dnů od výpadku dodávek elektřiny. Uváznout ve výtahu na několik hodin může být pak, ve srovnání například s nefunkčností elektrických plicních ventilátorů, které jsou pro některé nemocné lidi životně důležité, pouze drobnou nepříjemností. Z tohoto důvodu musíme být schopni zajistit nepřerušované dodávky energie nejen za normálního provozu, ale také za krizových situací. Je nesmírně důležité brát bezpečné zásobování elektrickou energií jako klíčové, protože ostatní odvětví jsou na elektrické energie silně závislá. Bez ohledu na to, zda se jedná o zásobování plynem v zimních měsících nebo o zásobování pitnou vodou, bez elektrické energii se neobejde ani jedno, ani druhé a podobných příkladů, co vše by bez elektrické energie nefungovalo, je mnohem více.

Cíl práce

Cílem této práce je zhodnotit dosavadní zkušenosti s blackouty (dlouhodobými nedodávkami elektrické energie) a jaká opatření společnost prozatím přijala. Dále pak ve vybrané lokalitě rozebrat stávající řešení problémů dlouhodobé nedodávky elektrické energie, problematiku kritické infrastruktury (KI) a jaké jsou její energetické nároky. Posoudit, jaké jsou možnosti zásobování KI v dané lokalitě stávající technologií, jaké jsou možnosti přechodu do ostrovního provozu a zda by bylo možné zvýšit bezpečnost provozu sítě výstavbou nového zdroje. Důležité je také uvážit, jaké jsou provozní možnosti případného nového zdroje a jaké jsou možnosti vyvedení výkonu.

V případě, že ekonomika provozu zdroje pro řešení blackoutů ve vybrané oblasti nebude umožňovat výstavbu tohoto zdroje, bude v práci také probrána možnost financování z jiných zdrojů než pouze ze strany investora.

1 Současné zkušenosti s blackoutem

1.1 Vznik a rozvoj blackoutu

1.1.1 Typický rozvoj blackoutu

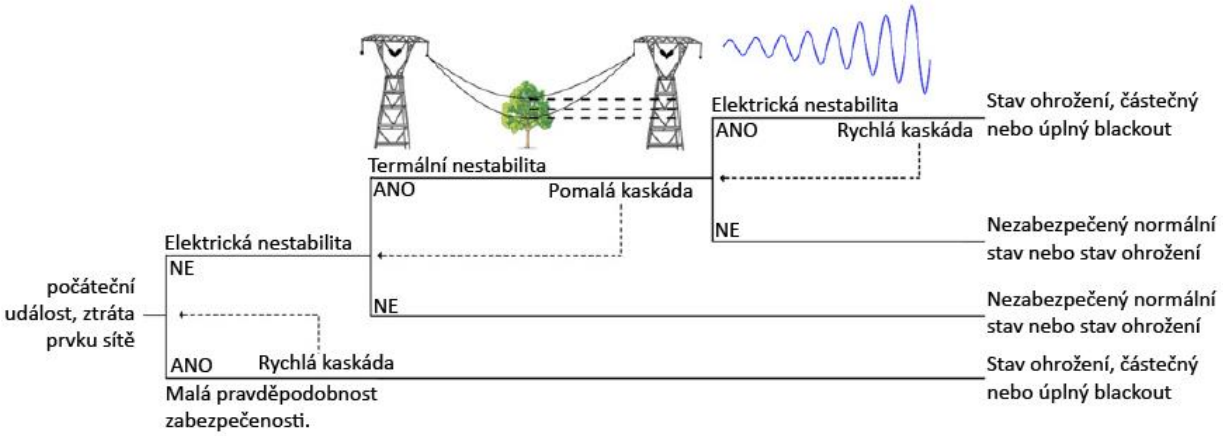
Úvodem této kapitoly je nutné popsat, co to vůbec blackout je. Blackout je rozpad elektrické sítě na velkém území, který vede k přerušení dodávek elektrické energie. Samotný blackout nevzniká náhle, ale jedná se o kaskádu poruch, které na sebe přímo navazují a jsou zapříčiněny počáteční událostí. V průběhu těchto kaskádových poruch v síti mohou být operátory přenosové soustavy nebo automatikou prováděny zásahy, jejichž účelem je obnovit stabilitu v síti a získat nad ní kontrolu. Pokud se nepodaří obnovit stabilitu sítě, končí kaskáda poruch jejím rozpadem a blackoutem. Pro zajištění spolehlivosti dodávek elektrické energie platí, že přenosová a distribuční síť se provozuje v souznění s kritériem N – 1, což znamená, že v případě poruchy či odstavení jednoho prvku soustavy může dojít pouze ke krátkodobému lokálnímu omezení spotřeby. Na základě tohoto kritéria se provádějí analýzy všech manipulací na přenosové soustavě, ještě před jejich uskutečněním. V současné době se kritérium N – 1 posouvá ještě dál a sítě se provozují v souladu s kritériem N – 2, až N – 3[1]. V České republice se o provoz přenosové soustavy stará ČEPS a.s., která zároveň zajišťuje komunikaci s ostatními provozovateli přenosových soustav zahraničních zemí, které jsou začleněny do propojené Evropské soustavy ENTSOE[2].

Přesto může nastat stav, kdy provoz sítě s kritériem N – 1 není možný. Taková situace pak vede k přetížení částí elektrizační soustavy a může vést k jejímu rozpadu a přechodu do provozu v ostrovním režimu, popřípadě se může rozvinout do celoplošného výpadku elektrické energie. Takovému stavu říkáme blackout.

Provoz elektrizační soustavy v ostrovním režimu znamená, že část přenosové nebo distribuční soustavy je odpojena od zbytku systému a je provozována odděleně. V tomto „ostrovu“ se nachází jeden či více zdrojů, které jsou propojeny a jejich řízení, v ideálním případě, probíhá na základě frekvenčního řízení. Ostrovní provoz může postihnout malý region, část jednoho státu, ale do ostrovního režimu může přejít i několik států a může nastat mimořádně nebezpečná situace. Vhodným příkladem může být případ z roku 2006 (viz kapitolu 1.2.5 EU 2006).

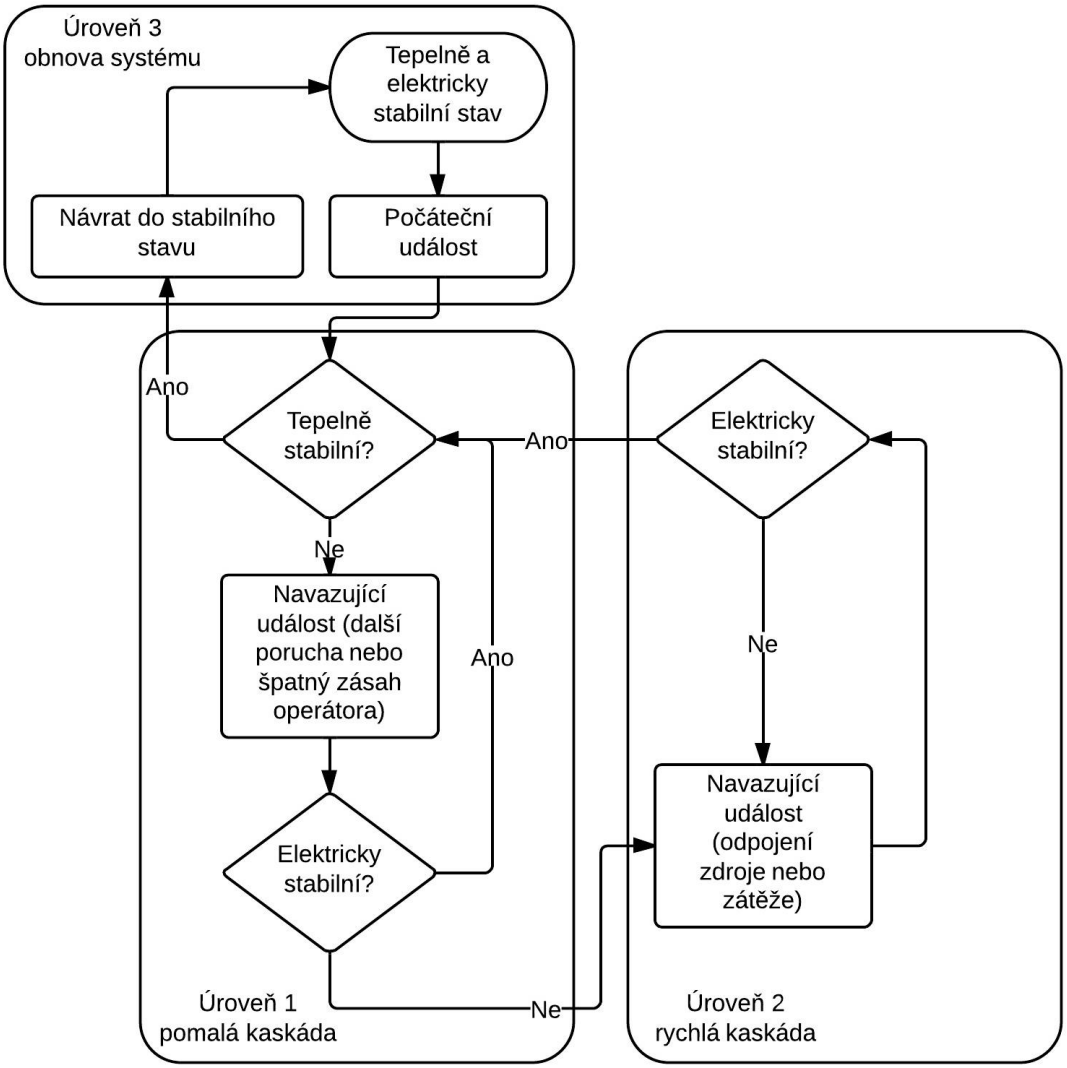
[1] Na základě odborného školení v rámci Letní univerzity ČEPS 2012
[2] European Network of Transmission System Operators for Electricity

S ohledem na to, že se přenosové sítě provozují dle kritéria N – 1, systém zůstává funkční i v případě ztráty přenosového vedení nebo jiného prvku přenosové soustavy nebo při výpadku elektrárny. I když výpadek významně neohrozí stabilitu sítě a její provoz, přesto dojde ke změně toků elektrické energie v síti, a ke zvýšení zatížení na jiných prvkách systému. Tato změna může vést k tepelnému efektu, který po určitém čase zvyšuje pravděpodobnost poruchy na dalších prvcích sítě. Pokud nejsou provedeny kroky k nápravě poměrů v přenosové síti, může dojít ke ztrátě dalších prvků systému a tím k dalšímu nárůstu zatížení na zbylých zařízeních sítě a začne se rozvíjet termální nestabilita. [1]



Obrázek 1 - Rozvoj poruchy od počáteční události [1]

Termální nestabilitu můžeme označit za pomalou kaskádu, protože časové úseky od počáteční události po navazující poruchy se pohybují mezi minutami až hodinami. Pokud se v průběhu tohoto časového úseku nezvládne vrátit systém do stabilního stavu nebo pokud se objeví v síti další porucha, která nemusí souviset s počáteční událostí, přechází soustava do elektrické nestability. Elektrická nestabilita je charakterizována krátkými časovými úseky mezi milisekundami až po desítky sekund. Tyto časové úseky jsou natolik krátké, že na ně nemůže operátor stihnout zareagovat a soustava je odkázaná na automatické ochrany, elektrickou nestabilitu tedy označujeme jako rychlou kaskádu. [1] Celý obecný popis rozvoje poruch v síti, které mohou vést k blackoutu, můžeme vyjádřit pomocí logického schématu, které je zobrazeno na obrázku 2.



Obrázek 2 - Schéma rozvoje nestabilního stavu

Ve schématu je vidět, že zásah operátora je pouze v úrovni 1 u pomalé kaskády, to je z důvodu, že časové konstanty jsou dostatečně dlouhé, aby operátor mohl reagovat na odezvy ze sítě. V úrovni 2, kde jsou časové konstanty příliš krátké, fungují pouze automatické systémy.

V následující kapitole 1.2 Zahraniční zkušenosti budou rozebrány skutečné události, které vedly k rozpadu sítě, případně k blackoutu. Všechny události mají obdobný scénář, který odpovídá v drobných úpravách obecnému popisu rozvoje blackoutu.

1.2 Zahraniční zkušenosti

1.2.1 USA, 9. 11. 1965

Událost začala přibližně v 17:16, jednalo se o největší výpadek elektrické energie, s jakým se jednotlivé státy USA do té doby setkaly. Přerušení dodávky elektrické energie trvalo od několika minut až po 13 hodin a postihlo přibližně 30 milionů lidí v USA a Canadě. [2]

Blackout nastal z důvodu poruchy na vedení z rozvodny Beck. Výkon z oblasti kolem řeky Niagary byl vyveden pomocí pěti linek 230 kV směrem na sever, do Toronta. Dvě z těchto linek pak křižují řeku a směřují do Spojených států. V 17:16:11 odbavilo jedno z ochranných relé na jednom z vedení 230 kV a toto vedení bylo odpojeno. Výkon přenášený touto linkou začal být přenášen přes ostatní čtyři vedení, která začala být díky tomu přetížena. V důsledku toho došlo k odbavení ochran i na těchto vedeních a postupně byla odpojena. Další rozpojování vedení VVN navazovala na odpojení těchto pěti linek. Výpadek dodávky elektrické energie vznikl poruchou na jednom relé, které způsobilo odpojení první z pěti linek. Jednalo se o relé, které bylo instalováno v roce 1951, za účel zvýšení bezpečnosti systému, v roce 1956 však toto relé selhalo při otvírání linky a způsobilo přerušení dodávek v Ontariu a New Yorku. V roce 1963 byly provedeny úpravy na zmíněném systému, pro zajištění větší bezpečnosti dodávek elektrické energie avšak tyto úpravy vedly k masivnímu blackoutu v roce 1965. Dodávky elektřiny v úplném rozsahu před havárií byly obnoveny po 13 hodinách. [2]

1.2.2 USA, 13. 7. 1977

Takřka totožnou oblast jako při výpadku roku 1965 postihl blackout i v roce 1977. Tentokrát za mohutný výpadek nemohla porucha na zařízení, ale přírodní vlivy. Situace začala v 21:29, 13. července, kdy došlo k přerušení dodávky elektrické energie na severovýchodě Spojených Států, zejména v oblasti státu New York. Systém Con Edison se ocitl bez dodávky elektřiny a samotný nedosáhl stabilního stavu v provozu v ostrovním režimu, o šest minut později systém zkolaboval, bez proudu se ocitlo více jak 6 milionů obyvatel [3].

Ve večerních hodinách docházelo k poklesu spotřeby elektrické energie z denního maxima 7 264 MW na 5 866 MW, systém byl řízen centrálně pomocí počítače, cílem počítače bylo provozovat systém v ekonomickém optimu. Systém Con Edison byl propojen s okolím pomocí čtyř linek, největší z nich směřovala na sever a propojovala Con Edison se severní částí státu New York. Vedení je pak vedeno po březích řeky Hudson a utváří tak koridor pěti linek 345 kV, které jsou propojeny do kabelového

vedení v oblasti Con Edison. V 20:37:17 udeřil blesk do stožáru, který nesl dvě linky 345 kV, propojující rozvodny Buchanan a Millwood. Přesto, že stožáry měly blesk uzemnit, došlo k přeskoku na linky vedení, ochrany zaznamenaly přepětí a došlo k odstavení linek a z důvodů nevhodného designu systému nedošlo k jeho opětovnému zapnutí. Výkon se začal přenášet jinými vedeními. V 20:55:53 udeřil druhý blesk do stožáru na dvoupotahovém vedení 345 kV mezi rozvodnami Millwood a Sprain Brook. Obě vedení byla odpojena díky přepěťovým ochranám a k jejich opětnému sepnutí již nedošlo. Operátor dal pokyn ke spuštění plynové turbíny v Narrows a v Astoria, plný výkon byl dosažen v 21:09. Další vedení v provozu signalizovala přetížení, operátor provedl v 21:22 neúspěšný pokus zapojit jednu z odpojených linek, ve 21:29 byla dosažena zátěž v oblasti Linden 1 170 MW, Con Edison system přechází do ostrovního režimu, který se nepodařilo udržet. [3] Výsledkem byl blackout, který zasáhl stát New York, největší škody byly samozřejmě v samotném městě New York, k plné obnově dodávek elektrické energie došlo po více než 24 hodinách. V průběhu blackoutu bylo poškozeno vandalismem více jak 1 500 obchodů, zadrženo za rabování a jinou kriminální činnost bylo více jak 3 000 lidí. Škody na majetku se pohybovaly v řádu několika set milionů USD.

1.2.3 Aucklandská energetická krize 1998

Zatím nejdelší výpadek v dodávkách elektrické energie. Město Auckland na Novém Zélandu je co do počtu obyvatel srovnatelné s hl. m. Prahou, jedná se o nejlidnatější město na Novém Zélandu. K výpadku došlo díky poruše na kabelových vedeních 110 kV, které zásobovaly město. Tato kabelová vedení patří do distribuční sítě společnosti Mercury Energy. Výpadek trval od 20. února do 27. března 1998, tedy 5 týdnů. Obnova dodávky po několika dnech nebyla úspěšná, díky tlaku vlády se práce neprováděly dostatečně kvalitně a podceňovaly se zkušební provozy opravených lokalit. Výsledkem byly opakované poruchy. Ekonomický dopad na město byl tak rozsáhlý, že je patrný ještě v dnešních dnech. Drobní živnostníci museli vyhlásit bankrot a začít podnikat znovu, velké společnosti přesunuly svá sídla do jiných měst [4]. Na základě této zkušenosti město Auckland vypracovalo krizový plán pro podobné události, tento plán byl použit v roce 2006.

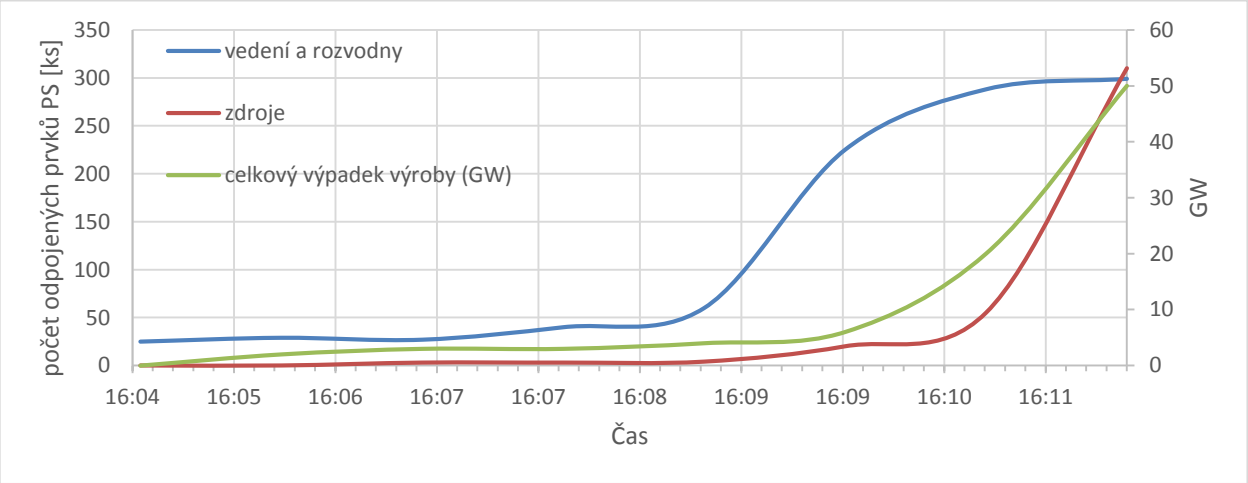
1.2.4 Itálie, USA 2003

K výpadku došlo 27. – 28. září 2003, postižena byla celá Itálie, bez elektřiny se ocitlo 57 milionů obyvatel. Příčinou byl spadlý strom na přeshraniční vedení 380 kV mezi Itálií a Švýcarskem. Operátoři snížili import do Itálie, aby odlehčili ostatní vedení. Tepelný přestup byl rychlejší a díky tomu byly odpojeny další tři přetížené linky 220 kV. Itálie ztratila synchronizaci se sítí UCTE[3] a byla odpojena od

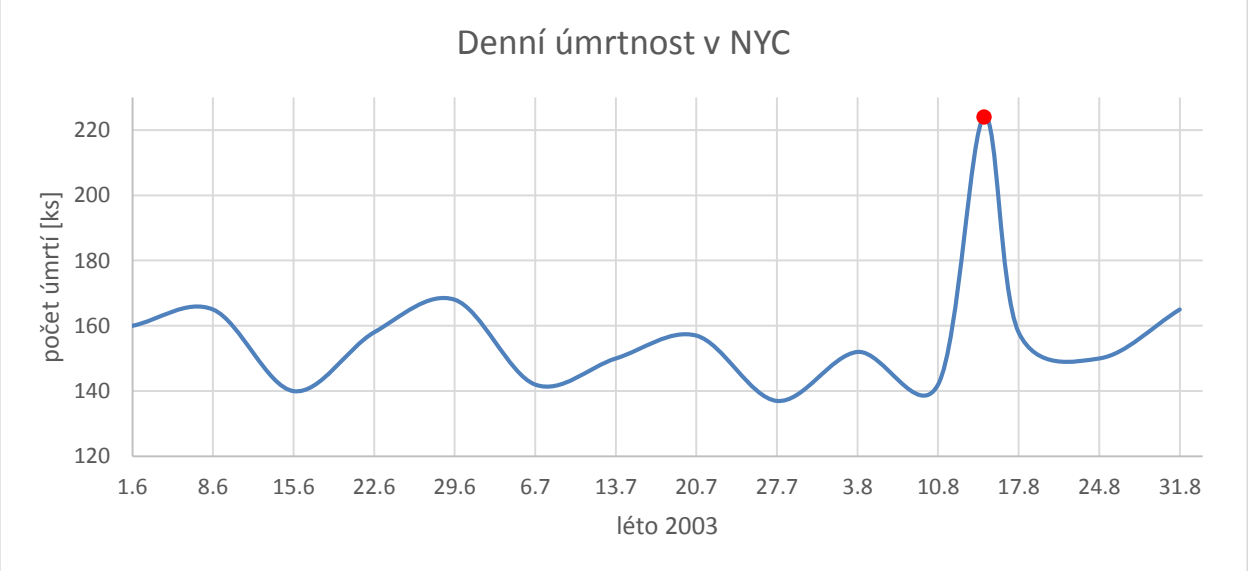
[3] UCTE (Union for the Coordination of Electricity Transmission-association of TSOs in Western Europe) – dnes ENTSOE

zbytku Evropy, tím ustal veškerý import do Itálie. Italské elektrárny byly odpojeny od sítě, když frekvence poklesla na hodnotu 49, 720 – 48, 985 Hz. Díky tomu dále poklesla frekvence na hodnotu 47, 5 Hz, v tu chvíli byly odpojeny zbylé pracující elektrárny od sítě. [1], výpadek trval 18 hodin.

Northeast Blackout, který postihl severovýchodní území USA a Kanadu, ke kterému došlo 14. srpna 2003. Prvotní příčinou byl zkrat na vedení 345 kV, způsobený větvemi. Řešení tohoto zkratu nebylo zvládnuto, na tuto počáteční událost navazovalo odpojení několika linek 138 kV díky zemnímu spojení a kaskádové šíření poruch na vedeních ve státě New York a v samotném městě New Yorku [5]. Výpadkem bylo postiženo více jak 50 milionů obyvatel, 256 elektráren bylo vyřazeno z provozu, v samotném městě New Yorku bylo zaznamenáno na 3 000 požárů, zdvojnásobil se počet tísňových volání. Na grafu 1 jedna vidíme rychlý nárůst odstavených vedení a elektráren v průběhu prvních minut blackoutu. Zajímavé je také zvýšení úmrtnosti v té době, viz graf 2 [6].



Graf 1 - Počet odstavených vedení a elektráren [1]



Graf 2 - Úmrtnost ve městě New Yorku, léto 2003 [7]

Na grafu 2 je zachycena denní úmrtnost v New York City v průběhu léta 2003. Zvýrazněný bod je datum 14. srpna, kdy došlo k blackoutu. Střední hodnota úmrtnosti v NYC se pohybuje na hodnotě 150 úmrtí za den. Dne 14. srpna 2003 však vidíme prudký nárůst úmrtnosti s tím, že maxima je dosaženo dne 15. srpna, kdy je hodnota úmrtnosti 225. Díky obnovení dodávky elektrické energie vidíme pokles úmrtnosti k nominálním hodnotám. Ekonomická ztráta se pohybovala mezi 4 – 10 biliony dolarů. [1]

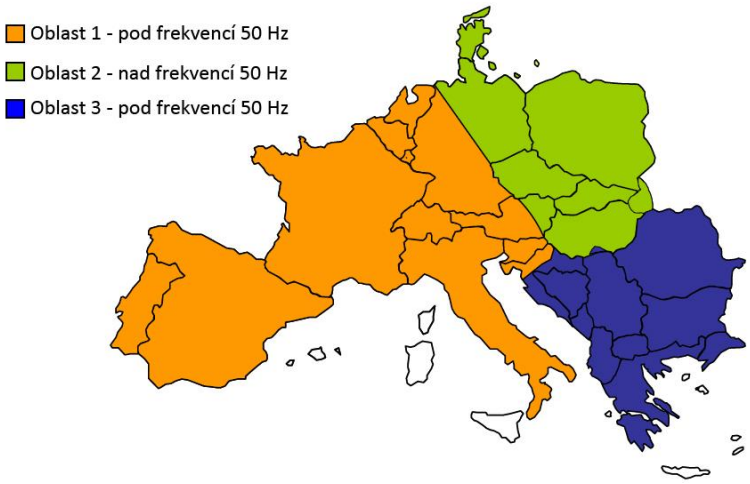
Obrázek 3 - Noční záběr USA z ISAT GeoStar 45

Obrázek 4 - Noční záběr Evropy ze satelitu

Na obrázku 3 je zakroužkovaná severovýchodní oblast USA, kde došlo k výpadku 14. srpna 2003, a na obrázku 4 je zakroužkovaná oblast, kde došlo k výpadku 27. a 28. září 2003. Obě zakroužkované oblasti za normálních okolností jasně září světly na nočních záběrech.

1.2.5 EU 2006

4. 11. 2006 došlo k rozpadu propojené Evropské elektrizační soustavy (ENTSOE). Provoz byl rozdělen do několika oddělených ostrovů, kdy každý z nich měl různou frekvenci vůči ostatním ostrovům. Rozdělení sítě můžeme vidět na následujícím obrázku, kde oblast 1, západní část Evropy, měla velký nedostatek výkonu a frekvence v síti se ustálila na 49 Hz [8]. Oblast 2, střední a východní Evropa, byla na druhou stranu postižena přebytkem elektrické energie, která se vlivem přerušení klíčových vedení do západní části Evropy nemohla dostat ke spotřebitelům. Důsledek přebytku výroby vedl ke zvýšení frekvence v síti, která se ustálila na hodnotě 50,4 Hz [8]. Poslední oblast 3 měla také lehký nedostatek výroby a vlivem toho došlo ke snížení frekvence na hodnotu 49,8 Hz [8].



Obrázek 5 - Rozpad ENTSOE; 4. 11. 2006 [8]

K rozvoji této situace nevedla žádná přírodní katastrofa, ale pouze špatná komunikace a nedodržení kritéria N – 1. Celá záležitost začala tím, že společnost Meyerwerft žádala o vypnutí linek 380 kV, které jsou vedeny přes řeku Emži. Důvod tohoto požadavku byl zapříčiněn vyplutím nové lodi Norwegian Pearl z doku společnosti Meyerwerft. Odpojení bylo naplánováno na 5. 11. 2006 v 1:00, ovšem tento termín byl v průběhu pátku změněn a byl odeslán požadavek na odpojení linek již 4. 11., a to ve 22:00. Společnost E.ON Netz naplánovala požadované manipulace a schválila odpojení linek o 3 hodiny dříve, ale o této skutečnosti informovala operátory Tennet a RWE příliš pozdě (4. 11. v 19:00 [8]). Díky tomuto posunu zasáhlo odpojení linek 380 kV přes řeku Emži do naplánovaných opravárenských prací na jiných vedeních, které probíhaly ve večerních hodinách dne 4. 11. [9]. V průběhu večera byl silný vítr na severu Německa, což znamenalo vysokou dodávku elektřiny do Holandska [8]. Po vypnutí dvou linek 380 kV přes řeku Emži dochází k přetížení linky Landesbergen – Wehrendorf. Dispečer provádí manipulace na rozvodně Landesbergen, manipulace představuje propojení dvou přípojnic za účelem snížení přenášeného výkonu, efekt je ovšem opačný a dochází k zásahu ochran a odpojení vedení Landesbergen – Wehrendorf [8]. Na odpojení této linky naváží ochrany na dalších linkách VVN ze severní

Evropy do jižní (bylo odpojeno více jak 30 linek VVN [8]). To vedlo k rozpadu v tehdejší době UCTE, dnes ENTSOE, a provozu této sítě ve třech velkých ostrovech. V západní části Evropy byli operátorem odpojeni velcí spotřebitelé, ale většina obyvatelstva Evropy tuto událost ani nezaznamenala. Podle [8] se bez elektrické energie ocitlo více jak 15 milionů domácností a výpadek představoval 16 000 MW (vzhledem k rozsahu a hustotě zalidnění Evropy dopadla celá záležitost ještě dobře). V oblasti s nižší frekvencí sítě byla nastavena normální frekvence 50 Hz do 20 minut, v oblasti s nadbytkem výroby, a tedy vyšší frekvencí, bylo nutno odpojit několik linek z důvodů jejich přetížení, stabilizaci frekvence a její vrácení do normálu stěžovaly nekontrolovatelné zdroje rozprostřené v různých lokalitách (především větrné elektrárny). K synchronizaci Evropské sítě došlo 38 minut po jejím rozpadu a normální stav ve všech evropských zemích byl nastaven do 2 hodin po destabilizaci systému [8]. Díky automatickým manipulacím v jednotlivých přenosových soustavách a manuálním zásahům operátorů, se Evropa vyhnula blackoutu, přesahujícímu jednotlivé státy [10].

Pokud by v případě z roku 2006 nezafungovaly automatické ochrany tak, jak měly a nepodařilo by se ustálit frekvence v jednotlivých ostrovech, následovalo by další odpojování zdrojů díky poklesu frekvence, jako se tomu stalo v Itálii 28. září 2003, a Evropu by postihl blackout. Obrázek číslo 5 by v takovém případě byl celý černý.

1.2.6 Východiska

Každá situace, kdy dojde k nestandardnímu provozu sítě, se vyhodnocuje, zjišťuje se, proč k výjimečnému stavu došlo a jak se dá v budoucnu takové situaci předcházet. Pokud dojde k podobné události, jako je jedna z popsaných v dřívějších kapitolách, tedy pokud dojde k blackoutu nebo rozpadu sítě do několika ostrovů, informuje se o této mimořádné situaci vláda dané země a další dotčené orgány státní správy a provozovatelů přenosové soustavy. S ohledem na rychlost vzniku takové události potenciální nebezpečnosti a náročnosti nápravy se zprávy píší zpětně, kdy je dostatek času na podrobnou analýzu. Tyto zprávy jsou psány v chronologickém pořadí událostí a obsahují informaci o stavu přenosové soustavy před havárií, o počáteční události, spouštěči havárie a následně popisují kaskádový postup havárie, v jaké době došlo k odstavení jakého zařízení, zda manipulace prováděl operátor přenosové soustavy nebo zda působily pouze automatické ochrany. V závěru takové zprávy je popis důsledků havárie a jaká mají být přijata opatření k zamezení opakování havárie.

Kupříkladu po Aucklandské energetické krizi byla sepsána zpráva s názvem Auckland Power Supply Failure 1998 – The Report of the Ministerial Inquiry into the Auckland Power Supply Failure, která analyzovala příčiny a důsledky poruchy. V závěrech této zprávy jsou popsána řešení problémů,

které vedly ke krizové situaci. Jedním z navržených opatření bylo zlepšení monitorování 110 kV kabelů a lepší analýza jejich chování. Jako jedna z hlavních příčin havárie takového rozsahu je pak uváděno podcenění risk managementu a operačního plánování. Na základě této zprávy byla vydána doporučení společnosti Mercury-Energy Company[4], mezi kterými byl i požadavek na vypracování nového risk assessmentu. Auckland Council (městská rada) vypracovala podrobný scénář, jak postupovat v případě opakování obdobné havárie (byl použit v roce 2006).[5]

V případě blackoutu v Itálii, ale i v USA v roce 2003 byly vyhodnoceny jako zásadní nedostatky chybějící odhady dynamiky soustavy a bezpečnost provozu v reálném čase. Dispečeři neměli včas informace o tom, že soustava je v nestabilním stavu. Jako další zásadní nedostatky pak byly vyhodnoceny špatná komunikace a špatná připravenost na krizovou situaci. USA vydaly, prostřednictvím U.S. Department of Energy, v květnu 2011 publikaci Strategic Plan. Jedná se o zeširoka pojatý dokument informativního charakteru, jakým směrem se budou ubírat USA v otázkách energetiky. Z této publikace je zřejmé, že v oblasti výroby a přenosu elektrické energie se chce USA dále vyvíjet a používat nové technologie. Za tímto účelem bude investováno nejen do rozvoje systému, ale také do vědy spojené s přenosem elektrické energie. Jedním z hlavních cílů je modernizovat přenosovou síť. V současné době by měla končit jedna z prvních fází projektu, která znamená instalaci více jak 1 000 jednotek synchrophasermetrů za účelem měření parametrů sítě v reálném časem. USA se chtějí také vydat cestou smartgrids, v tomto směru budou v první fázi instalovat 26 milionů „chytrých" elektrických hodin.[6]

Evropská Unie si je vědoma problematiky propojení přenosových soustav jednotlivých států, prostřednictvím ENTSOE klade důraz na dobrou komunikaci mezi provozovateli přenosových soustav jednotlivých členských zemí ENTSOE. Krize z roku 2006, kdy došlo k rozpadu Evropské propojené soustavy na tři ostrovy, vznikla z důvodů na špatné komunikace mezi provozovateli německé přenosové soustavy, pokud by nebyl komunikační problém, nemuselo k situaci vůbec dojít. Potíže v přenosu elektrické energie v jednom ze států se mohou rozšířit na další. S tím je spojeno to, že dopad na společnost a ekonomiku v případě havárie není lokalizován pouze na území, kde vznikla počáteční událost, která způsobila blackout. Tuto skutečnost si EU uvědomila právě po „European blackout 2006", který je popsán v kapitole 1.2.5, přesto, že k samotnému blakoutu nedošlo, rozsah havárie a hlavně území, které bylo zasaženo, bylo velice dobrým příkladem, co se může stát. Jako demonstrace byla tato událost daleko přínosnější než blackout v roce 2003, který postihl Itálii, protože ten byl jasně lokalizován pouze

[4] Novozélandská distribuční společnost
[5] Na základě korespondence s Dominic Hutching; Written Communications Team; Auckland Council
[6] U.S. Department of Energy, MAY 2011; Strategic Plan

na území Itálie a nerozšířil se na další území. Na základě toho je elektrické infrastruktuře a její funkcionalitě i v kritických okamžicích přikládána velká váha v programu European Union Critical Infrastructure Protection. Po události v roce 2006 se jasně ukázalo, jak je Evropská propojená soustava křehká a jak málo stačí k dosažení její nestability. Evropská unie tedy podniká kroky k dosažení stabilnější přenosové sítě, ale faktem zůstává, že energetické koncepce členských států a otázka zabezpečenosti přenosu elektrické energie zůstává plně v dikci jednotlivých států. [11] Na základě takových poruch přijímají úřady a státy opatření, která jsou zahrnuta v energetických koncepcích jednotlivých států, energetických koncepcích jednotlivých měst, energetických zákonech a vyhláškách, zejména pak o kvalitě a spolehlivosti dodávky a v kodexech pro správce přenosových a distribučních sítí.

1.3 ČR a blackout

1.3.1 Energetický zákon

V České republice z pohledu energetiky je zásadní zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), který byl schválen 28. 11. 2000 a v účinnost vešel 1. 1. 2001. V tomto zákoně jsou zakotveny především pojmy jako spolehlivost a kvalita dodávky. Výrobce elektřiny je mimo jiné povinen, dle § 23 oddílu 2 písmeno m), za účelem zajištění bezpečnosti a spolehlivosti provozu elektrizační soustavy, při předcházení stavu nouze a při stavech nouze a za podmínek stanovených Pravidly provozování přenosové soustavy nebo Pravidly provozování distribuční soustavy, na pokyn provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy, nabízet provozně a obchodně nevyužité výrobní kapacity. Dále definuje stav nouze, který dle § 54, odstavce 1, je stavem, který vznikl v elektrizační soustavě v důsledku

živelních událostí,

opatření státních orgánů za nouzového stavu, stavu ohrožení státu nebo válečného stavu,

havárií nebo kumulace poruch na zařízeních pro výrobu, přenos a distribuci elektřiny,

smogové situace podle zvláštních předpisů,

teroristického činu,

nevyrovnané bilance elektrizační soustavy nebo její části,

přenosu poruchy ze zahraniční elektrizační soustavy, nebo

je-li ohrožena fyzická bezpečnost nebo ochrana osob

a způsobuje významný a náhlý nedostatek elektřiny nebo ohrožení celistvosti elektrizační soustavy, její bezpečnosti a spolehlivosti provozu na celém území státu, vymezeném území nebo jeho části. Pro území celého státu vyhlašuje a ukončuje stav nouze provozovatel přenosové soustavy a pro vymezené území

spadá tato povinnost na provozovatele distribuční soustavy. Další vyhláška, která se zabývá kvalitou dodávky elektrické energie, je vyhláška 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice. Definuje pojem nedodávky elektrické energie a dalších pojmů, zejména v § 2 a § 3. Věnuje se také stanovení standardů dodávek elektrické energie a dalších podpůrných služeb.

1.3.2 Státní energetická koncepce

Další spis, který se věnuje problematice spolehlivosti a kvality dodávky elektrické energie, ale nejen tomu, je energetická koncepce ČR. Obecně můžeme říci, že stát vydává energetickou koncepci ČR, která zohledňuje budoucí vývoj energetiky v ČR. Jednak vývoj a výstavbu nových zdrojů, složení energetického mixu, jednak přenos elektrické energie a její distribuci, ale zabývá se také odhadovaným vývojem spotřeby elektrické energie v České republice a schopnost zásoby palivem zvolených zdrojů elektrické energie. Elektroenergetika je pouze jednou z několika částí energetické koncepce ČR, další části jsou zaměřeny na plynárenství a přepravu a zpracování ropy, výrobu a dodávku tepla, dopravu, energetickou účinnost, výzkum, vývoj, inovace a školství, energetické strojírenství a průmysl, vnější energetická politika a mezinárodní vazby v energetice. Musíme si uvědomit, že jednotlivá odvětví energetiky na sebe velice úzce navazují a jsou spojena se všemi oblastmi života, kultury a hodnotami národa.

co nebude fungovat, když vypadne některý ze segmentu	segmenty zásobování, které mohou vypadnout												
	Elektřina	Plyn	Teplo	Ropné produkty	Voda	Potravinářství	Zdrav. péče	Doprava	Komunikace	Bankovnictví	Nouzové služby	Veřejná správa	Odpady
Elektřina									■				
Plyn	■			■					■		■		
Teplo	■			■	■			■	■		■		
Ropné produkty	■								■		■		
Voda	■			■					■		■		
Potravinářství	■			■	■				■		■		
Zdrav. péče	■	■	■	■	■				■		■		
Doprava	■	■	■	■					■		■		
Komunikace	■			■							■		
Bankovnictví	■			■					■		■		
Nouzové služby	■			■					■				
Veřejná správa	■			■					■		■		
Odpady	■			■					■		■		

Tabulka 1 - Závislosti segmentů[7] [12]

[7] Převzato z: KRITICKÁ INFRASTRUKTURA V OBLASTI ELEKTROENERGETIKY: ANALÝZA A ZPRACOVÁNÍ SCÉNÁŘE PRO ŘEŠENÍ DLOUHODOBÉHO VÝPADKU NAPÁJENÍ HL. M. PRAHY ELEKTŘINOU (TOTÁLNÍ NEBO ČÁSTEČNÝ BLACK-OUT)

V tabulce 1 můžeme vidět, jaké segmenty jsou na sobě navzájem závislé, červeně označená pole znázorňují, že daný segment nebude funkční. Je zřejmé, že z oblasti energetiky má elektroenergetika zásadní význam, protože výpadek tohoto segmentu znamená nefunkčnost nebo omezenou funkčnost všech dalších oblastí našeho zásobovacího, komunikačního a bankovního řetězce. Z toho důvodu je elektroenergetice věnován velký zřetel i v energetické koncepci.

V oblasti bezpečnosti je kladen důraz na to, aby Česká republika měla přinejmenším lehce přebytkovou bilanci elektrické energie, jednak z důvodu, že sousední státy budou mít bilanci nedostatkovou, jednak proto, že energetická koncepce se připravuje jako jakási vize na několik desítek let dopředu a lze jen velice obtížně určit přesný růst spotřeby s ohledem na možný technický pokrok v nějaké oblasti lidské činnosti, který nebyl očekáván a jehož důsledek bude nárůst energetické náročnosti. Dále se také jedná o strategickou záležitost, s předpokladem, že při nedostatku ropných produktů by se část dopravy přesunula na železniční tratě a vzrostla by spotřeba elektrické energie v závislosti na zvýšení používání kolejové trakce. [13] Mimo to se energetická koncepce ČR zabývá také zvýšením bezpečnosti, spolehlivosti a energetické odolnosti přenosové a distribuční sítě. Mezi hlavní cíle patří: [13]

Zabezpečit výkonově přebytkovou výrobní bilanci založenou na diverzifikovaném palivovém mixu s maximálním využitím disponibilních tuzemských primárních zdrojů.

Zabezpečit vysokou bezpečnost, spolehlivost a energetickou odolnost prostřednictvím vhodné velikosti a struktury rezervních kapacit, zásobníků energie a kapacit přenosové a distribučních sítí.

Zabezpečit rozvoj systémů a nástrojů řízení elektrizační soustavy účinně využívající jak nové technologie v oblasti distribučních systémů (inteligentní sítě), tak i rozšiřující se regionální spolupráci v oblasti řízení soustav a posílení rezerv. Podporovat rozvoj distribuovaných i centralizovaných systémů akumulace (přečerpávací vodní elektrárny, elektroakumulace a další).

Prosazovat rychlou a plnou integraci energetických trhů ve střední Evropě a rozvoj tržních mechanismů usnadňujících přístupy na trh i změny dodavatele při současné přiměřené kontrole tržních rizik. Zajistit otevřené a vysoce konkurenční prostředí s účinnou kontrolou tržní dominance a zneužívání trhu. Zajistit tržní prostředí na evropském trhu s elektřinou s minimálním rozsahem tržních deformací.

Udržet a dále posilovat vysokou tranzitní schopnost sítí a otevřenost energetiky ČR, zajistit trvalé plnění spolehlivostních kritérií a přiměřenost budoucím potřebám přenosu.

S ohledem na strategický význam energetického sektoru ponechat nadále společnost ČEPS, a. s. ve výhradním vlastnictví státu a zachovat dominantní vliv státu ve společnosti ČEZ, a. s.

Zajistit územní ochranu ploch a koridorů veřejné infrastruktury a souvisejících rozvojových záměrů prostřednictvím nástrojů územního plánování.

Velice důležitým prvkem, z hlediska bezpečnosti přenosu elektrické energie je rozvoj přenosové soustavy. Cílem je zajistit bezpečnost přenosové sítě a zvýšit její přenosovou kapacitu, s ohledem na

transevropský tranzit, a to zejména ve směru sever – jih. Bytelnost sítě má zvýšit především výstavba nových prvků, jako jsou rozvodny a vedení a dále obnova stávajících prvků. Opět z pohledu bezpečnosti je důležité zejména odstranit úzká místa při tranzitu ve směru sever-jih a implementace technologií řízení spolehlivosti, tedy technologie pro dynamické řízení toků a monitorování. [13]

Další částí je pak zvýšit odolnost distribuční sítě. Mezi hlavní cíle patří zajistit schopnost provozu distribučních sítí v ostrovních režimech. Přechod do ostrovních provozů a jejich udržení je závislé na podpůrných službách systémových elektráren, které jsou vykupovány společností ČEPS, a. s., s ohledem na kodex přenosové soustavy. Tyto systémové elektrárny jsou povinně vybaveny systémem pro provoz v ostrovním režimu (ROP – regulátor ostrovního provozu). Systém ROP je velice důležitý pro distribuční soustavy, které jsou povinně vybaveny systémovými a lokálními automatickými frekvenčními odlehčovači (systémy SAFO a LAFO), protože bez regulátoru ostrovního provozu by nebylo možné dlouhodobě provoz ostrova udržet. Je důležité zohlednit také výkonovou bilanci možně vzniklých ostrovů, protože ostrovní provoz je možné dlouhodobě udržet pouze v případě, že bilance mezi spotřebou a výrobou je v rovnováze. Pokud by nebylo možné dlouhodobě udržet ostrovní provoz, je zásadní, pro rychlou obnovu systému, udržet systémové zdroje v provozu na vlastní spotřebu, kdy je možné tyto zdroje rychlo zapojit do obnovených částí přenosových a distribučních sítí. Pokud elektrárny nejsou schopny najet do provozu na vlastní spotřebu, měly by být vybaveny systémem, který umožňuje najet elektrárnu do provozu z nulového napětí, bez nutnosti podat napětí z jiného zdroje, takovému spuštění se říká start ze tmy (black start)

Na základě dříve zmíněných dokumentů připravují města ČR své vlastní energetické koncepce, krizové plány a plány obnovy. Zejména důležitý je požadavek, který vyplývá z aktualizované Státní energetické koncepce, na dopracování územních energetických koncepcí tak, aby zajišťovaly alespoň pro větší města nezbytné dodávky energie v ostrovních provozech a rychlou a účinnou reakci v případech rozsáhlých poruch nebo přírodních katastrof.[8]

[8] aktualizovaná Státní energetická koncepce přijatá dne 8. 11. 2012

1.4 Připravenost vybraných měst ČR

Jednotlivá města České republiky by měla dle zákona č. 406/2000 Sb., ze dne 25. 10. 2000, zpracovávat územní energetické koncepce. Územní energetická koncepce by měla hodnotit, v jakém stavu se daná oblast nachází, jaké jsou vize do budoucna, s jakým nárůstem spotřeby se počítá a kam se bude celá energetika daného města ubírat. Energetické koncepce vybraných měst ČR byly povětšinou tvořeny kolem roku 2003–2005, s ohledem na to, že ani státní energetická koncepce ČR, která byla přijata v té době (2004), nekladla nijak zásadní důraz na posilování odolnosti soustavy proti blackoutu a příliš nerozebírala důležitost ostrovních provozů distribučních sítí, nebyla tato problematika obsažena ani v územních energetických koncepcích jednotlivých měst. S ohledem na aktualizovanou státní energetickou koncepci z roku 2012, která se touto problematikou již částečně zabývá, reagují na tuto skutečnost i jednotlivá větší města České republiky. Energetické koncepce měst se postupně aktualizují a doplňují se o problematiku posílení distribučních sítí na svých územích, zásobováním města nebo jeho částí z nouzových zdrojů, přechodem města na ostrovní provoz, či přesným výčtem prvků kritické infrastruktury a jejich energetické náročnosti. Dále se tvoří manuály pro městská zastupitelstva a jejich úředníky, jak postupovat ve stavu nouze a jak minimalizovat následky stavu nouze. Zářným příkladem může být město České Budějovice.

1.4.1 České Budějovice

České Budějovice jsou vybaveny zařízením, umožňujícím přechod do ostrovního provozu čistírny odpadních vod. Tento projekt byl zpracován v rámci výzkumného projektu 2A-1TP1/065, za podpory Ministerstva průmyslu a obchodu ČR. Výzkumný projekt byl pak realizován právě na čističce odpadních vod v Českých Budějovicích (České Budějovice ČEVAK, a. s.), kde byl 15. 9. 2011 představen a odzkoušen. Systém funguje tak, že v případě poruchy elektrizační sítě, která napájí čistírnu odpadních vod, dojde k odpojení čistírny od sítě, ta se připojí do uzavřené sítě, která je propojená s bioplynovou stanicí, schopnou zásobovat čistírnu odpadních vod elektrickou energií. S ohledem na energetickou náročnost distribuce pitné vody po městě a čistění odpadních vod je nezbytné, aby systém v případě přechodu na ostrovní provoz odpojil zařízení, která nejsou nezbytně nutná pro chod čistírny. Tím dojde ke snížení energetické náročnosti při zachování funkčnosti. Výhodou celého systému je, že bioplynová stanice využívá jako palivo čistírenský bioplyn, tím pádem je toto řešení zcela nezávislé na dodávkách z okolí a je možné, v případě déle trvajících výpadků, jej dlouhodobě provozovat. Výsledkem toho je, že v případě blackoutu by v Českých Budějovicích fungoval rozvod pitné vody a odvod odpadních vod.

Toto řešení by navíc mohlo být propojeno i se zaváděním tzv. smart grids. Pomocí „chytrých“ měřáků by bylo možné odpojovat v domácnostech zařízení, která ve stavu nouze nejsou nezbytná, tím by se snížila energetická náročnost nouzového provozu, zároveň s tím by bylo velkou výhodou, že by nebylo nutné provádět vějířovité vypínání jednotlivých městských částí. Nevýhodou jsou značné investice do vybudování takové infrastruktury, která by to umožnila, popřípadě vývoj nových spotřebičů, které by mohly být takto ovládány.

Levnější variantou je vypracovat vypínací plán, kdy jsou vždy na určitou dob, např. 2 hodiny, podle tohoto plánu odpojeny od sítě určité městské části, zatímco ostatní jsou připojeny. Výhodou je jednoduchá a levná realizace, ale blackout se pohybuje ve vějíři po městě. Při odpojení pouze části spotřebičů by mohlo být připojeno v omezené míře celé město.

1.4.2 Plzeň

Město Plzeň je v případě blackoutu naprosto soběstačné a je připraveno pro provoz v ostrovním režimu. Město má také aktualizovanou energetickou koncepci, ve které se v případě stavu nouze počítá s ostrovním provozem, který byl v roce 2001 ve městě odzkoušen. Na území města Plzeň je instalovaný výkon 254 MW, který je poskytován Plzeňskou teplárenskou, a. s. a Plzeňskou energetikou, a. s. Obě zařízení jsou vybavena pro provoz v ostrovním režimu, který by probíhal na napěťové hladině 110 kV. Navíc zdroj Plzeňské teplárenské, a. s. byl v roce 2012 osazen zařízením, které umožňuje najet teplárnu ze tmy (black start). [14] Tento zdroj je schopen dodat do sítě 100 MW a může podat napětí zdroji Plzeňské energetiky, a. s.. S ohledem na to, že maximální spotřeba města se pohybuje kolem 160 MW, má Plzeň zcela vyřešenou otázku schopnosti ostrovního provozu.

1.4.3 Praha

Město Praha přijalo dokument Územní energetická koncepce hlavního města Prahy usnesením Rady HLMP č. 0248 ze dne 1. 3. 2005. Tato koncepce se nijak podrobně nezabývá energetickým zabezpečením města, to je důvod, proč se Magistrát hlavního města Prahy rozhodl pro aktualizaci Územní energetické koncepce. První etapa této aktualizace byla dokončena koncem roku 2013 a na ní by měla navazovat další činnost. Hlavním zaměřením aktualizace je právě řešení energetické zabezpečenosti hlavního města.

Tato otázka je značně složitá s ohledem na hustotu osídlení města a na fakt, že na území Prahy se de facto nevyskytují významné zdroje, instalovaný elektrický výkon těchto zdrojů je 163 MW. Významný podíl na tomto výkonu má Teplárna Malešice (2 x 55 MW) a Teplárna Michle (1 x 6 MW). Je

zřejmé, že tyto zdroje jsou silně závislé na ročním období, respektive na aktuální spotřebě tepla, tudíž v letních měsících nelze uvažovat o využití těchto zdrojů pro řešení krizové situace. I v případě, že by se dalo uvažovat o možnosti využití celkového instalovaného výkonu 163 MW pro řešení krizové situace, byl by tento výkon nedostačující. Navíc mluvíme o instalovaném výkonu, ale dosažitelný výkon z těchto zdrojů se pohybuje pouze kolem 50 MW.

Na základě zákona č. 432/2010 Sb., o kritériích kritické infrastruktury, byly v Praze vytipovány objekty, které splňují tato kritéria. Výsledkem tohoto šetření je, že energetické nároky na kritickou infrastrukturu v HLMP se pohybují kolem 30 % celkového odebíraného výkonu. Z toho vyplývá, že Praha se musí zaměřit na studii realizovatelnosti provozu v ostrovním režimu, s tím, že ostrov by byl napájen jinými zdroji, které se vyskytují především na území Středočeského kraje. Za tímto účelem je zpracovávána aktualizace současné energetické koncepce. Je také vysoce pravděpodobné, že hlavní město Praha bude podporovat výstavbu nových zdrojů na území města a v jeho blízkosti. Tyto zdroje by měly být schopné startu ze tmy a provozu v ostrovním režimu. Mohlo by se s nimi počítat i pro podání napětí systémovým elektrárnám na území Středočeského kraje, jako EMĚ I a II, které budou schopny alespoň částečně obnovit dodávky elektrické energie v Praze.

Praha se připravuje na případ blackoutu i aktivně. Dne 26. 2. 2014 proběhlo v hlavním městě cvičení, jak by magistrát, záchranné sbory, provozovatel distribuční soustavy a další složky IZS zvládly možný blackout v metropoli. Doba od vzniku události po připojení všech odběrných míst znovu k síti trvala přibližně 45 hodin. V průběhu cvičení se zjistily případné nedostatky v komunikaci mezi jednotlivými složkami, které by se podílely na likvidaci takové události. Dále se určily lokality, které by měly problém se zásobováním pitnou vodou. Bez potíží by bylo přibližně půl milionu lidí, kde není třeba vodu čerpat. Dalších cca 700 tisíc obyvatel města by velice brzy byly bez dodávek pitné vody. Strašnické krematorium by nebylo schopno provozovat chladicí zařízení ani provádět kremace, problém by také nastal v zásobování teplem, pokud by došlo k blackoutu v zimním období.

Oficiální zpráva o průběhu a závěrech cvičení budou k dispozici na konci května 2014 a nebyly tedy dostupné při tvorbě této práce. Předběžné výsledky cvičení nicméně ukázaly, že případný velký výpadek v dodávkách elektrické energie je město schopno zvládnout, nicméně cvičení nesimulovalo poškození přenosové, případně distribuční sítě nebo rozsáhlé výpadky na straně výrobců elektrické energie. V takovém případě by nebylo možné podat napětí Praze v tak krátkém časovém úseku.

1.5 Doslov I

Z výše uvedeného vyplývá, že energetická bezpečnost, zejména bezpečnost zásobování elektrickou energií (viz. Tabulka 1 – Závislosti segmentů), je klíčová pro chod naší společnosti. Energetickou bezpečnost můžeme chápat jako zajištění kontinuity v dodávkách energie, zejména tedy elektrické, za účelem zajištění ochrany životů lidí, jejich majetku, ochraně životního prostředí a v neposlední řadě ochraně zájmu státu. Jak je patrné z kapitoly 1.2 Zahraniční zkušenosti, krizová situace v důsledku nedodávky elektrické energie může nastat velice snadno, vyznačuje se rychlým šířením a postihuje velké oblasti. Takové případy pak znamenají ohrožení společnosti jako takové. Velice důležitým prvkem je také to, že obnovou dodávek elektřiny sice končí stav nouze, ale ekonomický dopad může přetrvávat i několik let po katastrově, viz kapitola 1.2.3 Aucklandská energetická krize 1998. Je tedy nezbytné, abychom se touto problematikou zabývali nejen na státní úrovni, ale díky propojené Evropské soustavě také na mezinárodní úrovni a snažili se nalézt taková řešení, která budou předcházet vzniku krizových situací nebo je při jejich vzniku minimalizovat. Česká republika se této problematice již začala věnovat, jednak tu máme řešení, která se již realizovala, tu máme projekty, které jsou řešeny.

S ohledem na závažnost problematiky řešení ztráty napájení hlavního města Prahy a na fakt, že toto město má největší hustotu osídlení v ČR, budu se dále věnovat problematice blackoutu právě v tomto městě. V následující kapitole blíže představím současný stav elektroenergetiky na území HLMP, způsob výběru kritické infrastruktury a možnosti řešení obnovy napětí v pražské distribuční síti.

2 Kritická infrastruktura v Praze

2.1 Co je kritická infrastruktura

Z tabulky 1 – Závislost segmentů jasně vyplývá, že zásobování elektrickou energií je klíčové pro všechna další odvětví lidské činnosti a že v případě omezených dodávek elektrické energie hrozí snížení nejen ekonomické efektivnosti, ale i k ohrožení majetku a především lidského zdraví a životů. Z tohoto důvodu je nezbytné věnovat se především problematice zásobování elektrickou energií, a to nejen řešit opatření, jak krizovým situacím předcházet, ale také, pokud již nastanou, jak postupovat během jejich zvládání.

Pro zvládání krizových scénářů hrají klíčovou roli některé prvky systému, jejichž omezená nebo úplná nefunkčnost by znamenala zvýšené nebezpečí pro určité oblasti. Takovým prvkům systému říkáme kritická infrastruktura (KI). Přesnou definici bychom mohli vyjádřit takto: „Kritická infrastruktura jsou fyzické, kybernetické a organizační (obslužné) systémy, které jsou nutné pro zajištění ochrany životů a zdraví lidí a majetku, minimálního chodu ekonomiky a správy státu.“ [15] Je tedy zásadní ve vybrané oblasti, v tomto případě na území hlavního města Prahy, určit prvky kritické infrastruktury a provést odhad jejich energetické náročnosti. Na základě takového odhadu může být pak zpracován krizový plán a plán obnovy.

2.1.1 Kritická infrastruktura na území Prahy

Hlavní město Praha má zpracované dva základní dokumenty, na základě kterých by byly řešeny havárie a krizové situace. Jsou to Havarijní plán hl. m. Prahy a Krizový plán hl. m. Prahy. Havarijní plán je určen především pro řešení havarijních událostí, které narušují běžný život ve městě, ale dotýká se i nouzového přežití obyvatelstva na území Prahy. Z pohledu nouzového zabezpečení obyvatelstva je klíčové zásobování pitnou vodou a odvádění odpadních vod. Celý tento segment je silně závislý na zásobování elektrickou energií, energeticky náročná není pouze úprava pitné vody, ale také přeprava pitné a odpadní vody, která je zajištěna pomocí čerpadel. Výpadek dodávek elektrické energie by prakticky okamžitě znamenal odstavení těchto čerpadel a omezení dodávek pitné vody, která by po omezenou dobu byla dostupná ještě v místech, kde její distribuce probíhá z vodojemů (distribuce pomocí gravitační energie). Nouzové zajištění zásobování pitnou vodou je možné dle rozsahu havárie pomocí cisteren s pitnou vodou, provizorním vodovodem či přepojením vodovodního řadu na funkční větev. Jednotlivé prvky, které jsou zapojeny do distribuce a úpravy pitné a odpadní vody můžeme označit za prvky kritické infrastruktury.

Druhý materiál, který byl zmíněn, je Krizový plán hl. m. Prahy. Jeho zpracovatelem je Hasičský záchranný sbor hl. m. Prahy, a to dle zákona 240/2000 Sb. Předmětem Krizového plánu je zejména obnova dodávek elektrické energie, zejména pak zajistit chod kritické infrastruktury. Kritická infrastruktura a související pojmy jsou definovány právě v zákoně č. 240/2000 Sb., § 2, písmeno g, h a i, pro účely tohoto zákona se rozumí:

kritickou infrastrukturou prvek kritické infrastruktury nebo systém prvků kritické infrastruktury, jehož narušení funkce by mělo závažný dopad na bezpečnost státu35), zabezpečení základních životních potřeb obyvatelstva, zdraví osob nebo ekonomiku státu,

evropskou kritickou infrastrukturou kritická infrastruktura na území České republiky, jejíž narušení by mělo závažný dopad i na další členský stát Evropské unie,

prvkem kritické infrastruktury zejména stavba, zařízení, prostředek nebo veřejná infrastruktura36), určené podle průřezových a odvětvových kritérií; je-li prvek kritické infrastruktury součástí evropské kritické infrastruktury, považuje se za prvek evropské kritické infrastruktury,

Narušení kritické infrastruktury by pak mělo zásadní dopad na narušení potřeb obyvatelstva. Nicméně definice, která byla stanovena v již zmíněném zákoně, je poněkud vágní a nechává značný prostor pro vytváření rozličných kritérií hodnocení. Tato kritéria byla proto stanovena a zakotvena do nařízení vlády č. 432/2010 Sb., o kritériích pro určení prvku kritické infrastruktury. Kritéria v této legislativě se dělí na průřezová a odvětvová. Průřezová kritéria posuzují závažnost vlivu narušení prvku KI na obecné parametry, jako je zdraví osob, ekonomický dopad atp., zatímco odvětvová kritéria posuzují dopad na jednotlivá odvětví naší činnosti, jako je vodohospodářství, zdravotnictví, doprava, energetika atp. Nejpodstatnější průřezová kritéria, která jsou obsažena v § 1, písmena a-c jsou:

oběti s mezní hodnotou více než 250 mrtvých nebo více než 2 500 osob s následnou hospitalizací po dobu delší než 24 hodin,

ekonomický dopad s mezní hodnotou hospodářské ztráty státu vyšší než 0,5 % hrubého domácího produktu, nebo

dopadu na veřejnost s mezní hodnotou rozsáhlého omezení poskytování nezbytných služeb nebo jiného závažného zásahu do každodenního života postihujícího více než 125 000 osob.

V současné době se stávající seznam prvků KI na území Prahy přepracovává, aby odpovídal nařízení vlády 432/2010 Sb., s ohledem na hustotu zalidnění na území hlavního města a fakt, že na tomto území sídlí státní správa, lze předpokládat rozšíření seznamu KI o další objekty, mezi které v současné chvíli patří zejména:

- bezpečnostní sbory a složky integrovaného záchranného systému
- ozbrojené síly
- zdravotní a sociální zařízení
- prvky zásobování pitnou vodou

2.1.2 Současný stav v Praze

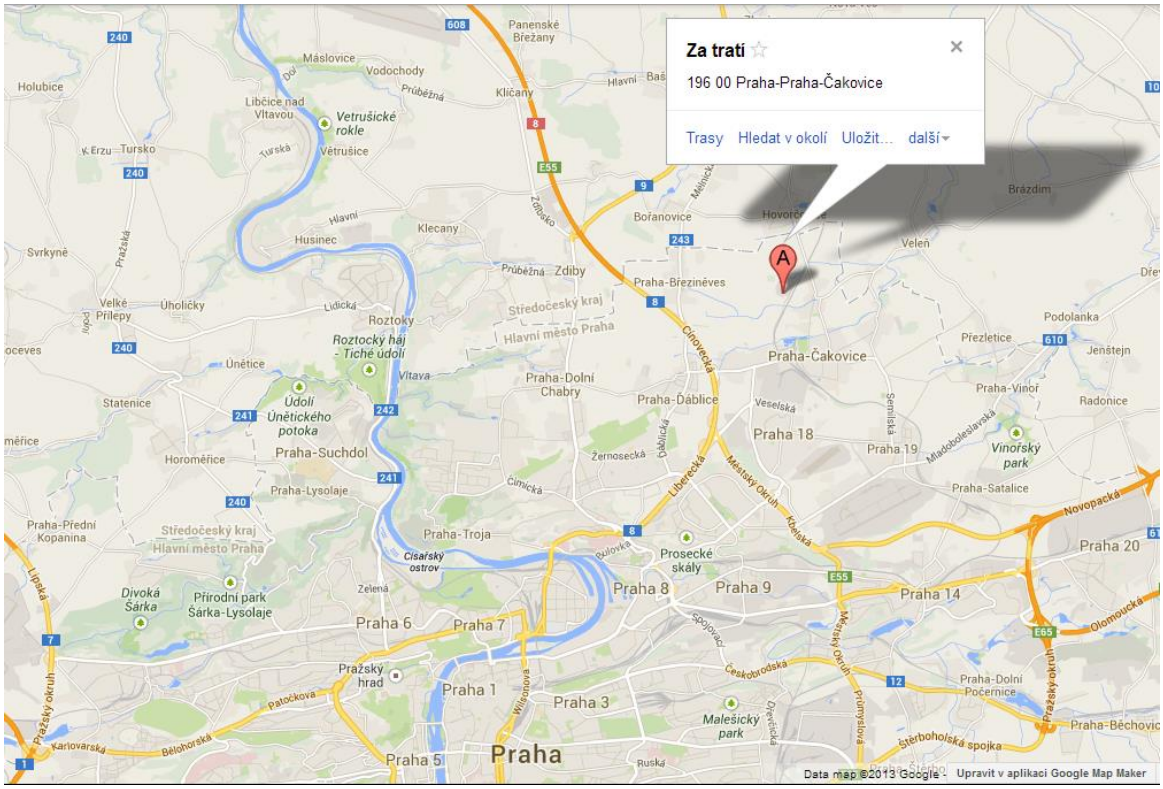
Ze současného seznamu KI a odhadů energetické náročnosti jednotlivých prvků vyplývá, že energetické potřeby se pohybují kolem 30 % nominální energetické náročnosti Prahy. S ohledem na skutečnost, že maximální spotřeba se v zimních měsících pohybuje kolem 1 200 MW a v letních měsících klesá na hodnoty kolem 875 MW, znamená energetická náročnost KI v závislosti na ročním období 360 – 263 MW. [4] Nicméně oněch potřebných 30% zatížení pro KI naroste díky tomu, že nelze vytvořit čisté trasy pouze a jen k subjektům (prvkům) KI. Ve většině případů napájíme na tom samém vedení i jiné odběratele. Při přípravě na blackout bylo zjištěno, že místo 300 MW pro KI je potřeba dodat celkem asi 520 MW.

Na území Prahy se nachází několik zdrojů o celkovém instalovaném výkonu 163 MW. [4] Tyto zdroje jsou z většiny teplárny a jejich výroba je tedy přímo závislá na aktuální spotřebě tepla, to znamená, že v letních měsících takové zdroje nijak nepřispějí k celkové bezpečnosti. Největším zdrojem je teplárna Malešice (TMA), s instalovaným výkonem 2 x 55 MW, výkon je vyveden na hladině 110 kV do rozvodny Malešice. Z technických důvodů nicméně není možné provozovat obě turbíny současně na plný výkon. Z toho důvodu je nutné uvažovat pouze 55 MW skutečných.[9] Praha tedy není schopná zajistit vlastními zdroji spotřebu KI a bylo by nutné zajistit její napájení ze Středočeského kraje. V úvahu připadají výrobny Štěchovice, Slapy, Kamýk, Vrané, Malešice, EMĚ I a II, PE Kaučuk, Kladno. Tyto zdroje by byly schopny v zimních měsících dodat až 770 MW a zajistit provoz ostrovu Prahy na hladině 110 kV. [12]

[9] Na základě konzultace s Ing. Jiřím Hradeckým, PREdistribuce, a. s.

2.2 Nový zdroj pro Prahu

Z předchozí kapitoly je patrné, že spotřeba města nemůže být zajištěna ze zdrojů na jeho území a bylo by nutné provozovat ostrov na hladině 110 kV, do kterého by pracovaly již dříve zmíněné elektrárny a teplárny. S ohledem na to se v současné době uvažuje o výstavbě nového zdroje na území hlavního města Prahy. Jedním z hlavních hráčů je společnost PRE. Prvním záměrem byla výstavba špičkového plynového zdroje v lokalitě sever (Čimice a okolí). Tato lokalita byla zamítnutá místními obyvateli. Jako další lokalita, která připadá v úvahu je areál výtopny Třeboradice. Toto místo se nachází v rozumné vzdálenosti od hustšího osídlení, pro výstavbu je dobře dostupné a je vybavené rozvodnou Třeboradice, do které je vyveden výkon z EMĚ pomocí vedení 907 a 909. Napěťová hladina 110 kV, přízvisko „těžké stovky“. Díky rekonstrukci rozvodny vznikne v areálu dostatek místa pro výstavbu nového zdroje a v rámci rekonstrukce rozvodny se bude již uvažovat s připojením nového zdroje do této rozvodny na napěťové hladině 110 kV, uvažovaná velikost zdroje je kolem 50 MW. Na přiložené mapě je zobrazena lokalita výtopny Třeboradice.



Obrázek 6 - Lokalita výtopny Třeboradice

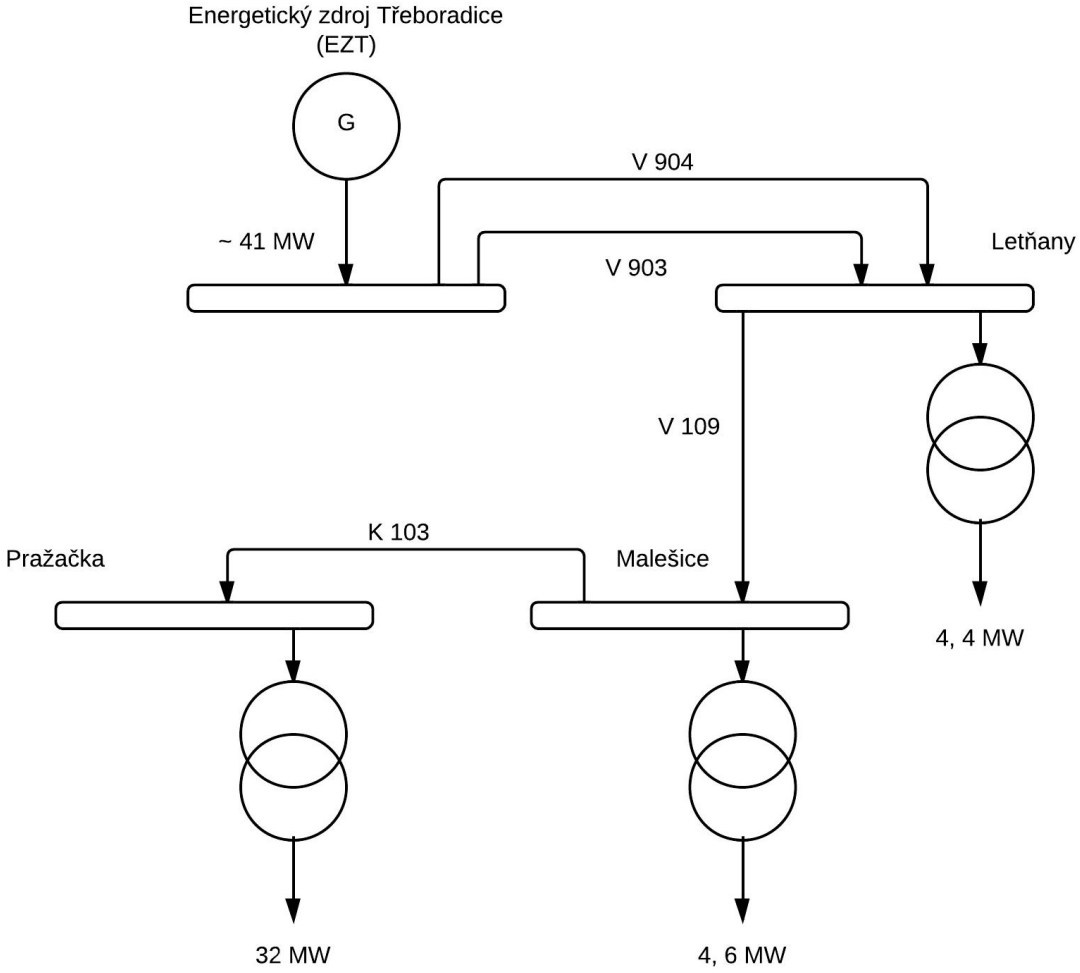
Obrázek 7 - Letecký snímek výtopny Třeboradice (pohled od rozvodny)

2.2.1 Distribuční možnosti elektrárny Třeboradice

Je několik možností, jak by se dala elektrárna Třeboradice využít pro provoz v síti. První možnost je provoz ve špičkovém výkonu, za normálního provozu sítě. S ohledem na vývoj cen za emisní povolenky, ceny hnědého a černého uhlí na burze a ceny za plyn se nedá uvažovat s nějakým pološpičkovým provozem, protože takový by nebyl ekonomicky udržitelný. V případě havárie by bylo možné využít tuto elektrárnu jako nouzový zdroj, to by znamenalo, že by musel být vybaven a certifikován pro provoz v ostrovním režimu a možnost black start.

Jako záložní zdroj by mohly Třeboradice fungovat následovně. První způsob je, že by přes rozvodnu Třeboradice byly schopny podat napětí elektrárně Mělník, která by mohla naběhnout a začít pracovat do ostrova Prahy na hladině 110 kV, opět přes rozvodnu Třeboradice a Praha sever. Druhou možností je pak vyvedení výkonu pomocí vedení 904 a 903 do rozvodny Letňany a dále pak do Malešic až na Pražačku, tedy de facto až do centra města (možnost vyvedení dál na rozvodny Sever a Střed). Vzdálenost vedení na rozvodnu Pražačka je cca 20 km. Pokud bychom uvažovali vedení z Třeboradic na Pražačku, bylo by možné zásobovat prvky KI a udržet dodávky pitné vody v Letňanech a Malešicích, dále obsloužit dopravní podnik (zajistit evakuaci osob z metra atp.), zásobit teplárnu Malešice, TV vysílač na Žižkově, nemocnici Bulovka a nemocnici Vinohrady, Florenc (např. budovu České spořitelny). Pokud bychom vyvedli výkon až na TR Střed, mohli bychom zásobit i ČNB.[10]

[10] Na základě konzultace s Ing. Jiřím Hradeckým, PREdistribuce, a. s.



Obrázek 8 - Schéma vyvedení výkonu z EZ Třeboradice s výkony

V oblasti, která by mohla být pokryta zásobováním elektrickou energií z EZ Třeboradice (EZT), tak jak je naznačeno ve schématu výše, spadají prvky, uvedené v následující tabulce. Tyto odběry jsou s velkou pravděpodobností zařazeny mezi prvky KI a v případě nouze by měly být přednostně zásobovány elektrickou energií. V tabulce Tabulka 2 - Vývody KI v uzlech Letňany, Malešice, Pražačka jsou také uvedeny jejich odběry, rozvodny, na jaké jsou napojeny a celkem všechny uzly.

uzel 110/22 kV		MW	
Letňany	DPM	0,8	
Letňany	DPM	0,76	
Letňany	Vodárna	1,88	3,44
Malešice	DPM	0,76	
Malešice	Vodárna	0,39	
Malešice	DP	0,45	
Malešice	DP	1,43	
Malešice	DPM	0,36	
Malešice	Teplárna Malešice	0,27	
Malešice	Ústřední telekomunikační budova	2,86	
Malešice	DP	4,48	11
Pražačka	TV vysílač	0,67	
Pražačka	DPM	2,4	
Pražačka	DP	1,97	
Pražačka	Florenc + centrum	2,36	
Pražačka	DPM	7,3	
Pražačka	Nemocnice Bulovka	7,41	
Pražačka	ČD	10,08	
Pražačka	Nemocnice Vinohrady	1,83	
Pražačka	DP	1,22	35,24
celkem		**49,68**	

Tabulka 2 - Vývody KI v uzlech Letňany, Malešice, Pražačka[11]

2.3 Doslov II

Z předcházející části je nejdůležitější zjištění, že hlavní město Praha nemá dostatek výrobních kapacit na pokrytí energetické náročnosti prvků KI, která se pohybuje kolem 30 % celkové spotřeby města v daném období, tedy mezi 263–360 MW. Na území hlavního města jsou zdroje schopné pokrýt pouze malou část této spotřeby a bylo by lepší s nimi uvažovat jako se zdroji pro podání napětí systémovým elektrárnám na území středních Čech. S ohledem na to, že jsou vypracované plány pro ostrovní provoz Prahy na hladině 110 kV, který by byl zásoben právě z elektráren ve středních Čechách, je to rozumné řešení.

Důležité je také zjištění, že Praha počítá s podporou výstavby nového zdroje na území města. Zatím je aktuální plynová elektrárna s pravděpodobným umístěním v areálu výtopny Třeboradice, nicméně město uvažuje o výstavbě celkem až 3 podobných zdrojů, rozmístěných kolem města a jejich využití jako špičkových a záložních zdrojů. V lokalitě výtopny Třeboradice je možné uvažovat dvě varianty havarijního provozu. Jednak jako zdroje, který je po vedení číslo 907 a 909, alias těžkých stovkách,

[11] Na základě konzultace s Ing. Jiřím Hradeckým, PREdistribuce, a. s.

z rozvodny Třeboradice schopen podat napětí elektrárně Mělník, jednak jako zdroje, který by byl schopen vyvést výkon z lokality Třeboradic až na TR Pražačka. Zdroj by byl tedy použitelný i v případě přerušení vedení směrem na Mělník. V závislosti na velikosti zdroje by bylo možné pokračovat z TR Pražačka dále na TR Sever a TR Střed. S ohledem na plánovanou velikost zdroje kolem 50 MW a na energetickou náročnost KI v lokalitách Letňany, Malešice a Pražačka, nemá v takovém případě cenu uvažovat vyvedení výkonu dál.

3 Studie proveditelnosti

3.1 Popis lokality a požadavky na zdroj

Jako vhodnou lokalitu pro výstavbu nového zdroje pro Prahu můžeme tedy označit areál výtopny Třeboradice. Především díky distribučním možnostem je to velice vhodné místo. Výkon by bylo z areálu možné vyvést prakticky až do centra města a na druhé straně by bylo možné z této lokality podat napětí do elektrárny Mělník, pro možnost obnovy přenosové soustavy. Dále se budu věnovat přesnějšímu popisu lokality, především se zaměřím na některé nezbytné inženýrské sítě a také jaké zdroje, z pohledu technologie, by bylo možné v lokalitě vybudovat. Samozřejmě by se studií na samotný zdroj jako takový, měla vzniknout i studie pro vlastní vyvedení výkonu – jak dispečersky postupovat, možnosti přírůstku zatížení MW/min, regulace U/Q, chování sítě apod. Takové studie by mohlo připravit např. EGÚ Brno.

Pozemek určený k výstavbě nového zdroje je ve vlastnictví společnosti PREdistribuce, a. s. a nachází se v areálu výtopny Třeboradice, která je ve vlastnictví společnosti Pražská teplárenská, a. s. Pozemek je přístupný prostřednictvím komunikací uvnitř areálu výtopny, samotný areál je pak dobře přístupný pomocí komunikace Za tratí. Jedná se o udržovanou širokou komunikaci, v případě manipulace s rozměrným nákladem na této komunikaci je možné provést její dočasnou uzavírku a zajistit objízdnou trasu, vedenou přes městkou část Třeboradice-Čakovice. Silnice Za tratí je pak napojena na ulici Kostelecká, která je již přímo propojena s rychlostní komunikací E55. Vzdálenost, kterou je třeba ujet ze sjezdu z komunikace E55 do areálu výtopny Třeboradice, je 2, 8 km. Další výhodou této lokality je to, že výtopna Třeboradice má zavedeny všechny inženýrské sítě, které lze využít i pro novou technologii. Je možné tedy využít vodovodní a kanalizační přípojku a kabelové tunely. Prostor pro nový zdroj vznikne rekonstrukcí stávající venkovní rozvodny, která se v areálu nachází a v jejímž prostoru bude možné vyvést výkon z elektrárny. Další výhodou této lokality je, že pro potřeby výtopny je do areálu přiveden vysokotlaký plynovod a je zde vybudována výměníková stanice. Tento plynovod by bylo možné využít také k provozu plynové elektrárny. Poslední aspekt této lokality, který je nutné vzít v potaz, je prostor, který je možné v této lokalitě zastavět, celková plocha zástavby nesmí překročit 3 500 m^2.

Do výše popsaného prostoru je nutné vybrat optimální variantu zdroje, který bude navíc splňovat následující požadavky:

- možnost najíždění a snižování výkonu v průběhu celého dne (změna výkonu i několikrát v průběhu dne)
- možnost rychlého startu z nulového výkonu na maximální do 15 minut, pro zajištění služby MZ15+
- možnost black startu a ostrovního provozu
- minimální zátěž životního prostředí, minimalizace nutnosti dopravy paliva pro elektrárnu a tím snížení hlukové zátěže okolí (nutnost brát ohled na nově postavené nedaleké sídliště s velkým počtem mladých rodin s dětmi), dále je nutné snížit emise škodlivých látek vznikajících spalováním paliva vypuštěných do ovzduší (oblast výtopny není nijak hustě zabydlena, nicméně v lokalitě převládá západo-severozápadní vítr, v tomto směru od výtopny leží právě zmíněné nové sídliště a další hustá zástavba městské části Praha-Čakovice) s ohledem na to je nutné minimalizovat škodlivé emise, které by byly hnány na zástavbu
- zařízení by mělo být flexibilní pro zvládání provozních stavů, které mohou vzniknout v průběhu jeho předpokládané životnosti
- zdroj se musí vejít na pozemek

3.2 Výběr optimálního zdroje

Jako možné typy zdrojů, které v lokalitě připadají v úvahu, jsou:

- elektrárna na biomasu, jakožto zástupce obnovitelných zdrojů
- uhelná elektrárna
- SMR (Small Modular Reactor), jako zástupce jaderných zdrojů
- elektrárna na mazut
- plynová elektrárna

Jaké jsou skutečné možnosti pro instalaci těchto zdrojů v dané lokalitě:

- *elektrárna na biomasu* – z obnovitelných zdrojů se jedná o nejstabilnější zdroj elektrické energie, který se dá i poměrně dobře regulovat, má minimální dopad na životní prostředí, nevýhodou, která mluví proti této technologii, je to, že v blízkém okolí EZT (energetický zdroj Třeboradice) není zajištěna dostatečná produkce biomasy, která by se dala použít. S tím je spojena nutnost biomasu dovážet z větší dálky, což není v souladu s podmínkou nezvyšovat dopravní zatížení lokality. Problém s tím spojený je to, že v případě nouzové situace, kdyby elektrárna měla vyrábět, může dojít k zablokování příjezdové cesty ke zdroji a ten nebude možné zásobovat biomasou po delší dobu. Další nevýhodou je, že uskladnění biomasy v areálu by si vyžádalo příliš velkou plochu, které se v areálu ale nedostává. Z těchto důvodů není možné uvažovat o

použití zdroje na biomasu jako záložního zdroje pro Prahu v EZT. Toto byla jediná možnost obnovitelných zdrojů, ostatní obnovitelné zdroje, jako sluneční, větrné, geotermální elektrárny nepřipadají vůbec v úvahu, protože nesplňují požadavek na dostupnost zdroje v každém okamžiku, kdy je potřeba a jsou silně závislé na denní a roční době.

- *uhelná elektrárna* – tento typ zdroje můžeme rovnou zavrhnout pro jeho náročnost na zastavěný prostor, v areálu není dost místa na skládku uhlí ani skládku popela. Celá technologie je příliš velká, než aby se vešla do tohoto areálu. Navíc je zde problém s dopravou uhlí, která by představovala nadměrnou dopravní zátěž pro okolí elektrárny. Další důvod, který hovoří proti tomuto typu zdroje, je, že v areálu je nedostatek vody na chlazení.
- *SMR* – malý modulární reaktor, je mladá technologie, která umožňuje bezpečné využívání jaderné energie, a to i na malých plochách. Je velice flexibilní, protože se dá dobře poskládat výkon zdroje, podle toho, kolik se rozhodnete postavit bloků. Takové zařízení by skutečně v budoucnu mohlo představovat možnost, jak dostat výrobu elektrické energie v dostatečném množství co nejblíže spotřebě. V dnešní době je tato technologie odzkoušena pouze na jaderných ponorkách, ve světě zatím nestojí žádná referenční elektrárna. Nejdále v této technologii je, zdá se, Rusko, které vyvíjí SVBR-100. Jednotka je chlazena roztaveným olovem, výkon bloku je 100 MW. Pro současné řešení tedy není možné tento typ reaktorů uvažovat, právě z důvodů jejich nedokončeného vývoje.
- *elektrárna na mazut* – elektrárna poskytuje rychlý start, dá se dobře řídit a jedná se o zažitou technologii, ale kromě problémů s dopravou paliva je zde také problém s dopadem na životní prostředí a na skutečnost, že po větru od elektrárny se nachází nově postavené sídliště. To samotné stačí pro to, aby byl tento typ zdroje zamítnut, jako možnost pro EZT.
- *plynová elektrárna* – v první řadě je důležité říci, že plynová elektrárna se do prostoru, který je vyhrazen pro výstavbu nového zdroje, vejde. Mimo to, že se tento typ zdroje do určeného prostoru vejde, poskytuje také řešení pro většinu požadavků, které jsou na zdroj kladeny. Zdroj je možné velice dobře řídit, snižovat a zvyšovat výkon v průběhu jeho provozu, dle aktuální potřeby. Turbína je schopna najet na plný výkon do 10 minut ze stavu vypnuto, takže by taková elektrárna mohla poskytovat službu MZ15+. Teoreticky je možné rozjet turbínu za 5 minut, ale provoz by na to musel být již připraven a náklady na tuto připravenost nevyváží přínos za poskytování služby MZ5+. Elektrárna by byla schopná black startu díky malému záložnímu dieselgenerátoru a byla by schopna ostrovního provozu. Plynová elektrárna má velice malý dopad na životní prostředí v průběhu jejího provozu, navíc do areálu výtopny Třeboradice je zaveden vysokotlaký plynovod, který by bylo možné využít pro dopravu paliva do turbíny. Tím odpadá

problém s dopravou plynu. Zařízení je také velice flexibilní a lze předpokládat, že bude schopné uspokojit provozní nároky v horizontu doby životnosti zařízení, která je řádově 25 let.

Jako optimální zdroj je dobré využít výhod, které přináší plynová elektrárna splňující všechny požadavky, jež jsou na zdroj kladeny. V závislosti na technologickém řešení zdroje může plynová elektrárna přinášet navíc ještě další benefity, jako například možnost dual fuel.

3.3 Popis technologie plynové elektrárny

Srdcem elektrárny je plynová turbína, popřípadě klasický spalovací motor na zemní plyn. Existují spalovací turbíny, které jsou odvozené od leteckých motorů, dále pak turbíny průmyslové konstrukce a poslední možností je spalovací motor. Pokud začneme od konce, tedy spalovacím motorem, musím uvést, že se jedná o prověřenou technologii s vysokou spolehlivostí a také vysokou účinností, která dosahuje až 45 %. Důvodem, proč není vhodné toto řešení pro EZT, je ten, že největší jednotky mají výkon do 16 MW, což by znamenalo instalaci několika bloků, a to opět naráží na problém, že v areálu není pro takové řešení prostor. Spalovací motor tedy nepřipadá v úvahu.

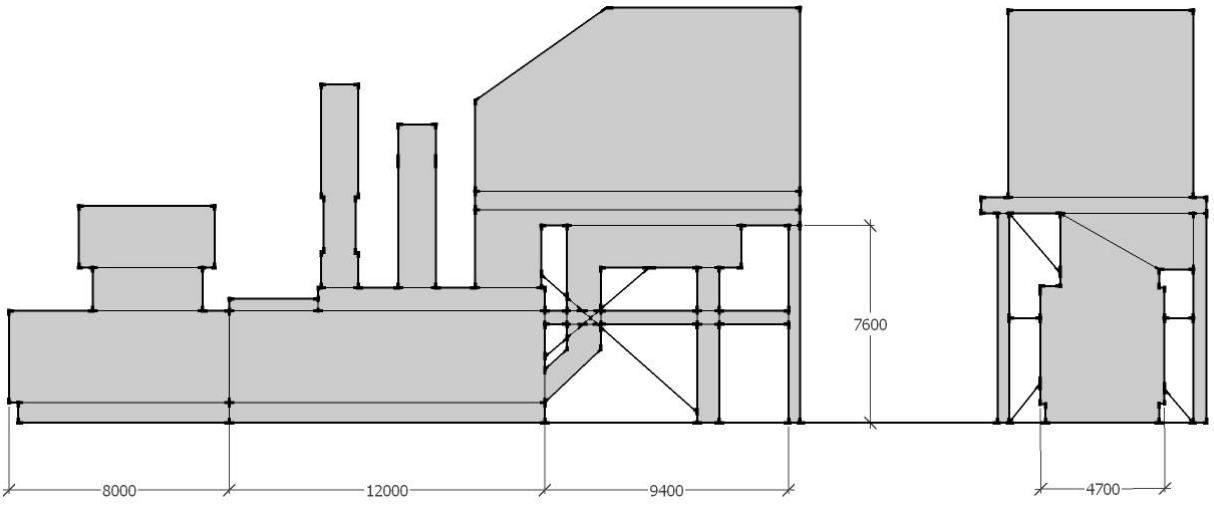
Další možnost je průmyslová plynová turbína. Jedná se o velice podobnou technologii jako je turbína odvozená od leteckých motorů, ale použitá technologie není v kategorii BAT (Best Available Techniques). S tím je spojena nižší pořizovací cena, ale také nižší účinnost zařízení a větší zastavěná plocha. S větší zastavěnou plochou je také spojena delší výstavba, nicméně jsou projekty, které by se na danou lokalitu vešly.

Poslední možností je turbína odvozená od leteckých motorů, je to prakticky stejná technologie jako letecký motor a představuje BAT. Také zařízení disponuje velkou účinností až 53 %[12], díky odvození od leteckých motorů, kde je kladen velký důraz na rozměry zařízení, je tento typ turbín ve vztahu k instalovanému výkonu velmi kompaktní. To umožnuje společnostem, které tyto turbíny nabízejí, dělat projekty doslova na klíč, jako zařízení, umístěná v kontejnerech. S tím je spojena velmi snadná doprava jednotlivých komponent na staveniště a také rychlost výstavby, která od zahájení stavby po uvedení zařízení do provozu zabere dva roky. Použít v EZT turbínu, odvozenou od leteckých motorů, se zdá jako nejlepší varianta, s ohledem na omezený prostor a zároveň chtěnou vysokou účinnost. Turbíny tohoto typu jsou osvědčené a nabízí je například společnosti Rolls-Royce, GE Power&Water nebo Pratt&Whitney.

[12] Turbína GE LMS100 – PA o výkonu 106 MW

Pratt&Whitney nabízí dodávku plynové elektrárny o výkonu 30-60 MW s označením FT8® SWIFTPAC® a další možností je pak varianta o výkonu 60-120 MW pod názvem FT4000™ SWIFT-PAC®, která je v možnosti jedné turbíny (60 MW) nebo variantě dvou turbín (2 x 60 MW). Mimo rychlé výstavby a optimalizovaných rozměrů pro přepravu umožňují turbíny snadné řízení výkonu v průběhu provozu a rychlý start do 10 minut ze stavu vypnuto na plný výkon. Další benefit je, že turbíny umožňují provoz jak na plyn, tak i na bioetanol. Nevýhodou těchto turbín je to, že pro snížení produkce NOx jsou vybaveny vodním vstřikováním do prostoru spalovací komory. Pro tuto technologii je potřeba poměrně velké množství vody, které je vstřikováno. To naráží na problém, že v areálu výtopny Třeboradice není vodovodní přípojka na takovou technologii připravena, z tohoto důvodu není možné použít tyto turbíny.[13]

Rolls-Royce nabízí 3 typy plynových turbín, odvozených od leteckých motorů. Je to turbína 501, která poskytuje výkon do 6,5 MW, v závislosti na provedení. Jedná se tedy o turbínu s malým výkonem, podobně jako turbína Avon 200, která má výkon do 17 MW v závislosti na provedení. Jako použitelné zařízení pro EZT se tedy jeví pouze stroj Trent 60 o výkonu až 61 MW, podle typu provedení. Turbína poskytuje rychlý start do 10 minut a snadné řízení v průběhu provozu. Turbína se vyrábí i v provedení DLE – dry low emissions, jedná se o technologii, kdy do spalovací komory není vstřikována voda, tím je vyřešen problém s nedostatkem vody v areálu. Výkon turbíny Trent 60 v provedení DLE je 54 MW.[14] Rozměrově se celá stavba s touto turbínou vejde do vymezeného pozemku, určeného k výstavbě.



Obrázek 9 - Rozměry elektrárny, jednotka Rolls-Royce Trent 60[15]

[13] Informace čerpány z: PW Power Systems a group company of MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD. http://www.pwps.com/gas-turbines.html
[14] Informace čerpány z: Rolls-Royce http://www.rolls-royce.com/energy/energy_products/gas_turbines/trent_60/
[15] Převzato z CENTRAX gas turbines (http://www.centraxgt.com/products/generator-set-trent-60-dle-53-mwe)

Další možností jsou pak turbíny od výrobce GE Power&Water. Z uvedených výrobců mají celkově nejširší portfolio plynových turbín v rozsáhlé výkonové řadě od 5 do 120 MW. Pro potřeby EZT nás bude zajímat skupina výrobků ve výkonovém rozsahu 35-120 MW. Turbíny v této výkonové řadě nabízejí obdobné funkce jako u ostatních výrobců, rychlý start do 10 minut, snadné řízení zdroje při provozu, u některých modelů možnost dual fuel, volba mezi WLE (vstřikování vody do spalovací komory, pro snížení NOx) nebo DLE (suchá spalovací komora). První turbína, která připadá v úvahu, je typ LM6000, s výkonem do 56 MW v závislosti na provedení. Tato turbína se vyrábí v několika variantách, jako WLE, ale i DLE, tedy se suchou spalovací komorou, a konečně i ve verzi SPRINT, kdy se vstřikuje voda do kompresorové části turbíny za účelem zvýšení výkonu turbíny. Tyto varianty turbín, SPRINT a WLE, mají velkou náročnost na množství vody, z tohoto důvodu je možné použít pouze variantu DLE. To znamená, že použít lze LM6000-PH DLE, o výkonu 49 MW s možností provozu pouze na zemní plyn, variantu LM6000-PF o výkonu 42 MW, která umožňuje navíc spalovat místo plynu i bioetanol. Přepnutí mezi palivy lze provést za provozu bez nutnosti snížení výkonu. Turbíny LM6000 – PG o výkonu 54 MW a LM6000-PD o výkonu 42 MW jsou opět turbíny s možností spalování pouze plynu. Všechny tyto turbíny se instalují do kontejnerů, které se vejdou na stavební lokalitu.[16]

Obrázek 10 - Turbína LM6000-PG[17]

[16] Informace čerpány z: GE Power&Water (https://www.ge-distributedpower.com/products/power-generation/)
[17] Převzato z GE Power&Water (https://www.ge-distributedpower.com/products/power-generation/)

Obrázek 11 - Elektrárna s turbínou LM6000 - PC SPRINT, společnost Algonquin Power Sanger LLC[18]

Další možnost by bylo použití GE turbíny do 120 MW, reprezentované typem LMS100-PB DLE o výkonu 101 MW. Elektrárna s tímto typem turbíny by se na stavební pozemek vešla a splňuje veškeré požadavky, které jsou na zdroj kladeny, bohužel v areálu rekonstruované rozvodny, kde se počítá s vyvedením výkonu z nového zdroje, není prostor pro instalaci většího transformátoru pro vyvedení výkonu ze zdroje o výkonu větším než 75 MW.

3.4 Popis projektu plynové elektrárny a variant

Z uvedených typů turbín je možné využít Rolls-Royce (Trent 60) a dále pak od GE (LM6000-…). Celkově porovnám 3 různé varianty, pod označením VARIANTA I, VARIANTA II, VARIANTA III. Jednotlivé varianty budou popsány později, nyní uvedu zařízení, která budou společná pro všechny projekty.

- plynová turbína a další technologie, přímo určená k jejímu provozu
- plynová přípojka z tlakovodního plynovodu, který je přiveden do areálu a kompresní stanice na plyn
- komín
- elektrotechnická zařízení, kabelové rozvody, transformátor pro vyvedení výkonu 11,5/110 kV
- záložní dieselgenerátor

[18] Převzato z IEC Corporation (http://www.iec-corporation.com/index.php)

Touto technologií budou vybaveny všechny projekty, bez ohledu na použitou turbínu a výrobce, dále již mohu popsat jednotlivé projekty.

3.4.1 VARIANTA I

Jedná se o elektrárnu, která bude vybavena plynovou turbínou Rolls-Royce Trent 60 DLE. Tato elektrárna bude provozována na zemní plyn přivedený z vysokotlakého plynovodu, který je doveden na patu areálu výtopny Třeboradice. Svorkový výkon tohoto zdroje bude 54 MW, v projektu nebude realizováno hospodářství bioetanolu.

3.4.2 VARIANTA II

Elektrárna, která bude osazena turbínou LM6000-PG, turbína, opět určená pro provoz na zemní plyn, bez možnosti použití bioetanolu. Projekt bude obdobou projektu VARIANTA I. Svorkový výkon turbíny LM6000-PG je 52,7 MW. Tato turbína byla vybrána právě pro svůj vysoký výkon.

3.4.3 VARIANTA III

Tento projektu bude osazen turbínou GE LM6000-PF, která umožňuje dvojí spalování, jednak provoz na zemní plyn, možnost provozu na bioetanol. Přepínání mezi těmito palivy může být prováděno i za provozu turbíny, bez nutnosti odstavení bloku, případně snižování výkonu. Mimo výstavbu plynové přípojky od vysokotlakého plynovodu, jako v projektu VARIANTA I nebo VARIANTA II, bude tento projekt vyžadovat výstavbu bioetanolového hospodářství. Přínosem této varianty bude to, že bioetanol je další palivo, které lze použít, v případě přerušení dodávek plynu zůstane ještě jedna zásobovací cesta, a to dovážení bioetanolu do areálu elektrárny. Zároveň, pokud má zdroj poskytovat službu MZ15+, to znamená, že na každý den musí být nanominován odběr plynu pro provoz elektrárny minimálně po dobu 24 hodin, jak ukládá provozovatel PS. Rezervace přepravní kapacity je zpoplatněna, tento poplatek by musel být placen neustále, protože čas spuštění elektrárny není předem určen. V tomto projektu budou tedy instalovány nádrže na bioetanol se zásobou na 24 hodin, prvních 24 hodin bude provoz zajištěn právě jím a v průběhu této doby se teprve nanominuje odběr plynu na dalších 24 hodin, tím se sníží náklady na plyn jako palivo. To je zásadní rozdíl v této variantě oproti ostatním. [16]

Obrázek 12 - Bokorys projektu VARIANTA II a VARIANTA III [16]

V následující tabulce jsou porovnány jednotlivé projekty z pohledu turbín, můžeme vidět, jaká je účinnost turbín nebo například spotřeba paliva.

	jednotky	VARIANTA I Trent 60	VARIANTA II LM6000 - PG	VARIANTA III LM6000 - PF	
				plyn	bioetanol
svorkový výkon	kW	54000	52784	43101	43140
měrná spotřeba tepla	kJ/kWh	8300	7898	8682	8890
tepelná účinnost	%	43%	43%	42%	41%
množství spalin	kg/s	135,8	140,6	125,2	126,4
teplota spalin na výstupu	°C	465	470	453,7	451,6
množství paliva	kg/h	10081	10355	7692	14683

Tabulka 3 - Parametry jednotlivých typů turbín[19]

Umístění všech projektů v areálu bude vždy stejné a je patrné z následujících obrázků.

[19] Data na základě korespondence se zástupci společností Rolls-Royce a GE Power&Water a z brožur ke zmíněným typům turbín.

Obrázek 13 - Letecký snímek výtopny Třeboradice, žlutě ohraničený červený obdélník znázorňuje místo výstavby zdroje

Obrázek 14 - Zakreslení do katastrální mapy; modrá - EZT, žlutá - plynovod, černá - hospodářství bioetanolu

3.5 Možnosti provozu zdroje

Všechny tři varianty projektu, bez ohledu na zvolený typ paliva nebo zvoleného dodavatele technologie, umožňují elektrárně pokrýt nejrůznější provozní stavy. I s výhledem do budoucna bude elektrárna schopna zajistit poskytování služeb, které budou spojeny především s regulací a předcházením nouzových stavů a dále pak s možností obnovy ES. Všechny projekty jsou schopny tedy zajistit:

- Provoz v režimu studené zálohy, jako podpůrné služby, který splňuje požadavky stanovené společností ČEPS, a. s. Tedy minimální dobu poskytování služeb v roce 8 520 hodin a dále pak, v případě aktivování PpS, schopnost nepřetržitého provozu na maximální výkon minimálně 24 hodin. V případě projektu VARIANTA I a VARIANTA II by tento provoz byl závislý na nepřerušených dodávkách plynu, v případě projektu VARIANTA III by zde byla navíc možnost pokrýt 24hodinový provoz z nádrží na bioetanol. Tuto alternativu je nutné chápat jako jistou přidanou hodnotu. [16] Bez ohledu na zvolený projekt bude elektrárna schopna najet na plný výkon do 10 minut, což je doba garantovaná jak společností GE, tak i Rolls-Royce. Z tohoto hlediska by zdroj Třeboradice mohl poskytovat tuto PpS v režimu MZ15+, tedy minutová záloha, schopná najetí na plný výkon do 15 minut, spouštěná při nedostatku výkonu v síti.
- Další provozní funkcí zdroje Třeboradice je schopnost nezávislého provozu. Tento stav by nastal při rozpadu sítě. V takovém případě by elektrárna byla schopna ostrovního provozu, kdy by byla napojena přímo do ostrova města Prahy na hladině 110 kV, a mohla by tak podpořit jeho udržení. V případě neudržení ostrova a odpojení systémových elektráren od sítě by zdroj Třeboradice byl schopen tzv. black startu. Ten by byl možný díky záložnímu dieselgenerátoru. Start elektrárny ze tmy, na plný výkon by byl nad 10 minut. Po rozběhu turbíny by elektrárna začala spalovat plyn, v případě projektu EZT GE BIO by navíc elektrárna mohla spalovat místo plynu bioetanol. Tato možnost by byla zvláště příznivá v případě výpadku dodávek plynu, např. způsobené ztrátou tlaku v plynovodu. Zásobník bioetanolu by vystačil na 24 hodin, což souvisí s předešlým bodem o poskytování PpS. Doplňování by bylo možné z autocisteren.

Zdroj by byl v provozu pouze v době, kdy by byl aktivován společností ČEPS, a. s., při současných cenách za palivo a cen elektrické energie se zdá nereálný provoz na vykrývání denních špiček. S tím je spojeno to, že elektrárna by poskytovala službu MZ15+ po dobu 8 520 h v roce, ale skutečně v provozu by byla po dobu, která by nepřekročila 400 hodin za rok.

4 Ekonomické vyhodnocení

4.1 Metodika hodnocení

4.1.1 Rámec hodnocení

Pro možnost provést ekonomické hodnocení, které bude možné správným způsobem interpretovat, je nutné zvolit vhodný rámec. Z technického hlediska je možné vybudovat ve zvolené oblasti velice sofistikované zařízení, dal by se vyřešit i problém s nedostatkem prostoru v rekonstruované rozvodně, popřípadě malá stavební parcela, určená pro samotnou elektrárnu. Například technologii elektrárny zakopat pod zem a rozvodnu postavit částečně nad elektrárnou, ale toto řešení by bylo minimálně velice nákladné. Podobných variant může být celá řada, a pokud bychom dělali ekonomické hodnocení každé jedné varianty, která připadá v úvahu, byl by proces vyhodnocování velice náročný. Proto je vhodné některé varianty, které už ze své podstaty jsou nevhodné pro danou lokalitu, zavrhnout. Naopak u variant, které připadají v úvahu, vymyslet více možností, které by mohly mít vliv na konečný výsledek. V tuto chvíli mám zvolený typ zdroje, který je jediný opravdu smysluplný. Tímto zdrojem je plynová elektrárna. K této možnosti jsem následně doplnil její tři modifikace/varianty, které se liší typem turbíny od různých dodavatelů a také využívaným palivem. Tím jsem zúžil několik teoretických řešení do tří možností, které je již možné ekonomicky hodnotit, a to tak, že samotné hodnocení variant bude proveditelné.

Samozřejmě že modifikace projektu jsou dále možné, například zde byla možnost použít jako alternativní palivo skládkový plyn ze skládky v Ďáblicích a Chabrech, v případě skládky Ďáblice by bylo nutné vybudovat plynovod do areálu EZT, o celkové délce 2,5 km. Tato varianta však narazila na problém, že skládkový plyn se jednak již využívá k energetickým účelům, možnost jeho využití by zde byla pouze jako nouzový záložní zdroj paliva, a jednak na problém s tím, že v roce 2014 bude na skládce Ďáblice končit II. etapa projektu a s ní se přestane na skládku ukládat odpad. Tím se v dalších letech významně sníží i produkce skládkového plynu.[20] Tato varianta, ač by se jednalo o velice elegantní možnost využití skládkového plynu, tedy není životaschopná. Z tohoto pohledu nám tedy skutečně zůstávají dříve zmíněné tři varianty projektu, VARIANTA I, VARIANTA II a VARIANTA III. Projekty se liší především v dodavateli technologie a dále pak ve využívaném množství plynu.

[20] Z korespondence s Ing. Karlem Kožnarem – společnost ASA-CZ (provozovatel skládky Ďáblice)

4.1.2 Finanční hodnocení – obecně

Provádí se pro každou variantu zvlášť, volba variant přináší jiné požadavky na počáteční investice, ale i na provozní náklady. Všechny tyto vložené finance budou diskontovány stejnou měrou, díky tomu vyhodnotím, jaká bude rentabilita projektu, v průběhu jeho životnosti právě na úrovni diskontní míry. Diskontní míra vyjadřuje cenu ušlé příležitosti. Finanční prostředky vložené do projektu mohly být vloženy do jiné aktivity, která mohla generovat nějaký ekonomický přínos. Zároveň můžeme pomocí diskontní míry zohlednit také rizikovost projektu. V mém případě jsou všechny tři varianty stejně rizikové a mohu u nich očekávat stejný ekonomický přínos, s rostoucím rizikem, ale budu zároveň očekávat větší ekonomický přínos. Obecně lze říci, že investice s velkým rizikem bude mít i velký výnos, a naopak. Varianta investice s malým rizikem a vysokým výnosem se prakticky nevyskytuje, obzvlášť po zastavení dotací na OZE, zejména výhodných pro solární panely. Pokud bych to vztáhl na své 3 projekty a jeden z nich byl rizikovější než ostatní, budu od toho projektu také očekávat větší výnos. Očekávaný větší výnos mohu právě zohlednit diskontní mírou, pro projekt s vyšším rizikem bych k diskontní míře přidal ještě prémii za riziko.

Volba správné diskontní míry není jednoduchá a pro různé investory může být různá, podle toho, jakou cenu má jejich ušlá příležitost, ale může to být také hodnota WACC, tedy náklady na vlastní a cizí kapitál. V oblasti distribuce se používá diskontní míra kolem 5 %, tato hodnota zohledňuje právě ten fakt, že se nejedná o příliš rizikovou činnost. S ohledem na to, že investor do EZT by byla společnost PRE, rozhodl jsem se použít diskontní míry, které používá tato společnost. Po konzultaci se zástupcem společnosti tedy použiji diskontní míru 7 %, která je právě společností PRE používána. V citlivostní analýze pak provedu šetření, jak se investice vyvíjí v rozsahu od 0 % do 14 %. Hranice 5 % jsem stanovil z toho důvodu, že při hodnocení projektů ve společnosti PRE se provádí jedno hodnocení pro diskontní míru 7 % a druhé pro 5 % diskont. Hodnoty diskontních sazeb jsou uvedeny v nominálních hodnotách před zdaněním.

U diskontní míry je velice důležité rozlišit nominální a reálnou hodnotu. Pokud budu respektovat možnou budoucí inflaci, reálný výnos bezrizikové investice a jistou prémii za riziko, musím použít nominální diskontní míru. Pokud znám pouze reálnou diskontní míru, mohu vypočítat nominální diskontní míru pomocí následujícího vzorce:

$$\boldsymbol{r_n = (1 + r_r) * (1 + \alpha) - 1}$$

1 - Reálná diskontní míra [17]

Dalším aspektem jsou odpisy, z pohledu investora je vhodné počítat odpisy účetní, protože jenom s jejich pomocí se investor dozví skutečné roční CF. Ovšem z pohledu hodnocení projektu jsou podstatné odpisy daňové, které nemusí zohledňovat skutečnou životnost zařízení, ale délka odpisování je prostě stanovena dle zákona č. 586/1992 Sb., o daních z příjmů. V příloze číslo 1 tohoto zákona jsou rozepsané jednotlivé odpisové skupiny. Zařízení se musí odepisovat po dobu, která je tedy stanovena v zákoně a použití daňových odpisů je jediný správný způsob, jak odpisovat majetek pro zjištění ekonomické efektivnosti investice. To je důvod, proč v samotném výpočtu nebudu uvádět účetní odpisy co do hodnoty, ale pouze daňové. Účetní odpisy jsem využil ke stanovení doby životnosti projektu, kdy doba účetního odpisování je shodná s dobou životnosti odpisovaného zařízení.

Ve spojitosti s odpisy je velice zajímavá metoda komponentního odpisování. Jeho princip je, že rozdělím zařízení do více skupin (komponent). Podmínkou pro tento krok je, že komponenta musí mít významný podíl na celkové investici a má jinou dobu životnosti než prvky jiné komponenty. Po skončení doby životnosti komponenty nahradím zařízení novým, které začnu opět odepisovat. Tím, že vyměním starou komponentu za novou, nedojde ke snížení hodnoty dlouhodobého hmotného majetku. Výhodou této metody je, že díky tomu, že vyměním dožité zařízení za nové, nejedná se o opravu, ale o investici. Díky tomu odpadá nutnost tvorby rezerv na opravy a revize zařízení, které je vyčleněno v komponentě. Tuto metodu lze použít bohužel pouze v případě účetních odpisů a její použití v případě daňových odpisů není zakotveno v zákoně o dani z příjmů.

Díky tomu, že nemohou v daňových odpisech použít komponentní odpisování, v projektu budu muset počítat s tvorbou rezerv na opravy a údržbu zařízení. Ve výpočtu využiji i možnosti, která je popsána v § 32 odstavci 2 písmenu a) bodu 3, kdy odpisy v 1. roce odpisování u zařízení v odpisových skupinách 1 až 3 mohu zvýšit o 10 % jejich pořizovací hodnoty. Tím, že použiji u všech odpisových skupin zrychlené odpisování a u 1. až 3. skupiny použiji ještě tuto možnost, zajistím tak nejrychlejší možné odepsání majetku.

4.1.3 Doba porovnání/doba životnosti

Projekty, které budou hodnoceny, jsou rozdílné ve volbě dodavatele. Samozřejmě se také liší parametry jednotlivých turbín, které budou použity, ale s ohledem na velikost zdroje a fakt, že obě firmy dodávají elektrárnu na klíč v kontejnerovém provedení, je doba výstavby všech projektů stejná a je dána nutností dodržet správné technologické postupy výstavby a nezávisí na použitém typu turbíny. Všechny tři projekty jsou alternativní, jeden bude vybrán na úkor ostatních, to znamená, že mimo stejné doby výstavby bude i stejná doba zahájení výstavby, a tudíž i uvedení do provozu. Díky této skutečnosti

mohu volit dobu porovnání T_p stejnou jako dobu životnosti $T_ž$. Tuto dobu jsem stanovil pomocí doby účetního odpisování zařízení, tak jak bylo popsáno v předešlé kapitole. Pro takové hodnocení platí, že:

$$\boldsymbol{KDCF_{T_ž}} = \sum_{\boldsymbol{j=1}}^{\boldsymbol{T_ž}} \boldsymbol{CF_t}(\mathbf{1}+\boldsymbol{r})^{-\boldsymbol{t}}$$

2 – Kumulovaný diskontovaný hotovostní tok za dobu Tž [17]

$KDCF_{Tž}$ – kumulovaný diskontovaný hotovostní tok [Kč]

CF_t – hotovostní tok v roce t [Kč]

r – diskontní míra [%]

Pro investici platí, že $DCF_{Tž}$ se má za dobu životnosti projektu maximalizovat. Dále platí, že při výpočtu hotovostních toků je vhodné používat nominální ceny, to z toho důvodu, že při použití nominálních cen je zachováno správné postavení odpisů, které i v nominálních cenách nejsou navyšovány o inflaci, a jsou tedy v průběhu životnosti zařízení konstantní, zatímco ostatní položky inflaci podléhají.

V případě mých projektů budu tedy volit dobu porovnání shodnou s dobou životnosti hlavní komponenty elektrárny, kterou je plynová turbína. Doba životnosti tohoto zařízení je 25 let, samozřejmě v závislosti na způsobu použití zařízení. Všechny tři varianty budou porovnány v této době a pro jejich porovnání použiji kritéria ekonomické efektivnosti NPV (čistá současná hodnota – Net Present Value) a dále pak IRR (vnitřní výnosové procento – Internal Rate of Return). NPV je ukazatel, který vyjadřuje hodnotu budoucích peněžních toků (CF) v současnosti. Kritérieum NPV je maximalizační, pouze v případě NPV výdajů je požadavek na minimalizaci nákladů. Další možnost užití NPV je, že ho položíme rovno nule a výnosy projektu jsou neznámé. Tímto způsobem je možné zjistit, jaké minimální výnosy by projekt musel přinést, aby se ho vyplatilo realizovat. IRR, které se udává v procentech, vyjadřuje, zda je investice výhodná, jestli se nám vrátí a jestli nám přinese výnos z počáteční investice. IRR porovnávám vždy s diskontní mírou, pokud by bylo IRR například 5 % a diskontní míra 7 %, tak se nám investici nevyplatí realizovat. Pokud by IRR bylo vyšší než 7 %, tak by to znamenalo, že investici za dobu porovnání zhodnotím více jak 7 %.

Pokud porovnáváme dva nebo více různých projektů a volíme jeden z nich, vždy volíme ten, pro který vyšlo vyšší NPV a IRR. Pokud by všechny projekty znamenaly odčerpání finančních prostředků a nepřinesly by žádný zisk, ale musely by se uskutečnit, pak volíme ten projekt, který bude mít NPV

nejméně záporné. Můžeme se setkat s nejednoznačností NPV u dvou různých projektů, v takovém případě je nezbytné spočítat IRR pro rozdílovou investici a zjistit si, jaké procento je rozhodující a na jakém intervalu bude mít jaký projekt větší NPV. Vzorce, jak spočítat NPV a IRR, jsou uvedeny níže.

$$\boldsymbol{NPV = \sum_{t=0}^{T} \frac{CF_t}{(1+r)^t}}$$

3 - NPV (čistá současná hodnota) [17]

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

4 - IRR (vnitřní výnosové procento) [17]

Pokud si vezmeme vzorec 3, tak v něm vystupuje CF v daném roce, r je úroková míra a za t dosazuji jednotlivé roky. Vzorec 4 pro výpočet IRR, je v podstatě to samé jako vzorec pro výpočet NPV. Rozdíl je pouze v tom, že úroková míra je v tomto případě neznámá *x*, kterou se snažím zjistit. Zjistit ji mohu díky tomu, že mám rovnici a hledám, kdy se bude rovnat 0. Hodnota, která mi vyjde pro *x*, je pak i IRR. Jak již bylo napsáno výše, jak NPV, tak IRR má být pokud možno co nejvyšší.

Pro výpočet hodnot NPV a IRR je nutné stanovit CF v roce t, to mohu udělat pomocí níže uvedeného vzorce.

$$\boldsymbol{CF_t = \left(V_t - N_{ppt} - N_{pst} - N_{ot} - N_{út} \pm P_t\right) * (1-d) + N_{ot} - Ú_t \pm Z_{st} - N_{it} + ÚO_t}$$

5 - Hotovostní tok v roce t [18]

Kde:

V_t	výnosy [Kč]
N_{ppt}	provozní proměnné náklady v roce t [Kč]
N_{pst}	provozní stálé náklady v roce t [Kč]
N_{ot}	daňové odpisy investice [Kč]
$N_{út}$	úroky z úvěru [Kč]
P_t	připočitatelné/odpočitatelné položky pro výpočet základu daně z příjmu [Kč]
$Ú_t$	úmor z úvěru [Kč]
N_{it}	náklady vyvolané investicí [Kč]
Z_{st}	změna stavu zásob [Kč]
$Ú_{ot}$	přijaté úvěry na financování projektu [Kč]

Poslední ukazatel, který je užitečné používat, a pro investora je velice zajímavý, je doba návratnosti (payback period). Je to doba, ve které se očekává, že vynaložený hotovostní tok investice do projektu,

bude splacen ročními hotovostními toky, generovanými projektem. Možnosti pro její spočítání jsou dvě a závisí na tom, zda jsou očekávané hotovostní toky v jednotlivých letech stejné, či nikoli. Pokud je očekávané CF v jednotlivých letech stejné, pak se payback period spočte jako počáteční investice vydělená ročním hotovostním tokem. V případě, že se u projektu neočekává generování stejných CF v jednotlivých letech, je výpočet poněkud složitější a ke správnému výsledku vede vzorec 6.

$$PP: \sum_{t=é}^{PP} CF_t \geq 0$$

6 - Čistá doba splacení (payback period) [17]

Kde:

PP payback period (doba splacení) [roky]

CF_t hotovostní tok v roce t [Kč]

Nicméně, protože jsme schopen stanovit pouze roční CF, ale ne generování CF v průběhu roku, není nutné počítat dobu splacení na desetiny, ale pouze stanovit rok, kdy kumulované DCF bude větší nule.

4.2 Ekonomická analýza

Veškeré hodnoty, které jsou uvedené v ekonomické analýze, jsou uvedeny v tisíci Kč, pokud není uvedeno jinak. Hodnoty uvedené přímo v textu, jsou pro projekt VARIANTA I, pokud není uvedeno jinak, veškeré ostatní hodnoty a tabulky pro zbylé dva projekty (VARIANTA II a VARIANTA III) jsou uvedeny v příloze Výsledky VARIANTA II a Výsledky VARIANTA III. Popis projektů je uveden v kapitole 3.4.

4.2.1 Počáteční investice do plynové elektrárny

Investiční náklady u všech tří projektů jsou rozděleny do stejných tří kategorií, které jsou investiční náklady na pořízení technologie, investiční náklady na výstavbu zdroje a projekční a inženýrské práce. Poslední skupinou mohou být provozní hmoty, potřebné pro zprovoznění elektrárny, nicméně investici do nich lze chápat jako změnu stavu zásob, která na začátku projektu bude s minusem a na konci projektu bude s plusem. Z pohledu odpisů budou hrát roli pouze skupiny investičních nákladů. Níže uvádím seznam investičních celků a projekční činnosti pro výstavbu zdroje.

celková investice do EZT	1 366 565 Kč
Investiční náklady - technologie	1 278 265 Kč
Investiční náklady - stavba	60 700 Kč
projekční a inženýrská činnost	27 600 Kč

Tabulka 4 - Celková investice do projektu VARIANTA I (tis. Kč)

Jak jsem již jednou předeslal, do odpisových skupin budou zařazeny pouze položky z investičních skupin technologie a stavba.

odpisová skupina 2 - 5 let	2 700 Kč
odpisová skupina 3 - 10 let	130 900 Kč
odpisová skupina 4 - 20 let	1 152 565 Kč
odpisová skupina 5 - 30 let	52 800 Kč
celkem	1 338 965 Kč

Tabulka 5 - Členění investičních nákladů do odpisových skupin (tis. Kč)

Odpisy v 1. roce projektu pro odpisové skupiny 2 a 3 byly počítány podle následujícího vzorce.

$$O_1 = \frac{In_{skup}}{k_1} + In_{skup} * 10\ \%$$

7 - Odpisy v 1. roce projektu

Kde:

O_1 odpis v 1. roce [Kč]

In_{skup} celková hodnota odpisovaného majetku v dané odpisové skupině [Kč]

k_1 koeficient v 1. roce [-]

Člen In_{skup} * 10 % je ve vzorci z toho důvodu, že dle daňového zákona je možné u 2. a 3. skupiny navýšit odpisy v 1. roce o 10 % celkové hodnoty dané skupiny. Pro odpisy skupin 4 a 5 použiji stejný vzorec (7), pouze vypustím člen In_{skup} * 10 %. Odpisy v následujících letech jsem stanovil dle vzorce:

$$O_T = \frac{2\ In_{skup\ Z}}{k_{T+1} - T_R}$$

8 - Odpisy v následujících letech

Kde:

O_T odpisy pro rok 2, až konec projektu [Kč]

$In_{skup\ Z}$ zůstatková hodnota odpisovaného majetku v dané odpisové skupině [Kč]

k_{T+1} koeficient v roce 2, až konec projektu [-]

T_R počet let od uvedení do provozu – 1 [roky]

Koeficienty pro výpočet odpisů jednotlivých skupin jsou zakotveny v daňovém zákoně a jsou uvedeny v tabulce níže.

odpisová skupina	suma (tis. Kč)	doba odpisů (let)	k1	kT+1
2	2 700 Kč	5	5	6
3	130 900 Kč	10	10	11
4	1 152 565 Kč	20	20	21
5	52 800 Kč	30	30	31

Tabulka 6 - Odpisové skupiny a koeficienty pro výpočet odpisů

Pro správné spočítání odpisů v jednotlivých letech jsem musel také podrobně rozčlenit investiční náklady. Toto členění uvádím v tabulce.

Investiční náklady - technologie	1 278 265 Kč
Rolls-Royce Trent 60	1 101 465 Kč
přivaděč plynu	3 000 Kč
kompresní stanice ZP	28 500 Kč
hospodářství bioetanolu	- Kč
potrubí T, uzavíratelné	2 000 Kč
komín	9 000 Kč
vodní hospodářství	400 Kč
trafo 11,5/0,4 kV a 22/0,4 kV	10 000 Kč
trafo 11,5//110 kV	22 000 Kč
elektrozařízení a rozvodny	48 000 Kč
měření, regulace a ŘS	32 000 Kč
nouzový dieselagregátor	18 500 Kč
kompresorová stanice vzduchu	2 200 Kč
emisní monitorovací systém	1 200 Kč

Tabulka 7 - Podrobné členění investic – tecnologie (tis. Kč) [16]

Toto členění je pro projekt VARIANTA I, pro ostatní projekty se tyto hodnoty liší v použité turbíně, od této změny se odvíjí i cena za turbínu, které byly určeny na základě korespondence se společností Rolls-Royce a společností GE Power&Water. Položka hospodářství bioetanolu je pro projekty VARIANTA I a VARIANTA II nulová, protože u těchto projektů není spoluspalování plynu a bioetanolu možné. V následující tabulce je pak rozčlenění investičních nákladů na výstavbu.

Investiční náklady - stavba	60 700 Kč
příprava území	5 000 Kč
přípojka ZP	1 000 Kč
stanice měření ZP	1 000 Kč
základy pro turbínu	6 000 Kč
základy komínu	2 700 Kč
BA a elektrorozvodna	31 500 Kč
základy vzduchových chladičů	600 Kč
základy trafa 11,5/110 kV	3 000 Kč
kabelové kanály	3 000 Kč
horkovodní kanál	300 Kč
základy nádrží bioetanolu, ČS	- Kč
jímky	200 Kč
vodovodní přípojka	200 Kč
požární systém	400 Kč
kanalizace	1 000 Kč
osvětlení a uzemnění	1 500 Kč
vnitřní komunikace, zkrášlení okolí	3 300 Kč

Tabulka 8 - Podrobné členění investic – stavba (tis. Kč) [16]

Opět, položka základy nádrží bioetanolu a jejich hospodářství je pouze v případě projektu VARIANTA III.

K podrobnému rozpisu investičních nákladů ještě doplním, že v případě výběru jiné varianty projektu dojde ke změně hodnoty jednak u položky turbíny, a jednak u položek příprava území, základy pro turbínu, základy komínu, základy vzduchových chladičů. Tyto položky se mění z důvodů drobných odlišností jednotlivých projektů, nicméně částky, o které dochází ke změnám, jsou relativně malé a v porovnání s plynovou turbínou, která je na celém projektu nejdražší, jsou prakticky zanedbatelné. Transformátory, které jsou uvedeny v projektu, je možné použít stejné u všech tří projektů, není tedy nutné provádět korekci jejich ceny v závislosti na variantě. Pro úplnost ještě uvádím podrobné členění provozních kapalin a nákladů na certifikaci PpS. Tyto hodnoty nevstupují do výpočtu odpisů.

provozní hmoty a certifikace PS	12 000 Kč
olej turbína	1 900 Kč
nafta, bioetanol	100 Kč
připojení k ES	7 000 Kč
certifikace PS	3 000 Kč

Tabulka 9 - Náklady na provozní kapaliny a certifikace PpS v 1. roce (tis. Kč) [16]

U položky nafta, bioetanol dochází opět k úpravám v závislosti na zvoleném projektu, v případě VARIANTA I a VARIANTA II jsou uvedeny náklady pouze na naftu. Přesný výpočet odpisů je uveden v souboru Excel, na listu „odpisy“, soubor je přiložen u této práce na CD nosiči.

4.2.2 Roční energetická bilance

Roční energetickou bilanci je nutné uvést právě v tuto chvíli, protože díky údajům, které s její pomocí získám, budu moci spočítat roční provozní náklady a výnosy. Pro výpočet energetické bilance potřebuji znát parametry turbín, které uvádím.

	jednotky	VARIANTA I *Trent 60*	VARIANTA II *LM6000 - PG*	VARIANTA III *LM6000 - PF*	
				plyn	bioetanol
svorkový výkon	kW	54000	52784	43101	43140
měrná spotřeba tepla	kJ/kWh	8300	7898	8682	8890
tepelná účinnost	%	43%	43%	42%	41%
množství spalin	kg/s	135,8	140,6	125,2	126,4
teplota spalin na výstupu	°C	465	470	453,7	451,6
množství paliva	kg/h	10081	10355	7692	14683

Tabulka 10 - Vstupní údaje pro roční energetickou bilanci

Pro hodnocení projektu VARIANTA III potřebuji ještě výhřevnost bioetanolu, která je 7, 44 kWh/kg. Díky tomu budu moci spočítat, kolik bioetanolu spotřebuji na provoz zařízení v požadované době. Pro bilanci jsem ještě zvolil dobu poskytnutí PpS na 355 dnů v roce, což je nejkratší možná doba, aby zdroj mohl poskytovat MZ15+ společnosti ČEPS, a. s., a zároveň je to ideální doba, která zajišťuje pro zdroj 10 dnů, během kterých mohou probíhat údržbové práce, výměny provozních kapalin a podobně. Bilanci jsem pak spočítal pro hodinový provoz zdroje v roce, hodnoty se pohybují kolem průměrné doby nasazení PpS MZ15+, tedy v rozmezí 200-360 hodin.

dny provozu	**d**	**355**	**355**	**355**
hodiny provozu	h	200	280	360
výroba el. energie	MWh	10 800	15 120	19 440
VS	MWh	126	176	227
dodávka el. do sítě	MWh	10 674	14 944	19 213
spotřeba paliva	kg	1 848 900	2 588 461	3 328 021
	m3	2 322 774	3 251 883	4 180 992
	MWh	24 505	34 307	44 109
	GJ	88 219	123 507	158 794
rezervační max	m3/d	278 733	278 733	278 733
spotřeba plynu	MWh	24 505	34 307	44 109
spotřeba bioetanolu	t	-	-	-
účinnost	%	42,5%	42,5%	42,5%

Tabulka 11 - Roční energetická bilance pro VARIANTA I

Tyto hodnoty jsou opět spočtené pro projekt VARIANTA I. Výroba elektrické energie vychází z výkonu použité plynové turbíny a z hodinové doby provozu. Vlastní spotřeba (VS) je určena jako hodinová pevná složka a stanovil jsem ji jako 0, 63 MW za hodinu provozu. Dodávka elektrické energie do sítě je vyrobená elektrická energie, snížená právě o vlastní spotřebu. Spotřeba paliva se u turbín

udává v kg/h, provedl jsem tedy přepočet na m^3, kdy platí, že 1 kg plynu odpovídá přibližně 1, 2563 m^3 plynu, za stejných podmínek. Dále platí, že 1 m^3 odpovídá přibližně 10, 55 kWh, což bylo použito pro výpočet spotřeby paliva v MWh, pro převod na GJ, stačí údaj v MWh pouze vynásobit 3, 6.[21] Rezervační maximum je množství plynu, které elektrárna potřebuje na 24 hodin provozu. Aby zdroj mohl poskytovat službu MZ15+, musí být schopen nepřetržitého 24hodinového provozu v případě jeho aktivace. Zdroj tedy musí mít dopředu rezervovaný takový odběr plynu, který mu umožní tento provoz. V případě projektů VARIANTA I a VARIANTA II je toto rezervační maximum rovno spotřebě plynu při maximálním výkonu po dobu 24 hodin. V případě VARIANTA III je rezervační maximum 19 327 m^3/d, protože prvních 24 hodin je schopen zdroj provozu pouze na bioetanol, v průběhu této doby je dostatek času na rezervaci odběru plynu na další plynárenský den. S tím souvisí i položka spotřeba plynu a spotřeba bioetanolu. Spotřeba bioetanolu je pouze u projektu VARIANTA III, po vynásobení tohoto množství výhřevností bioetanolu je následně o příslušnou hodnotu snížena celková spotřeba plynu u tohoto projektu.

4.2.3 Roční náklady, výnosy a CF

Ke stanovení ročních nákladů, výnosů a CF jsem stanovil podmínky, které ovlivňují zmíněné veličiny. Hodnoty jsem stanovil na základě vývoje na trzích s komoditami, které jsou pro provoz zařízení potřebné, na základě cen za elektrickou energii a cen za záložní výkon a regulační cenu elektrické energie. Tyto hodnoty uvádím v následující tabulce a jsou shodné pro všechny projekty.

zemní plyn	Kč/MWh	987,786
pevná cena za odebraný plyn	Kč/MWh	1,23
Pevná cena za denní rezervovanou přepravní kapacitu	Kč/m3	24,358
bioetanol	Kč/t	22
elektřina pro VS	Kč/MWh	1321,86
pitná voda	Kč/m3	75,84
průměrné náklady na mzdu	tis.Kč/os/rok	800
počet zaměstnanců	ks	10
spotřeba vody	m3	48
výnos ze záložního výkonu MZ15+	Kč/MWh	353
prodejní cena regulační en.	Kč/MWh	2350

Tabulka 12 - Cenové podmínky pro provoz EZT

Cena zemního plynu byla stanovena jako dlouhodobý průměr této komodity na trhu PXE, a to v období od 9. 12. 2013 do 13. 2. 2014, z dlouhodobého hlediska vykazuje cena zemního plynu klesající tendenci. Položky pevná cena za odebraný plyn a pevná cena za denní rezervovanou přepravní kapacitu vychází z „Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 3/2013 ze dne 27. listopadu 2013,

[21] Vybrané přepočtové koeficienty převzaty z výkladu A1M16RES č. 4 14. 10. 2013

o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu“. Za odebranou MWh se platí 1,23 Kč, za rezervovanou přepravní kapacitu se platí 24,358 Kč/m^3, což je pevná cena za denní pevnou přepravní kapacitu na dobu neurčitou ve výši historicky dosaženého denního maxima pro zákazníka, jehož denní rezervovaná pevná přepravní kapacita je vyšší než 150 tis. m^3. Tuto částko mohu použít u projektů VARIANTA I a VARIANTA II. V případě projektu VARIANTA III, a pokud budu používat bioetanol, se mi sníží rezervovaná přepravní kapacita a dostanu se do intervalu od 0, 519-150 tis. m^3. Pro tento interval se spočte pevná cena za rezervovanou přepravní kapacitu podle následujícího vzorce. Výsledkem je hodnota 52,427 Kč/m^3.

$$C_{HMppz} = (187{,}6139 - 13{,}6978 * \ln(RK))$$

9 - Pevná cena za rezervovanou přepravní kapacitu[22]

Kde:

RK je denní rezervovaná pevná přepravní kapacita v hraničním bodě všech subjektů zúčtování, kterým je omezena renominace, [m^3]

Průměrné náklady na mzdu jsou odhadovány na 800 tis. Kč na osobu a rok a jedná se o superhrubou mzdu. Výnosy ze záložního výkonu jsou spočteny na základě vážených průměrů dlouhodobých kontraktů PpS MZ15+. Tyto vážené průměry jsou spočteny pro jednotlivé týdny v kalendářním roce, údaje, ze kterých jsem vycházel, jsou pro rok 2014. Údaje počítá společnost ČEPS, a. s., pro pracovní a nepracovní dny (6:00-22:00) a pracovní a nepracovní noci (22:00-6:00). Hodnota 353 Kč/MWh je tedy spočtena podle vzorce.

$$V_Z = \overline{\overline{P_d} + \overline{P_n} + \overline{N_d} + \overline{N_n}}$$

10 - Výnos za záložní výkon

Kde:

P_d průměrná roční cena dlouhodobých kontraktů v pracovní dny [Kč]

P_n průměrná roční cena dlouhodobých kontraktů v pracovní noci [Kč]

N_d průměrná roční cena dlouhodobých kontraktů v nepracovní dny [Kč]

N_n průměrná roční cena dlouhodobých kontraktů v nepracovní noci [Kč]

Prodejní cena regulační energie je stanovena jako aktuální hodnota z trhu s regulační energií k měsíci únoru, tyto hodnoty jsou k dispozici na webových stránkách společnosti OTE, a. s., v sekci elektřina – vyrovnávací trh. Tato cena vykazuje značnou nestabilitu a je silně závislá na dění na vyrovnávacím trhu a na celkové aktuální výkonové bilanci. Určit tedy přesně hodnoty ceny vyrovnávací elektrické energie není možné, nicméně zdroj, s ohledem na svůj výkon (jakýkoli ze tří možných projektů) a na

[22] Převzato z cenového rozhodnutí ERÚ

dobu provozu neprodá elektrické energie tolik, aby kolísání této ceny nějak zásadně ovlivnilo výsledek ekonomické analýzy. Respektive, případnou nepřesností v tomto údaji budou ovlivněny stejnou měrou všechny tři projekty.

Na základě výše popsaných cenových podmínek mohu určit roční náklady a výnosy, které uvádím níže. Náklady na olej jsou 20 % z pořizovací hodnoty oleje, ostatní provozní hmoty jsou 5 % z jejich pořizovací hodnoty. Roční průměrné opravy a pojištění činí 1 % z celkové pořizovací hodnoty.

doba provozu	**h**	**200**	**280**	**360**
palivo		37 190	52 726	70 192
ZP	tis. Kč	37 024	52 493	69 892
bioetanol	tis. Kč	-	-	-
VS	tis. Kč	167	233	300
provozní hmoty				
olej	tis. Kč	380	426	547
voda	tis. Kč	4	4	4
ostatní provozní hmoty	tis. Kč	100	100	100
opravy a údržba	tis. Kč	12 783	14 317	18 407
mzdové náklady	tis. Kč	8 000	8 000	8 000
pojištění	tis. Kč	13 666	13 666	13 666
náklady celkem	tis. Kč	72 122	89 238	110 915

Tabulka 13 - roční provozní náklady

doba provozu	**h/r**	**200**	**280**	**360**
doba poskytnutí zál. výkonu	h/r	8 520	8 520	8 520
dodávka do sítě	MWh/r	10 674	14 944	19 213
výnos za záložní výkon	tis. Kč	162 408	162 408	162 408
prodej regulační energie	tis. Kč	25 084	35 117	45 151
výnos celkem	tis. Kč	187 492	197 526	207 559

Tabulka 14 - Roční provozní výnosy

S ohledem na to, že mám v tuto chvíli spočítány roční náklady a výnosy, mohu stanovit i roční provozní CF, které určím jako výnosy – náklady. Obecně lze výpočet CF před zdaněním popsat následujícím vzorcem.

$$CF = V - N = \left(V_{Zál} + V_{Reg}\right) - (ZP + Et + VS + P_H + O + P + M)$$

11 - Výpočet CF (V-N)

Kde:

$V_{Zál}$ výnos za záložní výkon [Kč]

V_{Reg} výnos za prodej regulační elektrické energie [Kč]

ZP náklady na zemní plyn [Kč]

Et náklady na bioetanol [Kč]

VS náklady na vlastní spotřebu [Kč]

P_H náklady na pořízení provozních hmot [Kč]

O náklady na opravy a údržbu [Kč]

P náklady na pojištění [Kč]

M mzdové náklady [Kč]

doba provozu	h/r	200	280	360
roční provozní CF	tis. Kč	115 370	108 288	96 644

Tabulka 15 - Roční provozní CF

Je patrné, že roční CF pro jednotlivé doby provozu s rostoucí dobou provozu klesá. To je způsobeno tím, že náklady na provoz rostou rychleji, než výnosy z provozu. Doba provozu a doba poskytnutí záložního výkonu bude tedy jednou z důležitých proměnných v citlivostní analýze. V následující tabulce uvádím roční náklady, výnosy a CF pro provozní dobu 280 hodin/rok, ve srovnání všech tří projektů.

		VARIANTA I	VARIANTA II	VARIANTA III
roční náklady				
doba provozu	h	280	280	280
palivo	tis. Kč	52 726 Kč	51 923 Kč	39 739 Kč
ZP	tis. Kč	52 493,17 Kč	51 690,04 Kč	38 661,36 Kč
bioetanol	tis. Kč	- Kč	- Kč	844,10 Kč
VS	tis. Kč	233,18 Kč	233,18 Kč	233,18 Kč
olej	tis. Kč	425,60 Kč	425,60 Kč	425,60 Kč
voda	tis. Kč	3,64 Kč	3,64 Kč	3,64 Kč
ostatní provozní hmoty	tis. Kč	100,00 Kč	100,00 Kč	136,00 Kč
opravy a údržba	tis. Kč	14 316,57 Kč	13 509,37 Kč	11 200,27 Kč
mzdové náklady	tis. Kč	8 000,00 Kč	8 000,00 Kč	8 000,00 Kč
pojištění	tis. Kč	13 665,65 Kč	12 944,94 Kč	10 881,24 Kč
náklady celkem	tis. Kč	89 237,80 Kč	86 906,76 Kč	70 385,39 Kč
roční výnos				
doba poskytnutí zál. výkonu	h/r	8520	8 520	8 520
dodávka do sítě	MWh/r	14943,6	14 603	11 892
výnos za záložní výkon	tis. Kč	162 408,24 Kč	158 751,05 Kč	129 628,84 Kč
prodej regulační energie	tis. Kč	35 117,46 Kč	34 317,33 Kč	27 945,92 Kč
výnos celkem	tis. Kč	197 525,70 Kč	193 068,38 Kč	157 574,76 Kč
roční provozní CF				
roční provozní CF	tis. Kč	108 287,90 Kč	106 161,62 Kč	87 189,37 Kč

Tabulka 16 - Srovnání ročních provozních nákladů, výnosů a CF tří variant EZT

4.2.4 Analýza ekonomické efektivnosti

Pro analýzu ekonomické efektivnosti jsem si nejprve definoval klíčové parametry prostředí, ve kterém bude EZT provozována. Výpočty jsem prováděl v nominálních hodnotách, a to z toho důvodu, že, přestože odhadnout růstové faktory některých vstupů je velice složité a v některých případech až nemožné, je to jediný způsob, jak následně provést citlivostní analýzu projektu na změny právě těchto vstupů. Nominální hodnoty stanovené pro primární výpočet jsou uvedeny v tabulce níže.

typ projektu/turbíny	VARIANTA I
doba poskytnutí zál. výkonu	355
hodiny v provozu	280
bioetanol	0
krytí schodku projektu	0
růst cen plynu	1,90%
růst cen oleje	2,20%
růst cen vody	2,00%
ostatní provozní hmoty	2,00%
růst mezd	2,20%
růst cen elektrické en.	2,20%
růst cen za zálohu	1,50%
růst cen regulační el. en.	1,50%
růst cen bioetanolu	2,00%
inflace	2,00%
nominální diskont	7,00%

Tabulka 17 - Nominální vstupní údaje pro výpočet ekonomické efektivnosti projektu

Tabulka je upravena pro projekt VARIANTA I, osazený turbínou Trent 60, což je patrné hned z jejího prvního řádku. Položka „krytí schodku rozpočtu“ má dvě možná nastavení, 0 – NE a 1 – ANO. Pokud u projektu vyjde záporné NPV a tato položka bude nastavena na hodnotu 1, spočítá se automaticky minimální roční potřebné krytí schodku, a to z podmínky NPV = 0.

Růstové faktory jsou nastaveny dle nejlepšího vědomí a svědomí a na základě dostupných informací, v době zpracování této práce. Růst ceny plynu není závislý na trh v České Republice, ale jeho cena je ovlivněna světovým trhem. Mírný pokles cen plynu v horizontu 25 let, což je doba životnosti projektu, jsem určil na základě expertního odhadu. Lze očekávat další rozvoj těžby břidlicového plynu, a to nejen v USA a Austrálii, ale i dalších státech, které disponují jeho nalezišti. Již v dnešních dnech se velice často skloňuje vybudování přepravní cesty břidlicového plynu z USA do Evropy, za využití tankerů a terminálů na LNG. Ve chvíli, kdy bude tato cesta uvedena do provozu, dojde k diverzifikaci dodávek plynu, což povede ke snížení jeho ceny, která bude klesat také díky tomu, že v nalezištích břidlicového plynu jsou značné zásoby této suroviny.

Růst cen oleje a dalších provozních kapalin odvozených od ropných produktů opět není závislý na dění na českém trhu, ale na světovém. Dlouhodobý trend vývoje cen ropy na světových trzích je mírně rostoucí a lze očekávat jeho zachování i v průběhu dalších let, s ohledem na rostoucí náklady na těžbu ropy z nových, těžko dostupných nalezišť.

Růst cen za vodu a ostatní provozní hmoty, které nejsou odvozené od ropných produktů a jsou ovlivněny vývojem na trhu České republiky, lze predikovat ve výši inflace spotřebitelských cen, která je ČNB odhadována na 2 %. Jedná se o cíl ČNB, takže lze předpokládat, že v případě stavu české ekonomiky, který by ohrožoval dosažení tohoto cíle, by ČNB podnikla patřičné kroky ke stabilizaci. 2% růst je střídmý odhad, navíc, s ohledem na množství spotřebované vody a ostatních provozních hmot v EZT u všech tří projektů, jsou náklady na ně poměrně malé a ve srovnání například s cenami za spotřebovaný zemní plyn na provoz zdroje jsou náklady ovlivněné tímto růstem prakticky zanedbatelné.

Růst mezd ve výši 2,2 %, znamená, že reálná mzda poroste meziročně o 0,2 %. Určit tuto hodnotu v dlouhodobém výhledu je obtížné, protože je závislá na velkém množství faktorů, které nelze dopředu predikovat. Zmíním například plánování české vlády, která tvoří zákony na 4 roky, což je jedno volební období, ale dlouhodobější cíl se z rozhodnutí, která mohou ovlivnit ekonomickou situaci a nepřímo tak i růst reálných mezd, jaksi vytrácí. Růst o 0,2 % je založen na očekávání oživení české ekonomiky.

U elektrické energie, která je zdrojem nakupována pro vlastní spotřebu, očekávám mírný růst. Jednak z toho důvodu, že současné ceny elektrické energie jsou velice nízké a další snižování by mělo dopad na některé výrobce, kteří by ukončovali svou činnost, a jednak proto, že v období 25 let očekávám další růst spotřeby elektrické energie, který ovšem nebude dostatečně pokryt rozvojem výrobního portfolia.

Růst cen za zálohu a regulační energie je stanoven na základě údajů ČSÚ, který stanovil průměrnou roční míra průmyslové inflace na hodnotu 1,4 %, očekávám tedy mírný růst těchto položek.

Nominální diskont před zdaněním volím 7 %, což je hodnota, kterou používá společnost PRE pro hodnocení svých projektů. 7% nominální diskontní míra v sobě zahrnuje skutečnost, že se jedná o komerční projekt, který má společnosti přinést ekonomický profit. Tuto hodnotu diskontní míry beru jako základní pro výpočet, druhá hodnota, pro kterou budu projekt hodnotit, bude 5 %, což by byla hodnota, kterou by použil například magistrát, kdyby se rozhodl EZT stavět z prostředků města. Důvodem snížení diskontní míry v tomto případě je to, že Praha by nemusela zdroj provozovat na komerční bázi, ale

stavěla by ho jako pojistku proti krizovým situacím a velkým výpadkům v dodávkách elektrické energie.

Po stanovení vstupních dat pro výpočet ekonomické efektivnosti uvádím dále hospodářské výsledky projektu VARIANTA I v jednotlivých letech, po dobu životnosti. K hodnotě CF po zdanění jsem dospěl postupně od výpočtu EBT, EAT až k CF.

$$EBT = V_{PC} - N_{PC}$$

12 - EBT (příjmy před zdaněním) [17]

$$EAT = EBT * (1 - d)$$

13 - EAT (příjmy po zdanění) [17]

$$CF = EAT - (-Od) - (-P_S)$$

14 - CF (hotovostní tok po zdanění) [17]

Kde:

V_{PC}	provozní výnosy celkem [Kč]
N_{PC}	provozní náklady celkem [Kč]
d	daň [%]
Od	odpisy [Kč]
P_S	připojení k síti [Kč]

Odpisy a připojení k síti snižují základ daně, proto vystupují v celkových nákladech při výpočtu EBT, ale reálně se nejedná o skutečný hotovostní tok. To je důvod, proč se přičítají k EAT zpět.

rok	0 2015	1 2016	2 2017	3 2018	4 2019	5 2020	6 2021	7 2022	8 2023	9 2024	10 2025	11 2026	12 2027
investice	-27600	-1338965											
provozní náklady celkem	0	-3000	-175896	-225304	-218121	-210961	-203826	-196715	-189818	-182947	-176102	-169283	-162492
palivo			-52493	-53491	-54507	-55542	-56598	-57673	-58769	-59886	-61023	-62183	-63364
VS			-233	-238	-244	-249	-254	-260	-266	-272	-278	-284	-290
olej			-426	-435	-445	-454	-464	-475	-485	-496	-507	-518	-529
voda			-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4
ostatní provozní hmoty			-100	-102	-104	-106	-108	-110	-113	-115	-117	-120	-122
opravy a údržba			-14317	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317
mzdové náklady			-8000	-8176	-8356	-8540	-8728	-8920	-9116	-9316	-9521	-9731	-9945
pojištění			-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666
certifikace		-3000											
připojení k síti			-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280
odpisy			-86378	-134596	-126200	-117804	-109408	-101011	-92804	-84597	-76389	-68182	-59975
provozní výnosy celkem	0	0	197526	200489	203496	206548	209647	212791	215983	219223	222511	225849	229237
poplatek za zálohu			162408	164844	167317	169827	172374	174960	177584	180248	182952	185696	188481
dodaná el.			35117	35644	36179	36722	37272	37831	38399	38975	39560	40153	40755
krytí schodku projektu			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBT	-27600	-3000	21630	-24815	-14625	-4413	5821	16076	26165	36276	46409	56566	66745
EAT	-27600	-3000	17304	-24815	-14625	-4413	4656	12861	20932	29021	37128	45253	53396
CF	-27600	-1341965	103962	110061	111855	113671	114344	114152	114016	113897	113797	113715	113651
DCF	-27600	-1254173	90804	89842	85334	81046	76192	71088	66358	61953	57849	54025	50462

Tabulka 18 - Roční hospodářské výsledky I

rok	13 2028	14 2029	15 2030	16 2031	17 2032	18 2033	19 2034	20 2035	21 2036	22 2037	23 2038	24 2039	25 2040
investice													
provozní náklady celkem	-158055	-153646	-163582	-144915	-140594	-136303	-132044	-127816	-123620	-119457	-121090	-122758	-124460
palivo	-64568	-65795	-67045	-68319	-69617	-70940	-72288	-73661	-75061	-76487	-77940	-79421	-80930
VS	-296	-303	-309	-316	-323	-330	-338	-345	-353	-360	-368	-376	-385
olej	-541	-553	-565	-577	-590	-603	-616	-630	-644	-658	-672	-687	-702
voda	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-6	-6	-6
ostatní provozní hmoty	-124	-127	-129	-132	-135	-137	-140	-143	-146	-149	-152	-155	-158
opravy a údržba	-14317	-14317	-28633	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317	-14317
mzdové náklady	-10164	-10387	-10616	-10849	-11088	-11332	-11581	-11836	-12096	-12363	-12635	-12912	-13197
pojištění	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666	-13666
certifikace													
připojení k síti	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280
odpisy	-54095	-48215	-42334	-36454	-30574	-24694	-18814	-12934	-7053	-1173	-1056	-939	-821
provozní výnosy celkem	232675	236165	239708	243303	246953	250657	254417	258233	262107	266038	270029	274079	278191
poplatek za zálohu	191309	194178	197091	200047	203048	206094	209185	212323	215508	218740	222021	225352	228732
dodaná el.	41367	41987	42617	43256	43905	44564	45232	45910	46599	47298	48008	48728	49459
krytí schodku projektu	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBT	74621	82519	76125	98388	106359	114354	122373	130418	138487	146582	148939	151322	153731
EAT	59696	66016	60900	78711	85087	91483	97899	104334	110790	117265	119151	121057	122984
CF	114071	114510	103515	115445	115941	116457	116993	117548	118123	118719	120487	122276	124086
DCF	47335	44409	37519	39105	36704	34455	32349	30377	28528	26796	25416	24106	22863

Tabulka 19 - Roční hospodářské výsledky II

Z hospodářských výsledků v jednotlivých letech lze spočítat ukazatele jako NPV, IRR a dobu splacení. Hospodářské výsledky v jednotlivých letech jsem určil pro všechny tři projekty a na jejich základě spočítal ukazatele ekonomické efektivnosti. V tabulce níže uvádím jejich porovnání.

		VARIANTA I	VARIANTA II	VARIANTA III
NPV	tis. Kč	-66 855,51 Kč	-28 013,25 Kč	-45 188,54 Kč
IRR		6,41%	6,74%	6,50%
PP	let	neexistuje	neexistuje	neexistuje

Tabulka 20 - Porovnání ukazatelů ekonomické efektivnosti všech projektů

Ze shrnutí ukazatelů vidíme, že ani jeden projekt při nastavených vstupních podmínkách takových, jak bylo popsáno v úvodu kapitoly, nesplňuje podmínky pro realizaci projektu s ekonomickým přínosem. Ze tří navrhovaných variant vyšel nejlépe projekt VARIANTA II, osazena turbínou LM6000-PG, která je určená pro provoz na zemní plyn, bez možnosti použití bioetanolu. Svorkový výkon turbíny LM6000-PG je 52,7 MW. Přesto se v tomto případě nedá projekt doporučit k realizaci.

4.2.5 Zlepšení ekonomiky projektů

Z předešlé kapitoly je zřejmé, že při současných cenách za energie, plyn a podpůrné služby, ani při eskalaci jejich cen, se projekty nemohou dostat do kladných čísel. Pokud tedy skutečně chceme vybudovat záložní zdroj pro zvýšení zabezpečenosti Prahy, je nutné do projektů investovat z jiných zdrojů dodatečné finance. Jednou z možností je jednorázová dotace, vyplacená v nultém roce projektu, další možnost je pak rozpočítání financí na krytí schodku projektu do jednotlivých let životnosti zdroje. Tato varianta je, dle mého názoru, lepší z toho důvodu, že v případě nepředvídatelné změny trhu, prudký růst cen za regulační energii, propad cen plynu, nárůst doby nasazení zdroje, která by vedla k zlepšení ekonomiky provozu natolik, že by dotace nebyla nutná, bylo by možno ukončit její vyplácení. Z tohoto důvodu jsem se rozhodl pro stanovení minimálních ročních příspěvků pro provoz zdroje. Výpočet těchto příspěvků vychází z kritéria NPV = 0. Z tohoto kritéria lze zjisti, kolik prostředků schází k tomu, aby projekt dosáhl nulového NPV. Tyto prostředky, které budou scházet, by byly hrazeny jako forma příspěvku na provoz zdroje.

Tímto způsobem zjistím minimální roční příspěvek na provoz zdroje v roce t, takový, aby za celou dobu životnosti a provozu zdroje bylo NPV = 0.

		VARIANTA I	VARIANTA II	VARIANTA III
NPV	tis. Kč	0,00 Kč	0,00 Kč	0,00 Kč
IRR		7,00%	7,00%	7,00%
PP	let	25	25	25
kumulovaný příspěvek	tis. Kč/$T_ž$	185 542,06 Kč	77 744,33 Kč	125 410,38 Kč
příspěvek v 1. roce provozu	tis. Kč/rok	3 189 Kč	1 336 Kč	2 156 Kč

Tabulka 21 - Porovnání ukazatelů ekonomické efektivnosti všech projektů s příspěvkem na provoz

Tím, že jsem zavedl roční příspěvek v Kč/rok na provoz zdroje, vychází u všech projektů NPV = 0, což byla zvolená podmínka, díky tomu vychází IRR 7 %, což odpovídá nastavené diskontní míře. Doba splacení je tím pádem přesně 25 let, a to se rovná době životnosti zdroje. Optimální projekt je takový, který splní podmínku minimalizace kumulovaného příspěvku, respektive minimalizace příspěvku v 1. roce. Z tabulky 21 vidíme, že tyto parametry jsou nejlepší u projektu VARIANTA II. Za dobu provozu, při nastavených vstupních hodnotách tak, jak bylo popsáno, bude projekt potřebovat pro vyrovnaný rozpočet 77 744 330 Kč a příspěvek na provoz v prvním roce bude 1 336 000 Kč/rok, což je nejméně, ze všech projektů.

Pokud zde skutečně existuje nutná potřeba výstavby tohoto zdroje, bez ohledu na to, zda projekt bude generovat zisk, či nikoliv, a bez ohledu na to, zda bude nutné na provoz přispívat, pak lze doporučit k realizaci projekt VARIANTA II, protože za dobu provozu bude vyžadovat nejnižší příspěvky.

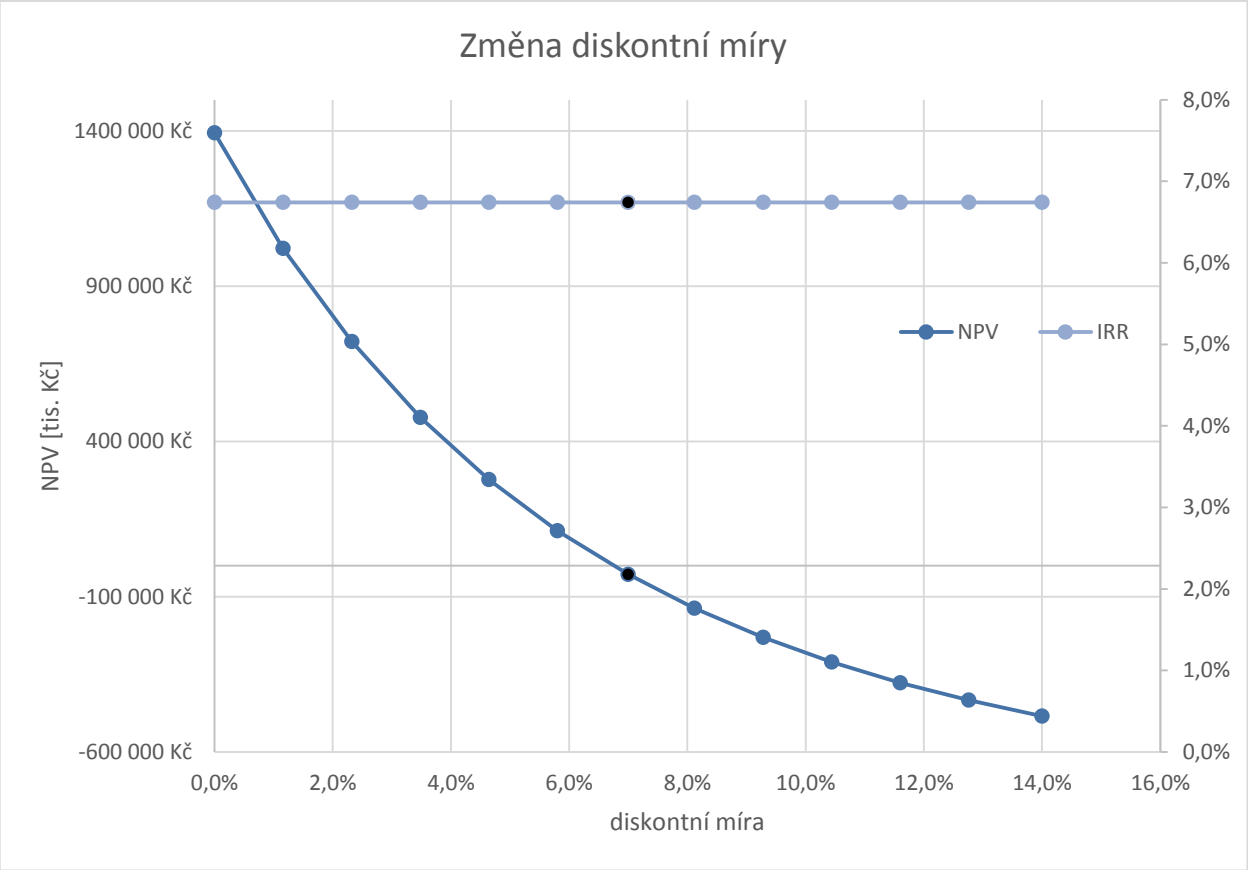
4.2.6 Citlivostní analýza

V kapitole 4.2.4 jsem stanovil vstupní hodnoty, na základě kterých jsem provedl výpočet ekonomické efektivnosti projektů. Všechny vstupní veličiny ovlivňují výsledky výpočtů a jejich změny mohou vést ke zlepšení, či zhoršení ekonomické efektivnosti. V průběhu životnosti projektu předpokládám nějaký vývoj těchto vstupních hodnot, který je založen na predikci dat, které byly k dispozici při tvorbě této práce a na základě odhadů vývoje světové nebo české ekonomiky. S ohledem na to, že životnost projektu je 25 let a v průběhu této doby se může kterýkoliv ze vstupů libovolně měnit, je důležité vycházet z těchto predikcí, nicméně v tak dlouhém časovém období, jako je čtvrtstoletí, můžou nastat okolnosti, které zapříčiní změnu vstupních údajů oproti předpokladům vývoje. Proto je nezbytné provést na vybrané vstupy, které mohou nejvíce ovlivnit ekonomickou efektivnost projektu, citlivostní analýzu. Tedy otestovat, jak se bude chovat projekt pro různé eskalace, lišící se od nominálních hodnot. Toto provedu na projektu VARIANTA II, který vyšel jako nejlepší možná varianta.

Citlivostní analýzu jsem provedl na diskontní míru, změnu ceny plynu, změnu ceny za zálohu, dobu provozu a dobu připravenosti zdroje ve dnech za rok. Níže uvádím spočtené hodnoty a grafickou interpretaci, černě označené body v grafech značí hodnoty pro nominální vstupy. Sloupec „příspěvek 1. rok“ říká, jak velké příspěvky by zdroj musel získávat, aby NPV nebylo záporné a IRR bylo shodné s diskontní mírou.

	NPV	IRR	příspěvek 1. rok Kč/rok
	-28 013,25 Kč	6,74%	1 336,35 Kč
0,0%	1 393 124,98 Kč	6,74%	0,00 Kč
1,2%	1 021 693,31 Kč	6,74%	0,00 Kč
2,3%	721 268,75 Kč	6,74%	0,00 Kč
3,5%	476 844,27 Kč	6,74%	0,00 Kč
4,6%	276 849,02 Kč	6,74%	0,00 Kč
5,8%	112 312,32 Kč	6,74%	0,00 Kč
7,0%	-28 013,25 Kč	6,74%	1 336,35 Kč
8,1%	-136 845,41 Kč	6,74%	6 665,47 Kč
9,3%	-231 266,74 Kč	6,74%	11 507,56 Kč
10,4%	-310 444,86 Kč	6,74%	15 777,06 Kč
11,6%	-377 105,52 Kč	6,74%	19 569,51 Kč
12,8%	-433 431,27 Kč	6,74%	22 962,50 Kč
14,0%	-484 193,54 Kč	6,74%	26 219,08 Kč

Tabulka 22 - Citlivostní analýza – diskontní míra

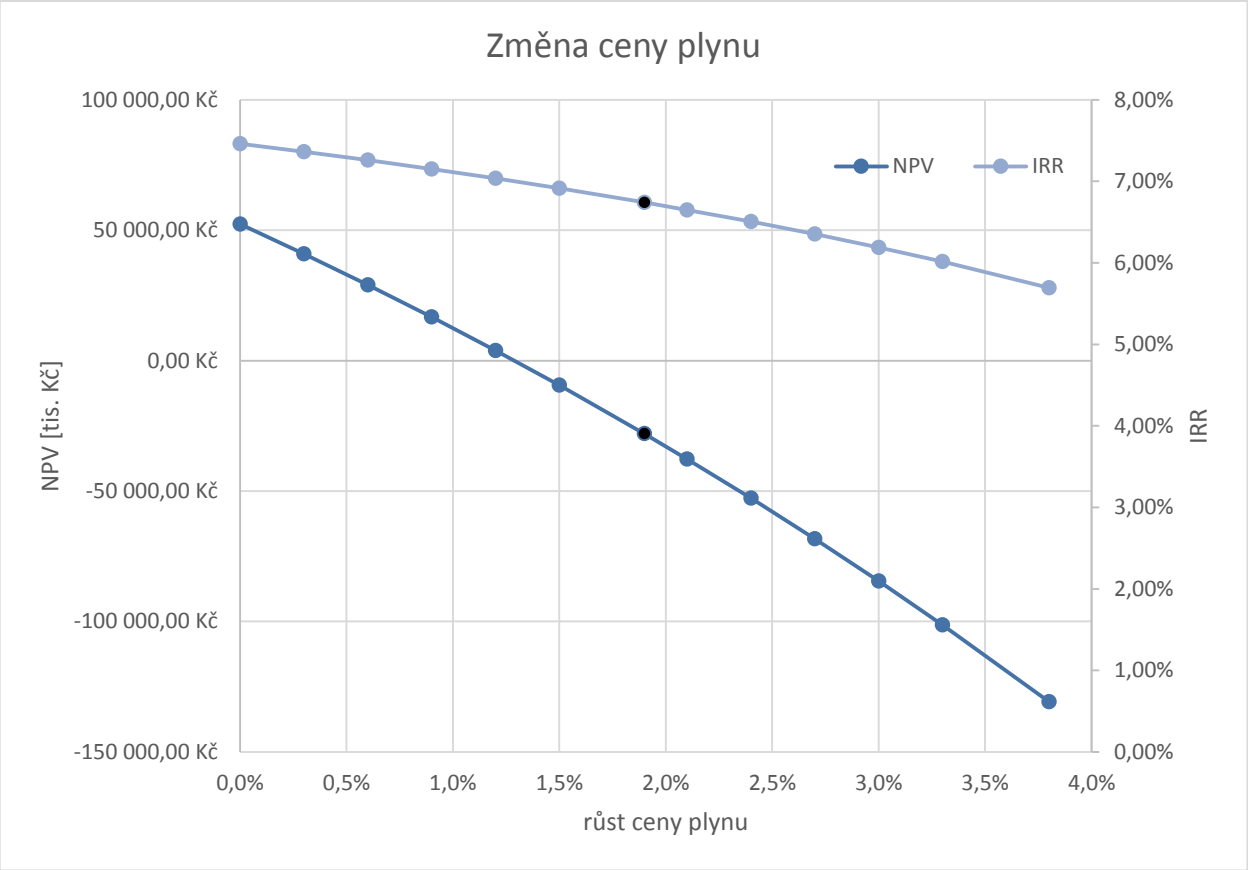


Graf 3 - Citlivostní analýza - diskontní míra

Přínos projektu by byl až od diskontní míry 6,74 %, vyšší diskontní míra než 6,74 % znamená pro projekt ztrátovost.

	NPV	IRR	příspěvek 1. rok Kč/rok
	-28 013,25 Kč	6,74%	1 336,35 Kč
0,00%	52 358,18 Kč	7,46%	0,00 Kč
0,30%	40 914,80 Kč	7,36%	0,00 Kč
0,60%	29 037,21 Kč	7,26%	0,00 Kč
0,90%	16 706,39 Kč	7,15%	0,00 Kč
1,20%	3 902,46 Kč	7,04%	0,00 Kč
1,50%	-9 395,39 Kč	6,91%	448,20 Kč
1,90%	-28 013,25 Kč	6,74%	1 336,35 Kč
2,10%	-37 688,24 Kč	6,65%	1 797,89 Kč
2,40%	-52 671,85 Kč	6,51%	2 512,67 Kč
2,70%	-68 243,05 Kč	6,35%	3 255,48 Kč
3,00%	-84 427,88 Kč	6,19%	4 027,56 Kč
3,30%	-101 253,62 Kč	6,01%	4 830,22 Kč
3,80%	-130 798,76 Kč	5,70%	6 239,65 Kč

Tabulka 23 - Citlivostní analýza - cena zemního plynu

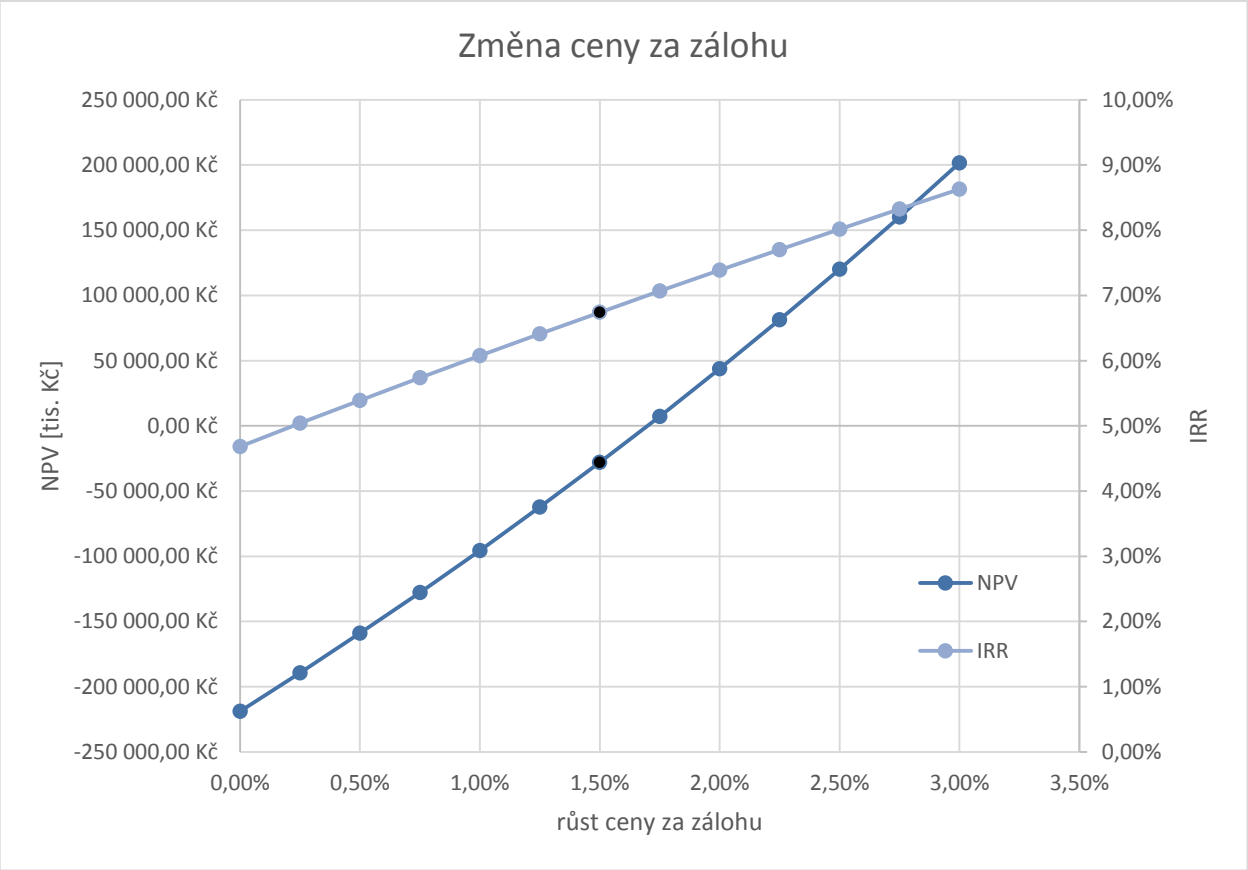


Graf 4 - Citlivostní analýza - cena zemního plynu

Vývoj ceny zemního plynu jsem určil jako mírně klesající, ale je patrné, že by cena této komodity musela prudce ztrácet na hodnotě, aby se to na projektu projevilo kladným NPV. Zároveň je důležité si uvědomit, že takový pokles je více než nepravděpodobný. Na základě analýzy trhů lze spíše očekávat vývoj cen v rozpětí 1,9 % – 2,7%. Pokles může nastat při dovozu LNG z USA a růst v případě další eskalace vztahů mezi Ruskou federací, Ukrajinou a EU.

	NPV	IRR	příspěvek 1. rok Kč/rok
	-28 013,25 Kč	6,74%	1 336,35 Kč
0,00%	-218 771,17 Kč	4,68%	10 436,30 Kč
0,25%	-189 338,88 Kč	5,04%	9 032,25 Kč
0,50%	-159 051,91 Kč	5,39%	7 587,44 Kč
0,75%	-127 811,22 Kč	5,74%	6 097,13 Kč
1,00%	-95 582,13 Kč	6,08%	4 559,67 Kč
1,25%	-62 328,61 Kč	6,41%	2 973,33 Kč
1,50%	-28 013,25 Kč	6,74%	1 336,35 Kč
1,75%	7 308,72 Kč	7,07%	0,00 Kč
2,00%	43 689,49 Kč	7,39%	0,00 Kč
2,25%	81 252,21 Kč	7,70%	0,00 Kč
2,50%	120 040,32 Kč	8,02%	0,00 Kč
2,75%	160 098,94 Kč	8,32%	0,00 Kč
3,00%	201 474,89 Kč	8,63%	0,00 Kč

Tabulka 24 - Citlivostní analýza - cena za zálohu

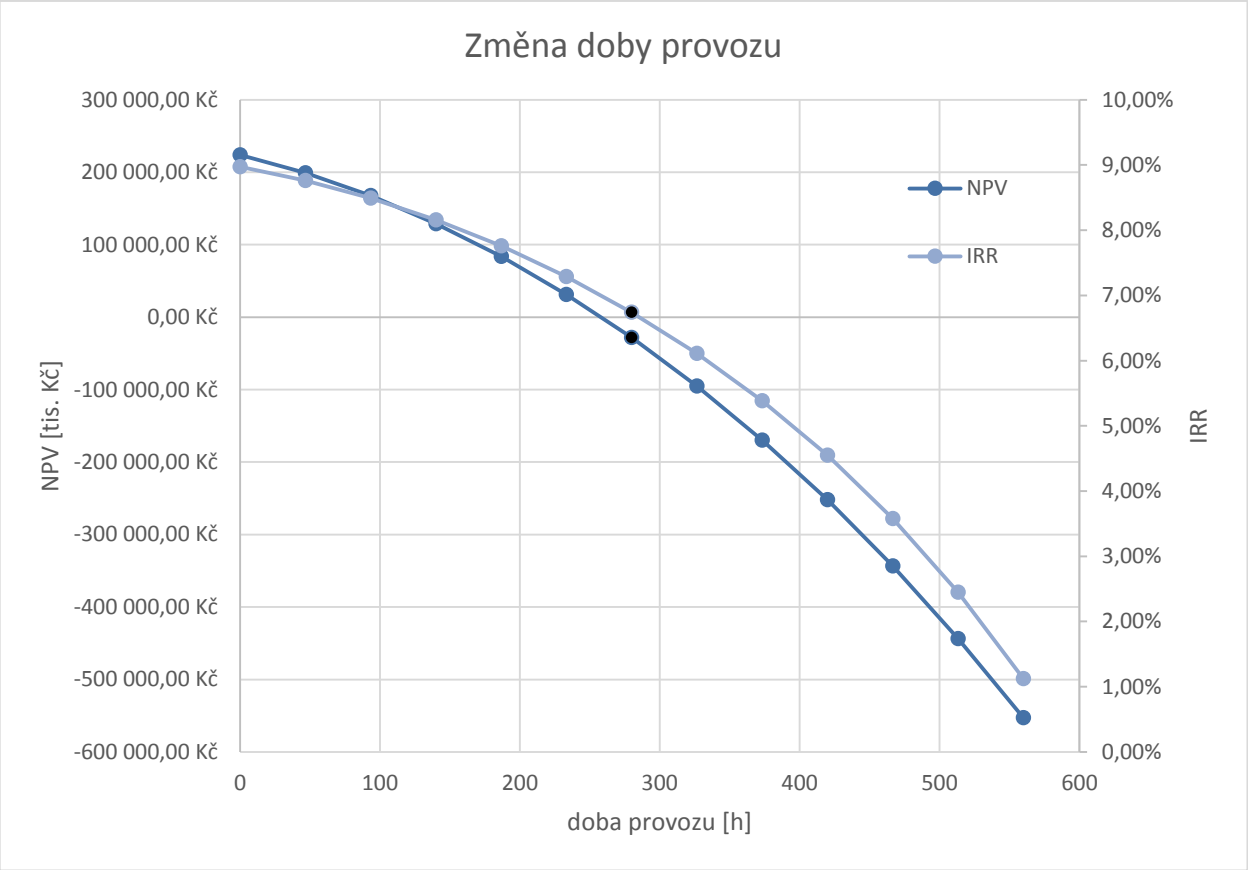


Graf 5 - Citlivostní analýza - cena za zálohu

Vývoj cen za zálohu jsem nastavil na 1,5 % a lze očekávat, že pokud dojde k nějaké změně v této ceně, tak spíše směrem nahoru, což má na projekt pozitivní vliv. Pokud by tato cena rostla meziročně o více jak 1,6 %, projekt by se stal výnosným a nebylo by ho nutné dále dotovat. Takový vývoj by se dal očekávat v případě, že by nedošlo k výstavbě nových zdrojů, které by kryly odstavování současných. Např. odstavení EMĚ kolem roku 2017.

	NPV	IRR	příspěvek 1. rok Kč/rok
	-28 013,25 Kč	6,74%	1 336,35 Kč
0,00	223 944,04 Kč	8,97%	0,00 Kč
46,67	199 129,44 Kč	8,76%	0,00 Kč
93,33	167 658,92 Kč	8,49%	0,00 Kč
140,00	129 130,54 Kč	8,16%	0,00 Kč
186,66	83 953,82 Kč	7,76%	0,00 Kč
233,33	31 453,14 Kč	7,29%	0,00 Kč
280,00	-28 013,25 Kč	6,74%	1 336,35 Kč
326,66	-95 096,19 Kč	6,11%	4 536,48 Kč
373,33	-169 712,68 Kč	5,38%	8 096,00 Kč
419,99	-252 073,43 Kč	4,55%	12 024,95 Kč
466,66	-343 581,83 Kč	3,58%	16 390,29 Kč
513,33	-443 809,01 Kč	2,45%	21 171,54 Kč
560,00	-552 639,36 Kč	1,13%	26 363,20 Kč

Tabulka 25 - Citlivostní analýza - doba provozu

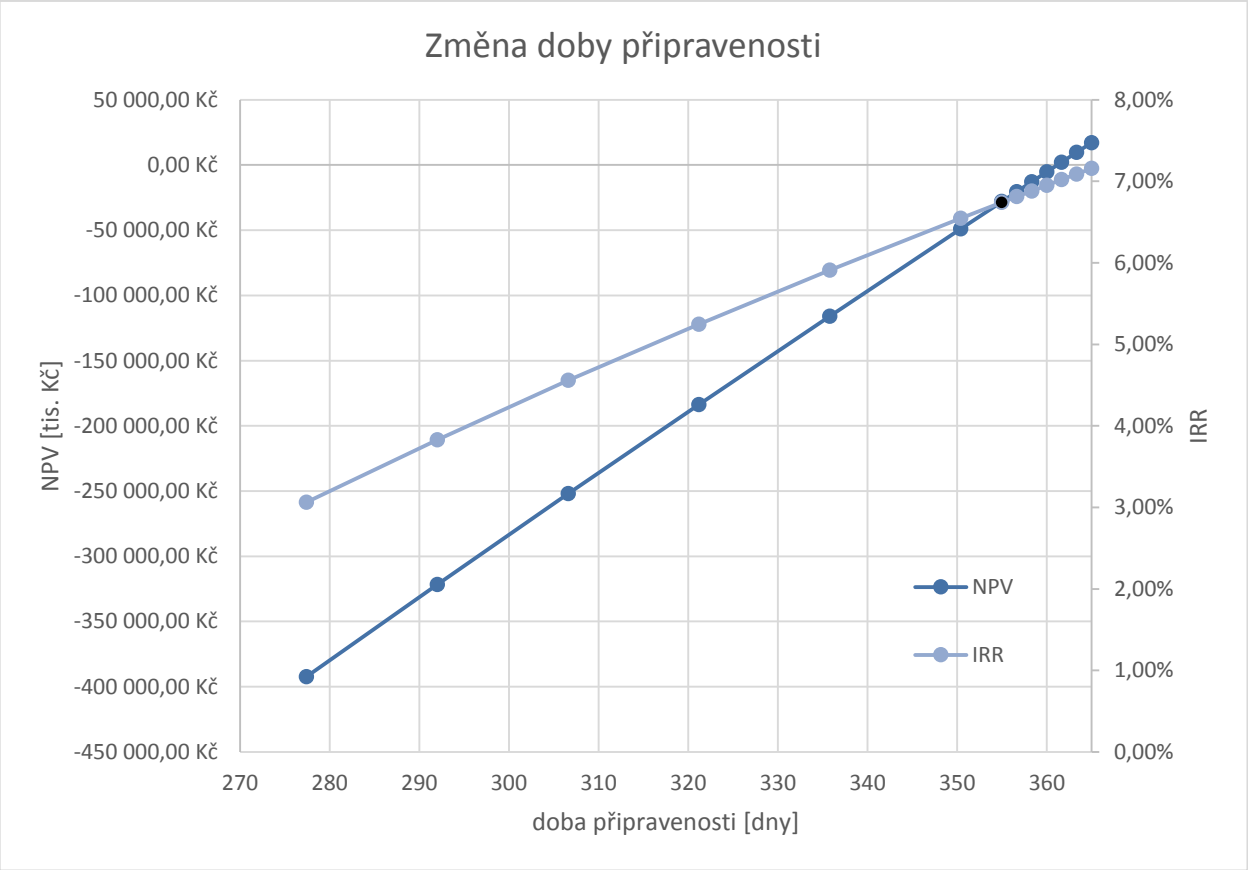


Graf 6 - Citlivostní analýza - doba provozu

Z této analýzy je velice dobře vidět, že výnosy z provozu zdroje nepokryjí provozní náklady, to je důvod toho, že při rostoucí době provozu klesá NPV. Lze spíše očekávat, že tato doba do budoucna bude spíše růst než klesat, což je spojeno s tím, že se v dohledné době neplánuje výstavba nových zdrojů za dosluhující. To znamená, že pokud nebude rostoucí doba provozu kompenzována zvýšením cen za zálohu, popřípadě snížením cen za zemní plyn, nebude ekonomické zdroj provozovat.

	NPV	IRR	příspěvek 1. rok Kč/rok
	-33 286,78 Kč	6,69%	1 587,92 Kč
277,40	-28 013,25 Kč	6,74%	1 336,35 Kč
292,00	-392 233,51 Kč	3,06%	18 711,17 Kč
306,60	-321 633,99 Kč	3,83%	15 343,28 Kč
321,20	-251 889,39 Kč	4,56%	12 016,17 Kč
335,80	-183 617,06 Kč	5,25%	8 759,30 Kč
350,40	-115 889,32 Kč	5,91%	5 528,40 Kč
355,00	-49 066,89 Kč	6,54%	2 340,70 Kč
356,67	-28 013,25 Kč	6,74%	1 336,35 Kč
358,33	-20 415,24 Kč	6,81%	973,89 Kč
360,00	-12 898,55 Kč	6,88%	615,31 Kč
361,67	-5 381,85 Kč	6,95%	256,74 Kč
363,33	2 134,85 Kč	7,02%	0,00 Kč
365,00	9 651,54 Kč	7,09%	0,00 Kč

Tabulka 26 - Citlivostní analýza - průměrná doba připravenosti d/r



Graf 7 - Citlivostní analýza - průměrná doba připravenosti d/r

Průměrná doba připravenosti v d/r nám říká, kolik dnů v roce je zdroj připraven k poskytnutí služby MZ15+. Tato doba je minimálně 355 dnů v roce, což je zároveň nominální hodnota pro výpočet, tato doba by mohla být i navýšena, nicméně je třeba počítat s tím, že je třeba vyhradit několik dní v roce na opravy a údržbu zařízení. Dosáhnout tedy hodnoty 365 je de facto nereálné. Daleko větší pravděpodob-

nost je, že zdroj se neprosadí ve výběrovém řízení na poskytování PpS MZ15+ a v některém roce nebude na tuto službu uzavřen kontrakt. Pokud by takto vypadl kontrakt na celý jeden rok, snížila by se průměrná doba připravenosti za dobu životnosti a provozu zdroje o 4,6 dne. Z analýzy je vidět, že i nezískání kontraktu pouze ve dvou letech za celou dobu životnosti má na celý projekt značný negativní dopad. Pokud přihlédneme k poměrně malému výkonu zdroje a k silnému boji, který probíhá před uzavřením kontraktů na další rok, musíme počítat s tím, že minimálně v jednom roce by kontrakt nebyl uzavřen. Pokud by tedy toto riziko nebylo kompenzováno vstupními faktory, jako třeba vyšší cena za záložní výkon, je důvod brát ho s nejvyšší opatrností.

4.3 Doporučení

Z vyhodnocení ekonomické efektivnost projektů vyplývá, že nejlepší variantou je projekt VARIANTA II, tedy plynová elektrárna dodaná od společnosti GE Power&Water, osazená turbínou typu LM6000-PG, o instalovaném výkonu 52,7 MW. Projekt vychází jako nejlepší varianta z toho důvodu, že turbína má lepší poměr mezi instalovaným výkonem a spotřebou než turbína Rolls-Royce Trent 60 DLE, tudíž je její provoz méně nákladný a elektrárna není tak silně závislá na hodinové době provozu v roce jako turbína Trent 60. Na druhé straně ale její větší instalovaný výkon než u turbíny GE LM6000-PF, zajišťuje větší výnos z prodané regulační energie a za poskytnutí záložního výkonu ve službě PpS MZ15+. To, ve spojení s faktem, že by se u turbíny LM6000-PG nemuselo budovat hospodářství bioetanolu a tím by se snížily investiční náklady a náklady na provozní kapaliny, vede k nejlepší ekonomice provozu.

Do rozhodování o tom, který projekt je nejlepší, vstupuje také faktor investora, na kterém záleží pravděpodobně nejvíce. Pokud by investorem byla společnost PRE, a. s., nebo jiná soukromá společnost, byla by výstavba zdroje podmíněna hlediskem akcionářů, respektive majitelů dané společnosti, kteří by chtěli maximalizovat její zisky. Pokud by projekt nepřinášel ekonomický profit společnosti a musel by jeho provoz být „dotován“ z jiné činnosti společnosti, bylo by stanovisko soukromého investora negativní. Navíc z citlivostních analýz vychází, že ekonomika projektu je značně závislá na zvoleném diskontu. Vhodné řešení by bylo postavit tento zdroj jako nutnou investici do distribuční sítě Prahy pro zvýšení její spolehlivosti. Pokud by byla investice hodnocena z tohoto pohledu, pohybovala by se nominální diskontní míra na úrovni 5 % - 5,5 % před zdaněním. Tyto hodnoty jsou používány právě společností PREdistribuce, a. s., pro hodnocení projektů v rámci distribuční sítě. Hodnota 5,5% je vážená cena kapitálu (WACC) pro PREdistribuci, a. s. Bohužel PREdistribuce, a. s. nemá licenci na výrobu elektrické energie a z podstaty unbundlingu, ani nikdy tuto licenci mít nemůže, tudíž

jako investor nebude moci vystupovat. Investorem by musela být mateřská společnost PRE, která by ovšem projekt brala čistě z pohledu profitu. Diskontní míra by v takovém případě odrážela poměrně vysokou rizikovost investic do nových zdrojů a byla by na úrovni 7 %, což je nominální diskontní míra před zdaněním, kterou používá právě společnost PRE pro hodnocení investic mimo investic do distribuční sítě. Z výše popsaných důvodů by se pohybovala nominální diskontní míra před zdaněním pro soukromou sféru vždy kolem 7 %. V takovém případě ani jeden z projektů nevykazuje nezáporné NPV, a pokud by zdroj chtělo město opravdu vybudovat, bylo by nutné uvažovat o vhodné podpoře.

Další možností je, že by investorem bylo přímo město Praha, které by investici skutečně bralo pouze jako záložní zdroj, který by pomohl snížit náklady na obnovu infrastruktury a chodu města po rozsáhlém výpadku elektrické energie. V takovém případě by investice do EZT a jeho provozní náklady za dobu životnosti musely být konfrontovány s cenou nedodávky 1 MWh ve městě Praze. Pokud by cena nedodávky byla vyšší než investice a provoz zdroje, bylo by smysluplné projekt realizovat. Zde narážíme na problém, že vyčíslit cenu nedodávky elektrické energie je velice náročné a nejsou na to žádné metodiky. Z ekonomického pohledu bude nedodávka stát přesně tolik, kolik je cena ušlé příležitosti, kterou firmy nemohly realizovat díky bezproudí, druhý pohled je poněkud lidštější a je spjat s otázkou, kolik stojí lidské zdraví, případně lidský život, které mohou být v ohrožení vlivem nedodávky elektrické energie. Z pohledu Prahy, jako investora, by bylo možno chápat výstavbu EZT jako pojistku. Praha by do zdroje investovala, ale zároveň doufala, že blackout v Praze nikdy nenastane a zdroj nebude potřeba. Výhodou Prahy jako investora je to, že od investice nemusí očekávat takový ekonomický výkon jako soukromá společnost, díky tomu by se mohla diskontní míra pohybovat na hodnotě 5 % před zdaněním, protože žádný projekt, do kterého by mohlo město investovat, by neznamenal větší přínos. Níže uvádím srovnání všech tří projektů při 5 % nominální diskontní míře.

		VARIANTA I	VARIANTA II	VARIANTA III
NPV	tis. Kč	188 822,47 Kč	222 352,41 Kč	160 367,08 Kč
IRR		6,41%	6,74%	6,50%
PP	let	21	20	20

Tabulka 27 - Srovnání projektů při diskontní míře 5%

Z pohledu NPV se změnilo pořadí na druhém a třetím místě, nicméně z pohledu IRR a doby splacení zůstalo pořadí zachováno. Nejlepší varianta pro investora v podobě hl. m. Prahy je opět projekt VARIANTA II, následován VARIANTA III. S ohledem na to, že všechny projekty vyšly kladně, nemusel by být provoz EZT podporován nějakou formou ročních nebo jednorázových plateb.

Pro investora ze soukromé sféry a v případě zajištění krytí schodku provozu zdroje EZT lze tedy doporučit pouze variantu VARIANTA II. V případě, že investorem by bylo město Praha, vychází opět

nejlépe varianta VARIANTA II, ale doporučil bych VARIANTA III z toho důvodu, že pokud má zdroj sloužit jako záloha, je možnost využití bioetanolu u varianty VARIANTA III jistou přidanou hodnotou. Projekt je stále ekonomicky výnosný.

5 Financování projektu

Z ekonomické analýzy vyplývá, že pokud by projekt byl realizován soukromým investorem, všechny varianty by měly záporné NPV. V případě výběru nejlepší varianty, kterou je VARIANTA II, by projekt potřeboval za 25 let své životnosti kumulovaný příspěvek ve výši 77 744 330 Kč, což po rozpočítání na jednotlivé roky představuje příspěvek v 1. roce provozu projektu ve výši 1 336 000 Kč/rok. Pokud by se tedy projekt měl realizovat z důvodu jeho potřeby, musel by investor mít zajištěno krytí tohoto schodku. Celkově jsou dvě možnosti řešení tohoto problému. Buď bude příspěvek na provoz hrazen městem Prahou, nebo se na jeho roční hrazení složí všechny subjekty, které jsou připojeny do distribuční sítě PRE.

5.1 Příspěvek hl. m. Prahy

Jedná se o nejrozumnější řešení, jak podpořit výstavbu záložního zdroje pro Prahu. V aktualizované územní energetické koncepci hl. m. Prahy je kladen důraz na zvýšení bezpečnosti a magistrát má zájem na výstavbě celkem až 3 nových zdrojů elektrické energie. Tyto zdroje by měly být situovány po obvodu města a jejich instalovaný výkon by se měl pohybovat kolem 50 MW, což je výkon, který jsem navrhl do lokality EZT. Praha tyto zdroje chce a do značné míry je i potřebuje, ale už si není jistá, jestli chce být investorem. Pokud se magistrát rozhodne podporovat vznik těchto zdrojů, nemělo by zůstat pouze u podpory formou několika vět v územní energetické koncepci, ale měla by proběhnout i další forma podpory. Pokud Praha nemá dostatek prostředků na vybudování těchto zdrojů na vlastní náklady, měla by zajistit aspoň dostatečné prostředky pro krytí schodků ekonomicky neefektivních projektů.

Příjmy hl. m. Prahy jsou v rozpočtu pro rok 2014 ve výši 36 872 536,40 tis. Kč, výdaje pak 48 258 515,40 tis. Kč. Město bude v roce 2014 hospodařit se schodkem -11 385 979,00 tis. Kč. [19] V takovém případě chápu neochotu investovat do záložních zdrojů elektrické energie v okolí Prahy. Nicméně podpořit vznik těchto zdrojů formou ročních příspěvků již není vůči částkám, v jakých se pohybuje rozpočet Prahy, nereálné. Varianta VARIANTA II by potřebovala pro vyrovnaný rozpočet dodat za dobu životnosti 77 744, 33 tis. Kč, v 1. roce provozu zdroje by projekt tedy potřeboval podporu ve výši 1 336 tis. Kč, což vůči miliardovým hodnotám rozpočtu není příliš závratné číslo a jsem přesvědčen, že by se tato suma v rozpočtu jistě najít dala. Je to jediný možný způsob, jak motivovat soukromou sféru, aby do

podobných projektů investovala. Pouze dodám, že pokud vezmeme v potaz výši některých investic hl. m. Prahy v posledních letech a srovnáme je s investicí do energetického zdroje Třeboradice, není tato investice příliš vysoká. Za všechny zmíním například tunel Blanka v úseku Myslbekova – Pelc Tyrolka. Dle souhrnu smluvních dohod podepsaného dne 30. 10. 2006 má být cena za tento úsek 21 205 273 843 Kč včetně DPH[23]. [20] Za tuto sumu by se dalo vybudovat 16 elektráren osazených turbínou LM6000-PG, o celkovém instalovaném výkonu 844,6 MW.

Z tohoto pohledu není nutné dále diskutovat o tom, zda by město Praha mělo finanční prostředky na krytí ročních příspěvků na provoz ve výši 1 336 tis. Kč.

5.2 Příspěvek od odběratelů

V případě, že by město Praha nesouhlasilo s podporou, musely by se finance na krytí příspěvků na provoz EZT hledat jinde. Jako správné a jediné možné by bylo řešení, že na provoz zdroje by přispívali ti, co jsou připojeni a využívají infrastruktury PREdistribuce, a. s. Na faktuře za elektrickou energii by se tak objevil další poplatek, vedle příspěvku na OZE nebo decentralizaci výroby by se vyskytla další položka, kterou by bylo možno označit jako „black start“. Tento poplatek by platily všechny subjekty připojené do distribuční sítě PRE a z něj by byl hrazen provoz EZT. V tabulce níže uvádím výši poplatků za „black start“.

	VARIANTA I	VARIANTA II	VARIANTA III
počet odběrných míst PRE distribuce 2012	688349[24]		
roční příspěvek Kč/rok	4,63 Kč	1,94 Kč	3,13 Kč
kumulovaný příspěvek za dobu životnosti	269,55 Kč	112,94 Kč	182,19 Kč

Tabulka 28 - Výše ročních plateb za "black start" u koncových zákazníků

Vidíme, že v případě projektu VARIANTA II, jakožto nejlepší varianty, by si každý odběratel připlatil na faktuře 1,94 Kč. Za dobu životnosti projektu by celkově každý koncový uživatel odběrného místa zaplatil 112,94 Kč. Když tuto částku dáme do souvislosti například se zmíněnými příspěvky na OZE, které jsou stanoveny pro rok 2014 na hodnotu 705,43 Kč[25] s DPH za MWh a provedeme kalkulaci pro rodinný dům se spotřebou 3 MWh/rok, tak roční příspěvek na OZE činí 2 116,29 Kč. To je přibližně 1000x víc než 1,94 Kč/rok za „black start“, které vychází z mých výpočtů. Jedná se tedy o částku, kterou by bylo možno bez problémů účtovat.

[23] V současné době se tato cena pohybuje kolem 30 miliard (nárůst díky vícepracím)
[24] Výroční zpráva 2012 skupiny PRE; str. 4 „Ostatní ukazatele“, „Počet odběrných míst k 31. 12. 2012 celkem“
[25] Podle cenového rozhodnutí ERÚ č. 5/2011

Závěr

Cílem této práce bylo vyhodnotit dosavadní zkušenosti s blackouty (dlouhodobými nedodávkami elektrické energie) a jaká opatření společnost prozatím přijala. Toto bylo popsáno v kapitole 1 Současné zkušenosti s blackoutem. Jednak tedy obecné podmínky, které vedou k rozvoji stavu nebezpečí, který může končit až blackoutem a jednak rozebrání několika příkladů skutečných výpadků elektrické energie, které lidstvo již v historii zažilo. Velice dobrým příkladem je událost popsaná v kapitole 1.2.4 Itálie, USA 2003. Blackout, který postihl Itálii, zasáhl takřka 58 milionů lidí, tedy všichni obyvatelé Itálie byli touto havárií dotčeni. K havárii došlo vlivem špatného počasí, které zapříčinilo pád stromu na přeshraniční vedení Švýcarsko-Itálie, to mělo za následek přetížení dalších přeshraničních vedení a k odpojení Itálie od zdrojů elektrické energie. Na tomto příkladu lze demonstrovat, jak zranitelný je systém zásobování jedné z nejdůležitějších forem energie, kterou lidstvo využívá. Z pohledu dalšího zaměření práce je také velice důležitá událost popsaná v kapitole 1.2.3 Aucklandská energetická krize 1998. Město Auckland se nachází na Novém Zélandu, velikostí, počtem obyvatel a typem infrastruktury je srovnatelné s městem Prahou. Ve městě Auckland byl nejdéle trvající blackout, s jakým se člověk musel kdy potýkat. Trval dlouhých pět týdnů. Výsledkem bylo, že stovky drobných podnikatelů a živnostníků muselo vyhlásit bankrot, případně osobní bankrot, protože měli znemožněno podnikání. Velké společnosti, které ve městě sídlily, se po této krizi rozhodly změnit umístění svých sídel. To vedlo ke ztrátě několikaset pracovních míst během velice krátké doby, ale také ke snížení příjmů města, které pramení z výběru daní. Celkově tento dlouhotrvající blackout neznamenal pro město pouze náklady, které bylo třeba vynaložit na odstranění havárie, ale také ušlý zisk právě z nevybraných daní. Jenom doplním, že v případě rozpočtu Prahy tvoří daňové příjmy 38 321 000 tis. Kč z celkového příjmu 39 380 226 tis. Kč. Ztráta daňových příjmů tedy znamená ztrátu jediných příjmů města. Ze současných zkušeností tedy mohu učinit závěr, že v případě déle trvajícího blackout by město Praha zaznamenalo poměrně značné ztráty, a to nejen finanční, ale také nesmíme zapomenout na ztráty na lidských životech. Dopad jednodenního blackoutu na úmrtnost je velice dobře zachycena na Graf 2 - Úmrtnost ve městě New Yorku, léto 2003, kdy jenom během jediného dne blackoutu stoupla úmrtnost téměř dvojnásobně.

Česká Republika se otázkou blackoutů zabývá minimálně na politické úrovni, nicméně některá města již podnikla náležité kroky, kterými zabezpečila své obyvatele před rozsáhlou nedodávkou elektrické energie. Mezi tato města patří například České Budějovice nebo Plzeň. Praha v současné době připravuje aktualizovanou územní energetickou koncepci, která se touto problematikou zabývá. Výsledkem této aktualizace by mělo být to, že město podpoří výstavbu až tří menších zdrojů v okolí Prahy.

K vhodnému umístění zdroje je důležité dopředu určit možnosti vyvedení výkonu a objekty, které potřebují zajistit napájení (tzv. kritická infrastruktura) a které jsou nezbytné pro chod města a ochranu jeho obyvatel před újmou na zdraví. Jako lokalita určená k výstavbě zdroje byl vybrán areál výtopny Třeboradice, kde po rekonstrukci rozvodny vznikne dostatečný prostor pro výstavbu plynové elektrárny o výkonu kolem 50 MW. Lokalita je vhodná zejména díky přivedenému tlakovému plynovodu prakticky na patu areálu. Další výhodou je také to, že do rozvodny Třeboradice je dovedeno vedení z EMĚ (tzv. těžká stovka), v případě potřeby by tedy zdroj byl schopen podat napětí EMĚ. Vyvedení výkonu z areálu je prakticky možné až do rozvodny Pražačka, po cestě by byly připojeny vývody na kritickou infrastrukturu. Mezi objekty, které by tedy Energetický zdroj Třeboradice mohl napájet, patří například Ústřední telekomunikační budova, Teplárna Malešice, nemocnice Bulovka a Vinohrady nebo například TV vysílač. Práce tedy jednoznačně prokázala, že z lokality Třeboradice by bylo možno podpořit jak vznik ostrovu Praha na hladině 110 kV, tak i samostatně napájet vybranou kritickou infrastrukturu, jak bylo popsáno v kapitole 2.2.1 Distribuční možnosti elektrárny Třeboradice.

V kapitole 4.2 Ekonomická analýza bylo prokázáno, že za současných podmínek, které byly v době vytvoření této práce známé a k dispozici, a v případě soukromého investora není možné doporučit realizaci projektu. V případě, že investorem by bylo město Praha, lze doporučit na základě obsahu kapitoly 4.3 Doporučení, výstavbu zdroje s označením VARIANTA II pro jeho nejlepší hodnocení pomocí NPV (222 352 tis. Kč), IRR (6,74 %) a doby splacení (20 let), nicméně v případě, že investorem by bylo přímo město a zdroj by měl plnit hlavně funkci zálohy a ochrany před blackoutem, je možnost využít jiné palivo než zemní plyn velice přínosná. Touto výhodou disponuje projekt VARIANTA III. Tím, že i tomuto projektu vyšlo hodnocení pozitivně (NPV=160 367 tis. Kč, IRR=6,5 % a PP=20 let), bylo by na zvážení investora, zda si cení možnosti dual fuel minimálně tak, aby byl dorovnán rozdíl ekonomických efektivností projektů.

V případě, že by byla možnost přispívat na provoz zdroje, byl by pro soukromého investora nejlepší projekt VARIANTA II (nejnižší nutné příspěvky v průběhu provozu zdroje). V případě tohoto zdroje se pohybuje roční příspěvek v 1. roce provozu zdroje na hodnotě 1 336 tis. Kč/rok, což za celou dobu provozu představuje 77 744 tis. Kč. Pokud by tuto částku nemohlo hradit město Praha, bylo by možné přenést tuto zátěž na odběratele elektrické energie na území Prahy. Tedy na všechny připojené odběry do sítě PREdistribuce, a. s. Takové řešení by znamenalo roční zátěž koncových odběratelů ve výši 1,94 Kč/rok.

Obrázek 15 - Západ slunce nad výtopnou Třeboradice; 2014 Štěpán Kohout ©

Zdroje

[1] P.-E. L. J.-C. M. Pierre Henneaux, „Reliability Enginneering and System Safety," *Elsevier,* sv. 102, pp. 41-52, 14. September 2012.

[2] J. e. a. C. P. Almon, „Report to the president by the Federal Power Commission on the power failure in the Northeastern United State and the province of Ontario on November 9-10, 1965," Washington D.C., 16. 11. 1965.

[3] N. M. Clapp, „New York city blackout July 13, 1977," New York, 1978.

[4] Ing. J. Hrstková, „Energetická bezpečnost hl.m. Prahy," Praha, 2013.

[5] neznámý, „U.S.-Canada Power System Outage Task Force. Final report on the August 14, 2003, blackout in the United States and Canada: causes and recommendations.," 2004.

[6] Beneš, Ing. Ivan., „RIZIKA BLACKOUTŮ – VLIV NA OBYVATELSTVO A FUNGOVÁNÍ," Praha.

[7] MD. Shao Lin PhD., a kolektiv,„Health Impact in New York City During the Northeastern Blackout of 2003," *Public Health Reports,* sv. 126(3), May-Jun 2011.

[8] neznámý, „https://www.entsoe.eu/," 11 2006. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/ucte/other-reports/. [Přístup získán 18 10 2013].

[9] P. Nejedlý, „Jak „Norwegian Pearl" srazila Evropu do kolen," 14 11 2007. [Online]. Available: http://nejedly.blog.idnes.cz/c/39287/Jak-Norwegian-Pearl-srazila-Evropu-do-kolen.html. [Přístup získán 19 10 2013].

[10] V. L. Erik van der Vleuten, „Transnational infrastructure vulnerability: The historical shaping of the 2006 European "Blackout"," *Energy Policy,* č. 38, 2009.

[11] V. L. Erik van der Vleuten, „Interpreting transnational infrastructure vulnerability: European blackout and the historical dynamics of transnational electricity governance," *Energy Policy,* č. 38, 2010.

[12] neznámý, KRITICKÁ INFRASTRUKTURA V OBLASTI ELEKTROENERGETIKY: ANALÝZA A ZPRACOVÁNÍ SCÉNÁŘE PRO ŘEŠENÍ DLOUHODOBÉHO VÝPADKU NAPÁJENÍ HL. M. PRAHY ELEKTŘINOU (TOTÁLNÍ NEBO ČÁSTEČNÝ BLACK-OUT), Praha: AZIN CZ s.r.o., 2009.

[13] neznámý, „Aktualizace státní energetické koncepce České republiky," Praha, listopad 2012.

[14] Ing. L. Vaňková, „Vývoj energetického hospodářství města Plzně," Plzeň, 2011.

[15] RNDr. D. Procházková, a kolektiv, Metodika pro odhad nákladů na obnovu majetku v územích postižených živelnou nebo jinou pohromou, Praha: CityPlan, spol. s r.o., 2006.

[16] Doc. Ing. Bohumil Polesný, CSc. a kolektiv, *Energetický zdroj Třeboradice I - Zdroj pro předcházení nebezpečí blackoutu v hlavním městě Praze,* Praha: EKOFIDAS spol. s r.o., 2012.

[17] Prof. Ing. Oldřich Starý, CSc.,„Finanční management - přednáška téma 6," Praha, 2013.

[18] Doc. Ing. Jaromír Vastl, CSc.,„Management a ekonomika energetických soustav - téma 11," Praha, 2013.

[19] Z. h. m. P. MHMP, „Usnesení Zastupiteslstva hlavního města Prahy k návrhu rozpočtu vlastního hlavního města Prahy na rok 2014," Praha, 2013.

[20] O. m. i. M. HLMP, „Souhrn smluvních dohod - Úsek Myslbekova - Pelc Tyrolka," Praha, 2006.

Přílohy

Výsledky VARIANTA II

celková investice do EZT	1 294 494 Kč
Investiční náklady - technologie	1 206 194 Kč
Investiční náklady - stavba	60 700 Kč
projekční a inženýrská činnost	27 600 Kč

Tabulka 29 – VARIANTA II – celková investice do projektu VARIANTA II

odpisová skupina 2 - 5 let	2 700 Kč
odpisová skupina 3 - 10 let	130 900 Kč
odpisová skupina 4 - 20 let	1 080 494 Kč
odpisová skupina 5 - 30 let	52 800 Kč
celkem	**1 266 894 Kč**

Tabulka 30 - VARIANTA II – Členění investičních nákladů do odpisových skupin (tis. Kč)

odpisová skupina	suma (tis. Kč)	doba odpisů (let)	koef. 1. rok	koef. n+1
2	2 700 Kč	5	5	6
3	130 900 Kč	10	10	11
4	1 080 494 Kč	20	20	21
5	52 800 Kč	30	30	31

Tabulka 31 - VARIANTA II – Odpisové skupiny a koeficienty pro výpočet odpisů

Investiční náklady - technologie	**1 206 194 Kč**
GE LM6000 PG	1 029 394 Kč
přivaděč plynu	3 000 Kč
kompresní stanice ZP	28 500 Kč
hospodářství bioetanolu	- Kč
potrubí T, uzavíratelné	2 000 Kč
komín	9 000 Kč
vodní hospodářství	400 Kč
trafo 11,5/0,4 kV a 22/0,4 kV	10 000 Kč
trafo 11,5//110 kV	22 000 Kč
elektrozařízení a rozvodny	48 000 Kč
měření, regulace a ŘS	32 000 Kč
nouzový dieselagregátor	18 500 Kč
kompresorová stanice vzduchu	2 200 Kč
emisní monitorovací systém	1 200 Kč

Tabulka 32 - VARIANTA II – Podrobné členění investic – tecnologie (tis. Kč)

Investiční náklady - stavba	60 700 Kč
příprava území	5 000 Kč
přípojka ZP	1 000 Kč
stanice měření ZP	1 000 Kč
základy pro turbínu	6 000 Kč
základy komínu	2 700 Kč
BA a elektrorozvodna	31 500 Kč
základy vzduchových chladičů	600 Kč
základy trafa 11,5/110 kV	3 000 Kč
kabelové kanály	3 000 Kč
horkovodní kanál	300 Kč
základy nádrží bioetanolu, ČS	- Kč
jímky	200 Kč
vodovodní přípojka	200 Kč
požární systém	400 Kč
kanalizace	1 000 Kč
osvětlení a uzemnění	1 500 Kč
vnitřní komunikace, zkrášlení okolí	3 300 Kč

Tabulka 33 - VARIANTA II – Podrobné členění investic – stavba (tis. Kč)

provozní hmoty a certifikace PS	12 000 Kč
olej turbína	1 900 Kč
nafta, bioetanol	100 Kč
připojení k ES	7 000 Kč
certifikace PS	3 000 Kč

Tabulka 34 - VARIANTA II – Náklady na provozní kapaliny a certifikace PpS v 1. roce (tis. Kč)

	jednotky	VARIANTA I *Trent 60*	VARIANTA II *LM6000 - PG*	VARIANTA III *LM6000 - PF*	
				plyn	bioetanol
svorkový výkon	kW	54000	52784	43101	43140
měrná spotřeba tepla	kJ/kWh	8300	7898	8682	8890
tepelná účinnost	%	43%	43%	42%	41%
množství spalin	kg/s	135,8	140,6	125,2	126,4
teplota spalin na výstupu	°C	465	470	453,7	451,6
množství paliva	kg/h	10081	10355	7692	14683

Tabulka 35 - VARIANTA II – vstupní údaje pro roční energetickou bilanci

dny provozu	d	355	355	355
hodiny provozu	h	200	280	360
výroba el. energie	MWh	10 557	14 780	19 002
VS	MWh	126	176	227
dodávka el. do sítě	MWh	10 431	14 603	18 775
spotřeba paliva	kg	1 820 613	2 548 858	3 277 103
	m3	2 287 236	3 202 130	4 117 025
	MWh	24 130	33 782	43 435
	GJ	86 869	121 617	156 365
rezervační max	m3/d	274 468	274 468	274 468
spotřeba plynu	MWh	24 130	33 782	43 435
spotřeba bioetanolu	t	-	-	-
účinnost	%	43,2%	43,2%	43,2%

Tabulka 36 - VARIANTA II – roční energetická bilance pro VARIANTA II

doba provozu	h	200	280	360
palivo		36 624	51 923	69 122
ZP	tis. Kč	36 457	51 690	68 822
bioetanol	tis. Kč	-	-	-
VS	tis. Kč	167	233	300
provozní hmoty				
olej	tis. Kč	380	426	547
voda	tis. Kč	4	4	4
ostatní provozní hmoty	tis. Kč	100	100	100
opravy a údržba	tis. Kč	12 062	13 509	17 369
mzdové náklady	tis. Kč	8 000	8 000	8 000
pojištění	tis. Kč	12 945	12 945	12 945
náklady celkem	tis. Kč	70 114	86 907	108 087

Tabulka 37 - VARIANTA II – roční provozní náklady

doba provozu	h/r	200	280	360
doba poskytnutí zál. výkonu	h/r	8 520	8 520	8 520
dodávka do sítě	MWh/r	10 431	14 603	18 775
výnos za záložní výkon	tis. Kč	158 751	158 751	158 751
prodej regulační energie	tis. Kč	24 512	34 317	44 122
výnos celkem	tis. Kč	183 263	193 068	202 873

Tabulka 38 - roční provozní výnosy

doba provozu	h/r	200	280	360
roční CF	tis. Kč	113 149	106 162	94 786

Tabulka 39 - VARIANTA II – roční provozní CF

rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
investice	-27600	-1266894											
provozní náklady celkem	0	-3000	-169961	-216111	-209273	-202458	-195666	-188899	-182346	-175818	-169316	-162840	-156391
palivo			-51690	-52672	-53673	-54693	-55732	-56791	-57870	-58969	-60090	-61231	-62395
VS			-233	-238	-244	-249	-254	-260	-266	-272	-278	-284	-290
olej			-426	-435	-445	-454	-464	-475	-485	-496	-507	-518	-529
voda			-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4
ostatní provozní hmoty			-100	-102	-104	-106	-108	-110	-113	-115	-117	-120	-122
opravy a údržba			-13509	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509
mzdové náklady			-8000	-8176	-8356	-8540	-8728	-8920	-9116	-9316	-9521	-9731	-9945
pojištění			-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945
certifikace		-3000											
připojení k síti			-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280
odpisy			-82775	-127750	-119714	-111678	-103642	-95606	-87759	-79912	-72065	-64218	-56371
provozní výnosy celkem	0	0	193068	195964	198904	201887	204916	207989	211109	214276	217490	220752	224064
poplatek za zálohu			158751	161132	163549	166003	168493	171020	173585	176189	178832	181514	184237
dodaná el. energie			34317	34832	35355	35885	36423	36970	37524	38087	38658	39238	39827
krytí schodku projektu			1336	1430	1530	1637	1752	1874	2005	2146	2296	2457	2629
EBT	-27600	-3000	23107	-20147	-10369	-570	9249	19090	28763	38458	48174	57912	67673
EAT	-27600	-3000	18486	-20147	-10369	-570	7399	15272	23010	30766	38539	46330	54138
CF	-27600	-1269894	102877	109313	111155	113025	113073	113032	113055	113104	113181	113285	113419
DCF	-27600	-1186816	88689	88065	83632	79418	74178	69224	64632	60354	56368	52654	49192

Tabulka 40 - VARIANTA II – Roční hospodářské výsledky I

rok	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
investice													
provozní náklady celkem	-152296	-148228	-157699	-140180	-136199	-132249	-128329	-124440	-120583	-116759	-118370	-120015	-121694
palivo	-63580	-64788	-66019	-67274	-68552	-69854	-71182	-72534	-73912	-75317	-76748	-78206	-79692
VS	-296	-303	-309	-316	-323	-330	-338	-345	-353	-360	-368	-376	-385
olej	-541	-553	-565	-577	-590	-603	-616	-630	-644	-658	-672	-687	-702
voda	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-6	-6	-6
ostatní provozní hmoty	-124	-127	-129	-132	-135	-137	-140	-143	-146	-149	-152	-155	-158
opravy a údržba	-13509	-13509	-27019	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509	-13509
mzdové náklady	-10164	-10387	-10616	-10849	-11088	-11332	-11581	-11836	-12096	-12363	-12635	-12912	-13197
pojištění	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945	-12945
certifikace													
připojení k síti	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280
odpisy	-50852	-45332	-39812	-34292	-28772	-23253	-17733	-12213	-6693	-1173	-1056	-939	-821
provozní výnosy celkem	227425	230836	234299	237813	241380	245001	248676	252406	256192	260035	263936	267895	271913
poplatek za zálohu	187001	189806	192653	195543	198476	201453	204475	207542	210655	213815	217022	220277	223581
dodaná el. energie	40424	41030	41646	42271	42905	43548	44201	44864	45537	46220	46914	47617	48332
krytí schodku projektu	2813	3010	3220	3446	3687	3945	4221	4517	4833	5171	5533	5921	6335
EBT	75129	82608	76600	97633	105181	112752	120347	127966	135609	143276	145566	147880	150219
EAT	60103	66086	61280	78107	84145	90202	96278	102373	108487	114621	116453	118304	120175
CF	114048	114708	104592	116125	116884	117680	118512	119383	120293	121246	123322	125443	127612
DCF	46158	43318	36742	38168	35835	33650	31602	29684	27885	26200	24847	23563	22345

Tabulka 41 - VARIANTA II – Roční hospodářské výsledky II

Výsledky VARIANTA III

celková investice do EZT	1 088 124 Kč
Investiční náklady - technologie	1 000 024 Kč
Investiční náklady - stavba	60 500 Kč
projekční a inženýrská činnost	27 600 Kč

Tabulka 42 - VARIANTA III – celková investice do projektu VARIANTA II

odpisová skupina 2 - 5 let	2 700 Kč
odpisová skupina 3 - 10 let	130 900 Kč
odpisová skupina 4 - 20 let	873 924 Kč
odpisová skupina 5 - 30 let	53 000 Kč
celkem	**1 060 524 Kč**

Tabulka 43 - VARIANTA III – Členění investičních nákladů do odpisových skupin (tis. Kč)

odpisová skupina	suma (tis. Kč)	doba odpisů (let)	koef. 1. rok	koef. n+1
2	2 700 Kč	5	5	6
3	130 900 Kč	10	10	11
4	873 924 Kč	20	20	21
5	53 000 Kč	30	30	31

Tabulka 44 - VARIANTA III – Odpisové skupiny a koeficienty pro výpočet odpisů

Investiční náklady - technologie	**1 000 024 Kč**
GE LM6000 PF	814 824 Kč
přivaděč plynu	3 000 Kč
kompresní stanice ZP	28 500 Kč
hospodářství bioetanolu	8 400 Kč
potrubí T, uzavíratelné	2 000 Kč
komín	9 000 Kč
vodní hospodářství	400 Kč
trafo 11,5/0,4 kV a 22/0,4 kV	10 000 Kč
trafo 11,5//110 kV	22 000 Kč
elektrozařízení a rozvodny	48 000 Kč
měření, regulace a ŘS	32 000 Kč
nouzový dieselagregátor	18 500 Kč
kompresorová stanice vzduchu	2 200 Kč
emisní monitorovací systém	1 200 Kč

Tabulka 45 - VARIANTA III – Podrobné členění investic – tecnologie (tis. Kč)

Investiční náklady - stavba	60 500 Kč
příprava území	4 600 Kč
přípojka ZP	1 000 Kč
stanice měření ZP	1 000 Kč
základy pro turbínu	5 200 Kč
základy komínu	2 500 Kč
BA a elektrorozvodna	31 500 Kč
základy vzduchových chladičů	400 Kč
základy trafa 11,5/110 kV	3 000 Kč
kabelové kanály	3 000 Kč
horkovodní kanál	300 Kč
základy nádrží bioetanolu, ČS	1 400 Kč
jímky	200 Kč
vodovodní přípojka	200 Kč
požární systém	400 Kč
kanalizace	1 000 Kč
osvětlení a uzemnění	1 500 Kč
vnitřní komunikace, zkrášlení okolí	3 300 Kč

Tabulka 46 - VARIANTA III – Podrobné členění investic – stavba (tis. Kč)

provozní hmoty a certifikace PS	12 720 Kč
olej turbína	1 900 Kč
nafta, bioetanol	820 Kč
připojení k ES	7 000 Kč
certifikace PS	3 000 Kč

Tabulka 47 - VARIANTA III – Náklady na provozní kapaliny a certifikace PpS v 1. roce (tis. Kč)

	jednotky	VARIANTA I *Trent 60*	VARIANTA II *LM6000 - PG*	VARIANTA III *LM6000 - PF*	
				plyn	bioetanol
svorkový výkon	kW	54000	52784	43101	43140
měrná spotřeba tepla	kJ/kWh	8300	7898	8682	8890
tepelná účinnost	%	43%	43%	42%	41%
množství spalin	kg/s	135,8	140,6	125,2	126,4
teplota spalin na výstupu	°C	465	470	453,7	451,6
množství paliva	kg/h	10081	10355	7692	14683

Tabulka 48 - VARIANTA III – vstupní údaje pro roční energetickou bilanci

dny provozu	d	355	355	355
hodiny provozu	h	200	280	360
výroba el. energie	MWh	8 620	12 068	15 516
VS	MWh	126	176	227
dodávka el. do sítě	MWh	8 494	11 892	15 290
spotřeba paliva	kg	1 538 400	2 153 760	2 769 120
	m3	1 932 692	2 705 769	3 478 845
	MWh	20 390	28 546	36 702
	GJ	73 404	102 765	132 127
rezervační max	m3/d	19 327	19 327	19 327
spotřeba plynu	MWh	20 186	28 260	36 335
spotřeba bioetanolu	t	27	38	49
účinnost	%	41,5%	41,5%	41,5%

Tabulka 49 - VARIANTA III – roční energetická bilance pro VARIANTA III

doba provozu	h	200	280	360
palivo		26 688	39 739	54 378
ZP	tis. Kč	25 918	38 661	52 993
bioetanol	tis. Kč	603	844	1 085
VS	tis. Kč	167	233	300
provozní hmoty				
olej	tis. Kč	380	426	547
voda	tis. Kč	4	4	4
ostatní provozní hmoty	tis. Kč	136	136	136
opravy a údržba	tis. Kč	10 000	11 200	14 400
mzdové náklady	tis. Kč	8 000	8 000	8 000
pojištění	tis. Kč	10 881	10 881	10 881
náklady celkem	tis. Kč	56 089	70 385	88 347

Tabulka 50 - VARIANTA III – roční provozní náklady

doba provozu	h/r	200	280	360
doba poskytnutí zál. výkonu	h/r	8 520	8 520	8 520
dodávka do sítě	MWh/r	8 494	11 892	15 290
výnos za záložní výkon	tis. Kč	129 629	129 629	129 629
prodej regulační energie	tis. Kč	19 961	27 946	35 930
výnos celkem	tis. Kč	149 590	157 575	165 559

Tabulka 51 - VARIANTA III – roční provozní výnosy

doba provozu	h/r	200	280	360
roční CF	tis. Kč	93 501	87 189	77 212

Tabulka 52 - VARIANTA III – roční provozní CF

rok	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
investice	-27600	-1060524											
provozní náklady celkem	0	-3000	-143118	-179748	-173708	-167687	-161685	-155702	-149929	-144176	-138444	-132733	-127044
palivo			-39505	-40257	-41023	-41803	-42598	-43408	-44234	-45075	-45933	-46807	-47697
VS			-233	-238	-244	-249	-254	-260	-266	-272	-278	-284	-290
olej			-426	-435	-445	-454	-464	-475	-485	-496	-507	-518	-529
voda			-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4
ostatní provozní hmoty			-136	-139	-141	-144	-147	-150	-153	-156	-159	-163	-166
opravy a údržba			-11200	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200
mzdové náklady			-8000	-8176	-8356	-8540	-8728	-8920	-9116	-9316	-9521	-9731	-9945
pojištění			-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881
certifikace		-3000											
připojení k síti			-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280
odpisy			-72453	-108138	-101135	-94131	-87128	-80124	-73310	-66495	-59681	-52866	-46052
provozní výnosy celkem	0	0	157575	159938	162337	164773	167244	169753	172299	174884	177507	180169	182872
poplatek za zálohu			129629	131573	133547	135550	137583	139647	141742	143868	146026	148216	150440
dodaná el. energie			27946	28365	28791	29222	29661	30106	30557	31016	31481	31953	32432
krytí schodku projektu			2156	2307	2468	2641	2826	3023	3235	3462	3704	3963	4241
EBT	-27600	-3000	14456	-19810	-11371	-2914	5559	14050	22370	30707	39063	47436	55828
EAT	-27600	-3000	11565	-19810	-11371	-2914	4447	11240	17896	24566	31250	37949	44662
CF	-27600	-1063524	86454	90915	92512	94138	94681	94668	94721	94803	94915	95058	95234
DCF	-27600	-993948	73629	72331	68694	65236	61207	57072	53246	49684	46367	43279	40402

Tabulka 53 - VARIANTA III – Roční hospodářské výsledky I

rok	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
investice													
provozní náklady celkem	-123704	-120387	-128293	-113822	-110574	-107352	-104154	-100981	-97835	-94714	-95991	-97294	-98626
palivo	-48604	-49529	-50471	-51431	-52409	-53406	-54422	-55457	-56512	-57587	-58682	-59799	-60936
VS	-296	-303	-309	-316	-323	-330	-338	-345	-353	-360	-368	-376	-385
olej	-541	-553	-565	-577	-590	-603	-616	-630	-644	-658	-672	-687	-702
voda	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-6	-6	-6
ostatní provozní hmoty	-169	-172	-176	-179	-183	-187	-190	-194	-198	-202	-206	-210	-214
opravy a údržba	-11200	-11200	-22401	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200	-11200
mzdové náklady	-10164	-10387	-10616	-10849	-11088	-11332	-11581	-11836	-12096	-12363	-12635	-12912	-13197
pojištění	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881	-10881
certifikace													
připojení k síti	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280	-280
odpisy	-41564	-37077	-32590	-28102	-23615	-19127	-14640	-10153	-5665	-1178	-1060	-942	-824
provozní výnosy celkem	185615	188399	191225	194094	197005	199960	202959	206004	209094	212230	215414	218645	221925
poplatek za zálohu	152696	154987	157311	159671	162066	164497	166965	169469	172011	174591	177210	179868	182566
dodaná el. energie	32919	33413	33914	34423	34939	35463	35995	36535	37083	37639	38204	38777	39358
krytí schodku projektu	4537	4855	5195	5558	5948	6364	6809	7286	7796	8342	8926	9551	10219
EBT	61911	68012	62932	80272	86431	92608	98806	105022	111259	117516	119423	121351	123299
EAT	49529	54410	50346	64218	69144	74087	79044	84018	89007	94013	95539	97081	98639
CF	95910	96622	88410	98158	98987	99858	100774	101737	102749	103812	105804	107854	109963
DCF	37917	35589	30161	31367	29454	27662	25982	24408	22932	21549	20436	19380	18378

Tabulka 54 - VARIANTA III – Roční hospodářské výsledky II

Srovnání citlivostních analýz

Tabulky všech citlivostních analýz, srovnávající výši příspěvku v 1. roce všech variant projektu.

	VARIANTA I	VARIANTA II	VARIANTA III
0,0%	0	0	0
1,2%	0	0	0
2,3%	0	0	0
3,5%	0	0	0
4,6%	0	0	0
5,8%	0	0	0
7,0%	3189	1336	2156
8,1%	8666	6665	6552
9,3%	13645	11508	10548
10,4%	18038	15777	14073
11,6%	21942	19570	17206
12,8%	25437	22962	20011
14,0%	28794	26219	22705

Tabulka 55 - Změna diskontní míry (tis. Kč/rok)

	VARIANTA I	VARIANTA II	VARIANTA III
0,00%	0	0	0
0,30%	0	0	0
0,60%	415	0	112
0,90%	1016	0	555
1,20%	1639	0	1014
1,50%	2287	448	1491
1,90%	3189	1336	2156
2,10%	3658	1798	2501
2,40%	4384	2513	3036
2,70%	5138	3255	3591
3,00%	5922	4028	4169
3,30%	6737	4830	4769
3,80%	8169	6240	5823

Tabulka 56 - Změna ceny zemního plynu (tis. Kč/rok)

	VARIANTA I	VARIANTA II	VARIANTA III
0,00%	12522	10436	9599
0,25%	11078	9032	8447
0,50%	9590	7587	7260
0,75%	8060	6097	6043
1,00%	6487	4560	4788
1,25%	4864	2973	3492
1,50%	3189	1336	2156
1,75%	1461	0	776
2,00%	0	0	0
2,25%	0	0	0
2,50%	0	0	0
2,75%	0	0	0
3,00%	0	0	0

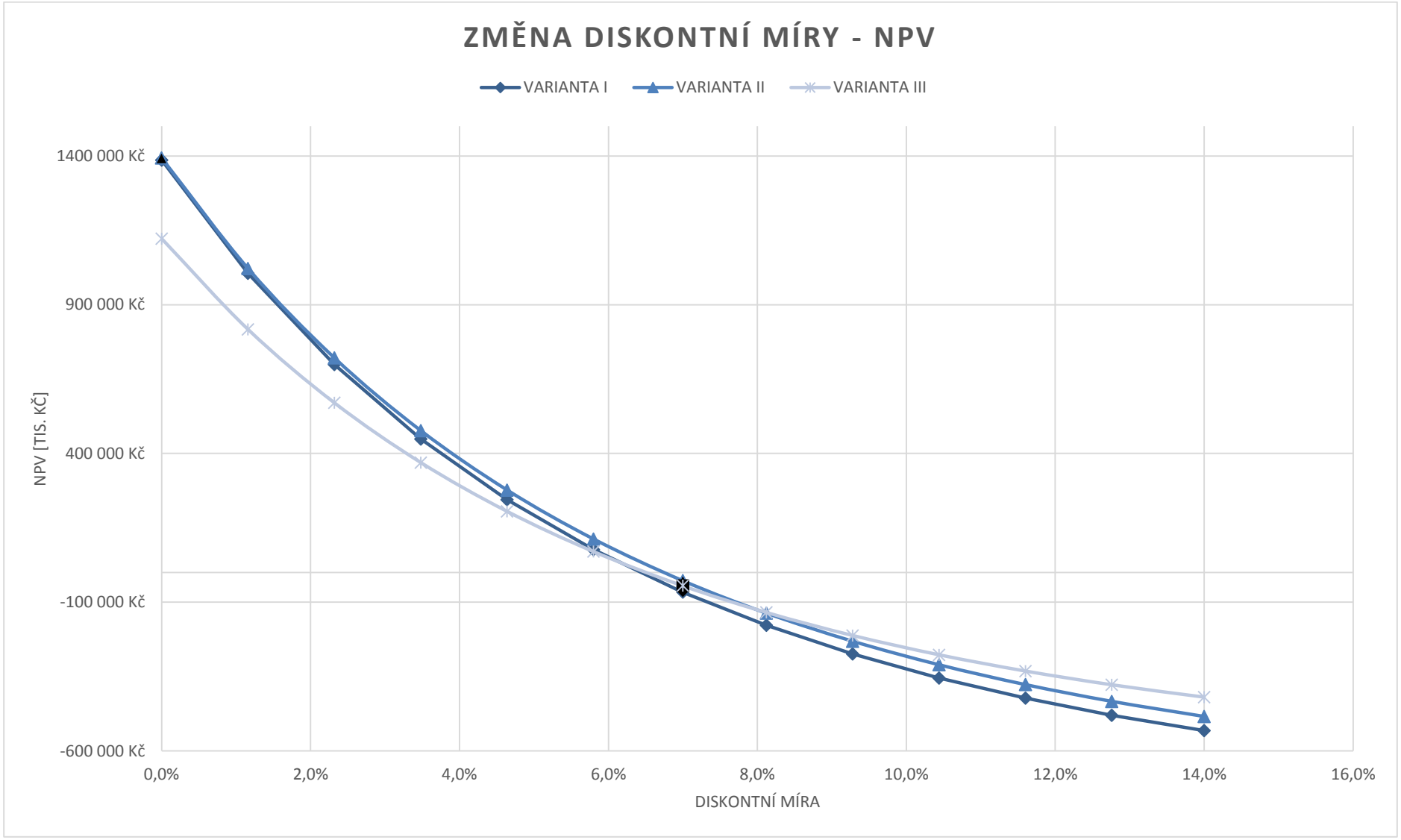
Tabulka 57 - Změna ceny za zálohu (tis. Kč/rok)

	VARIANTA I	VARIANTA II	VARIANTA III
0,00	0	0	0
46,67	0	0	0
93,33	0	0	0
140,00	0	0	0
186,66	0	0	0
233,33	261	0	0
280,00	3189	1336	2156
326,66	6468	4536	4971
373,33	10121	8096	8099
419,99	14153	12025	11574
466,66	18644	16390	15396
513,33	23538	21172	19555
560,00	28850	26363	24065

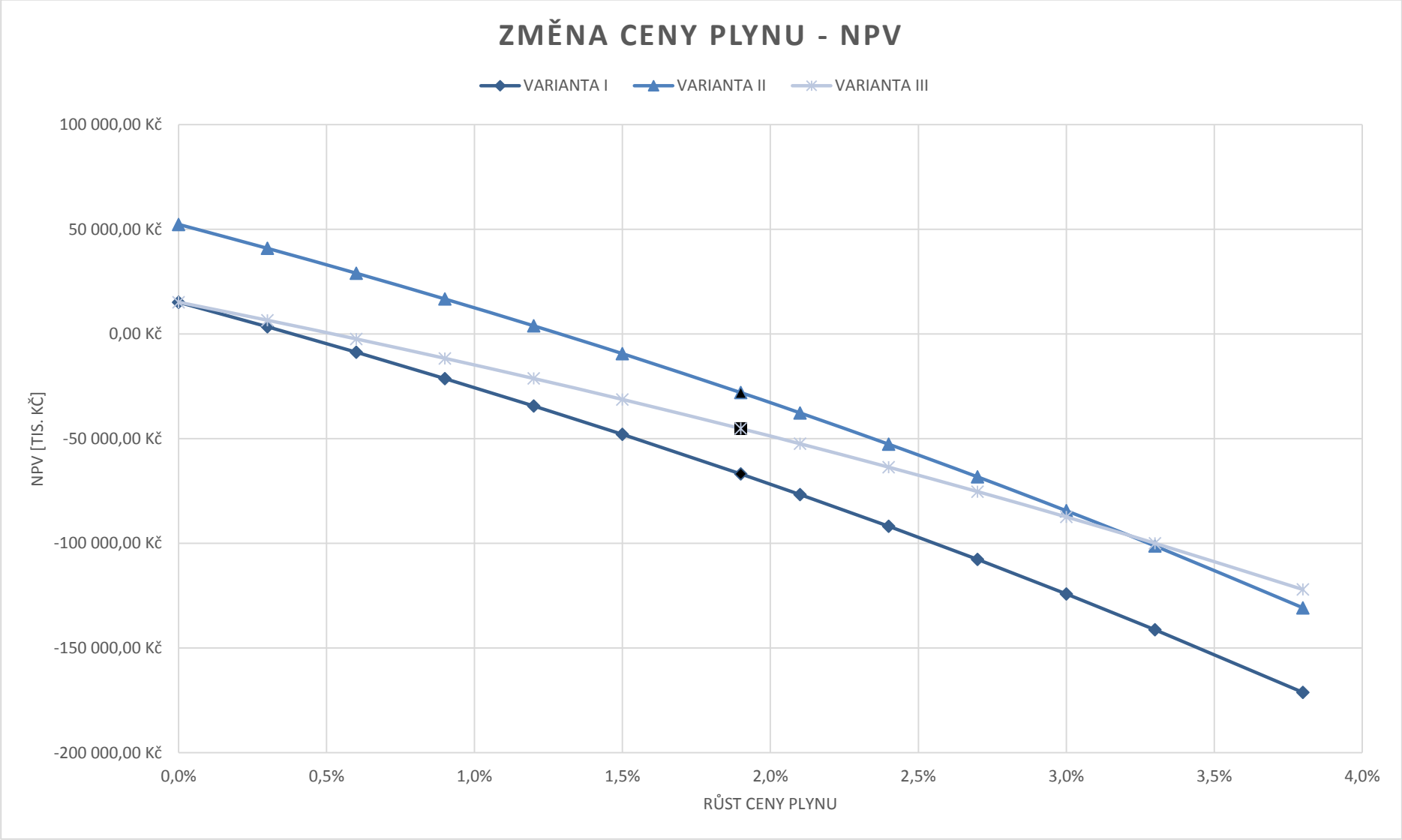
Tabulka 58 - Změna doby provozu v rámci roku (tis. Kč/rok)

	VARIANTA I	VARIANTA II	VARIANTA III
277,40	21059	18711	16412
292,00	17597	15343	13658
306,60	14163	12016	10925
321,20	10810	8759	8230
335,80	7500	5528	5591
350,40	4217	2341	2976
355,00	3189	1336	2156
356,67	2817	974	1859
358,33	2445	615	1561
360,00	2073	257	1264
361,67	1700	0	967
363,33	1328	0	672
365,00	958	0	379

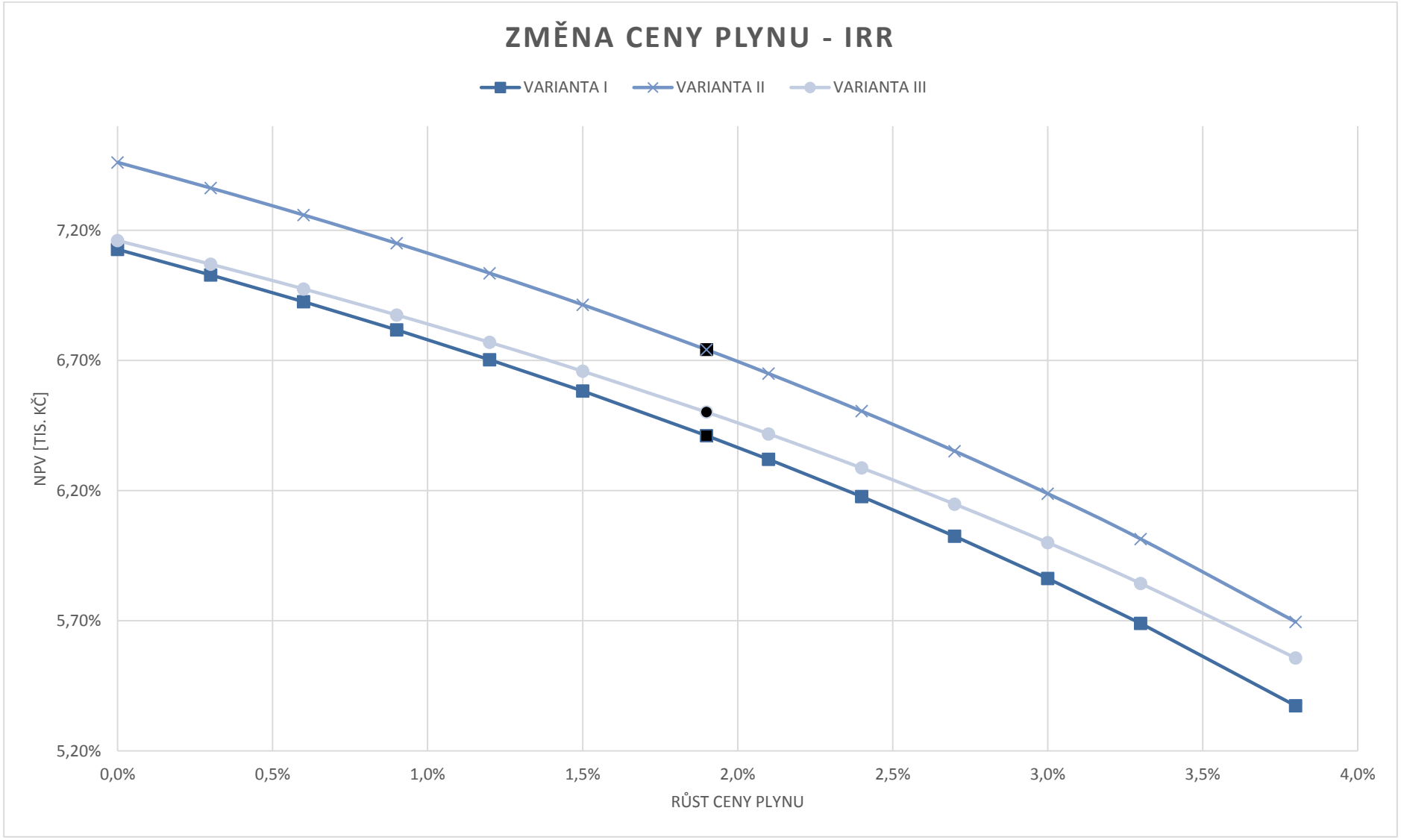
Tabulka 59 - Změna prům. doby (dny/rok) poskytnutí MZ15+ (tis. Kč/rok)



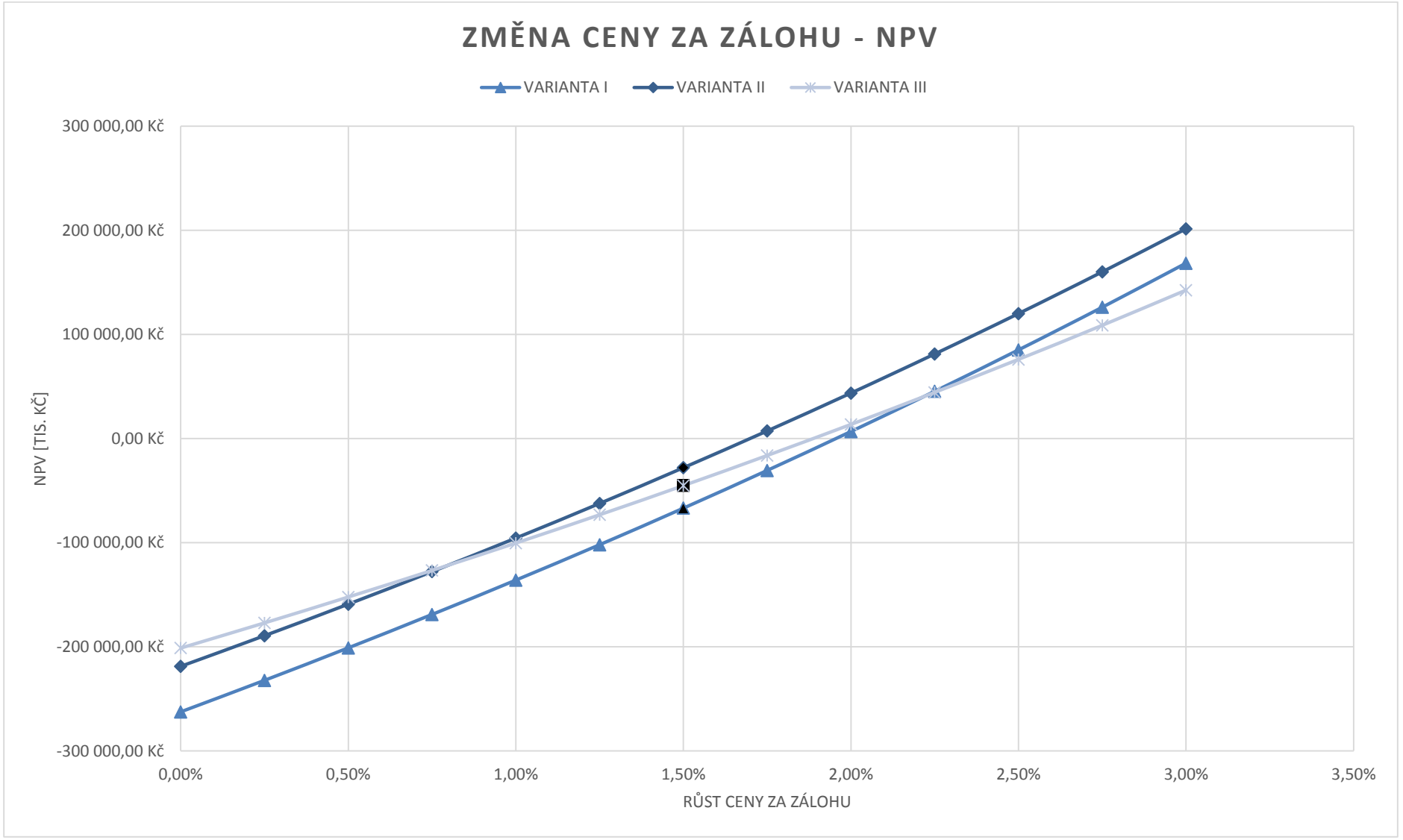
Graf 8 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny diskontní míry (NPV)



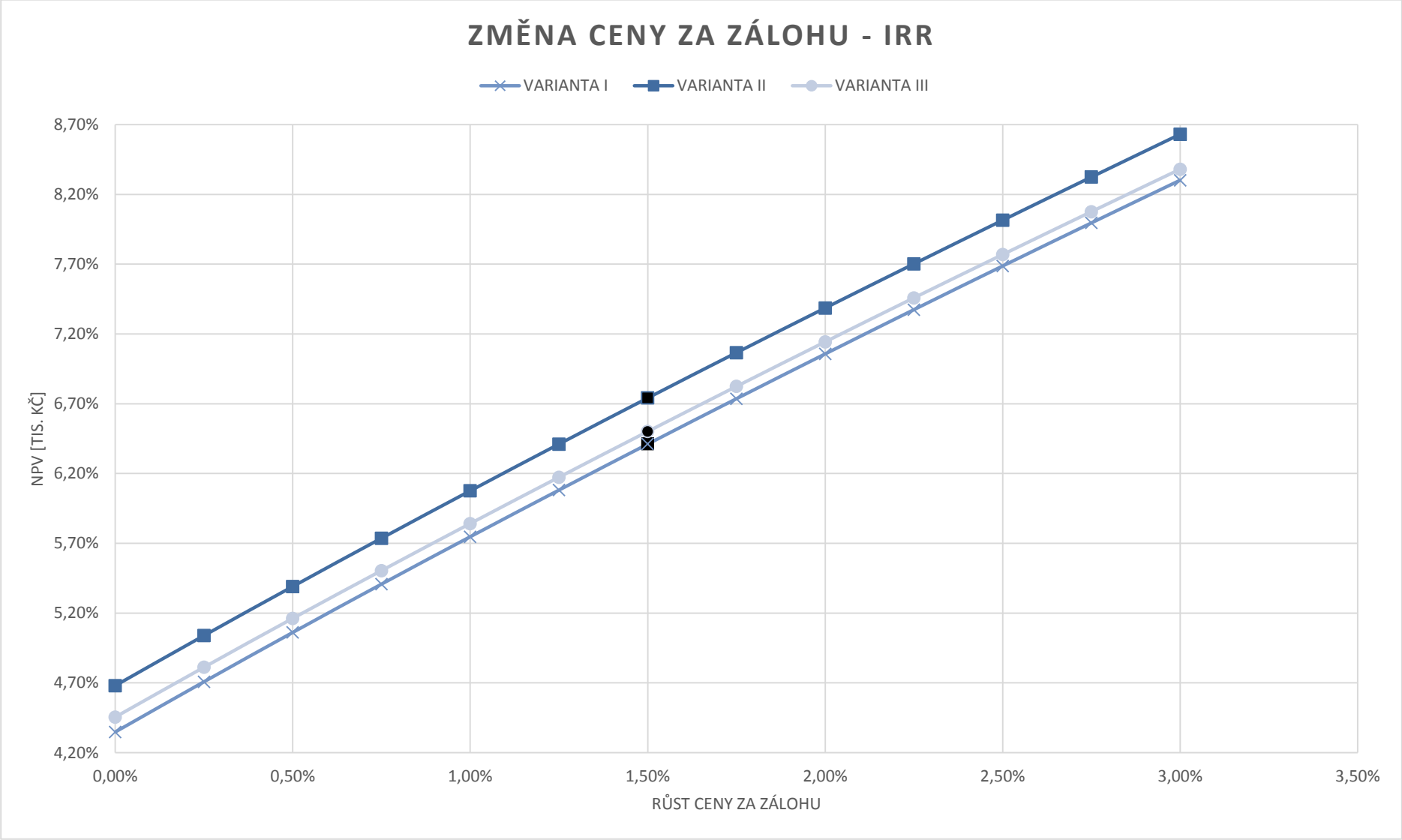
Graf 9 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny ceny zemního plynu (NPV)



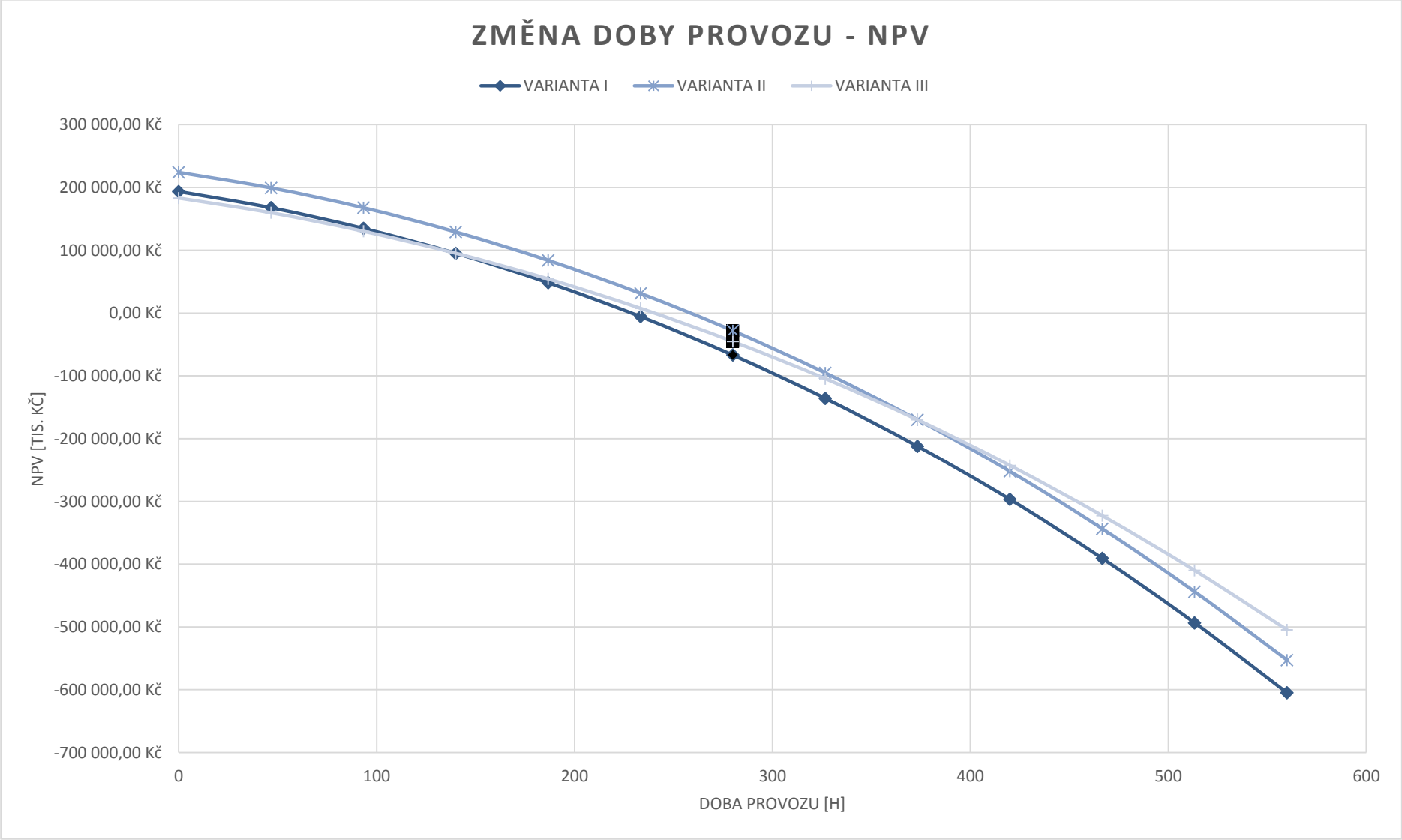
Graf 10 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny ceny zemního plynu (IRR)



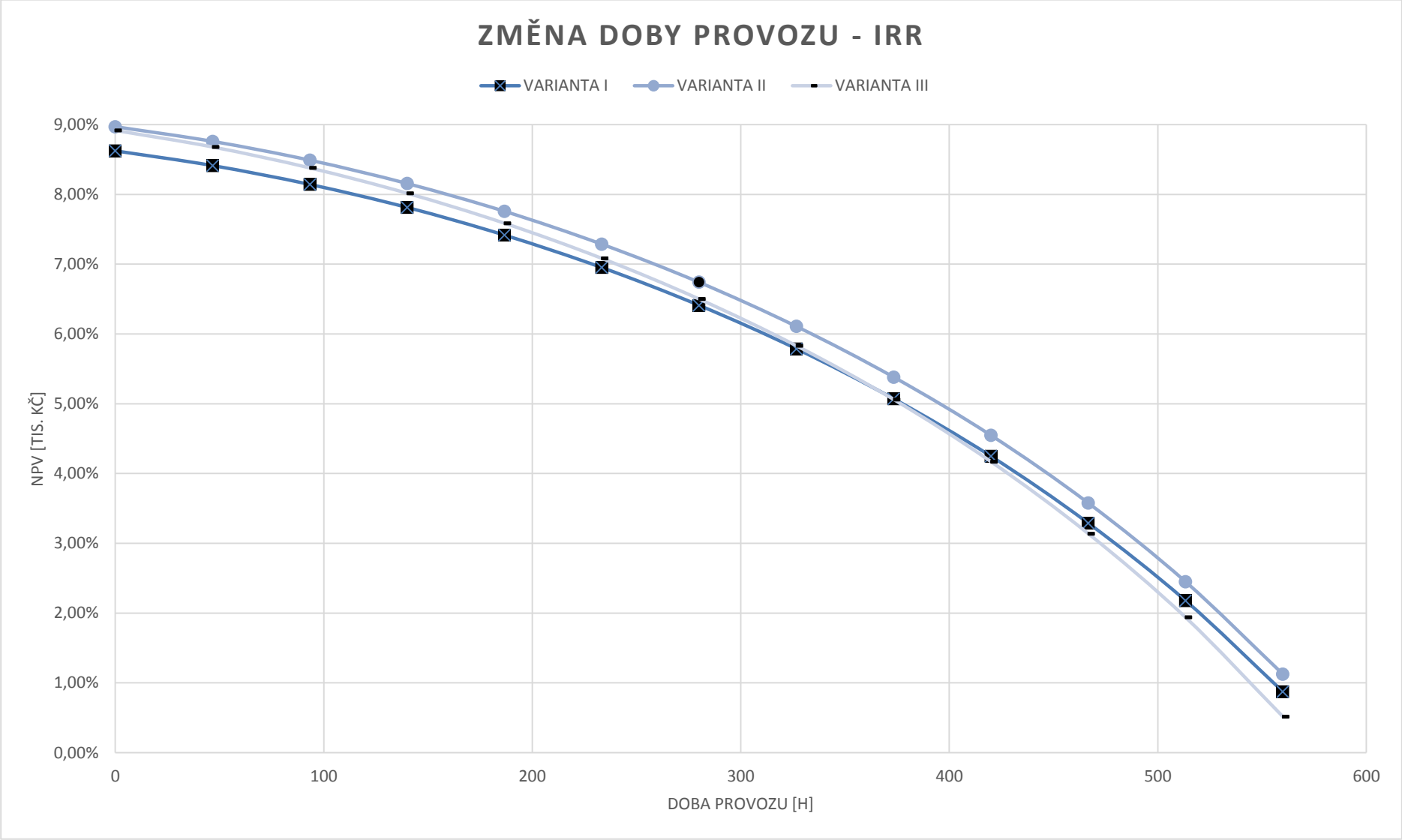
Graf 11 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny ceny za zálohu (NPV)



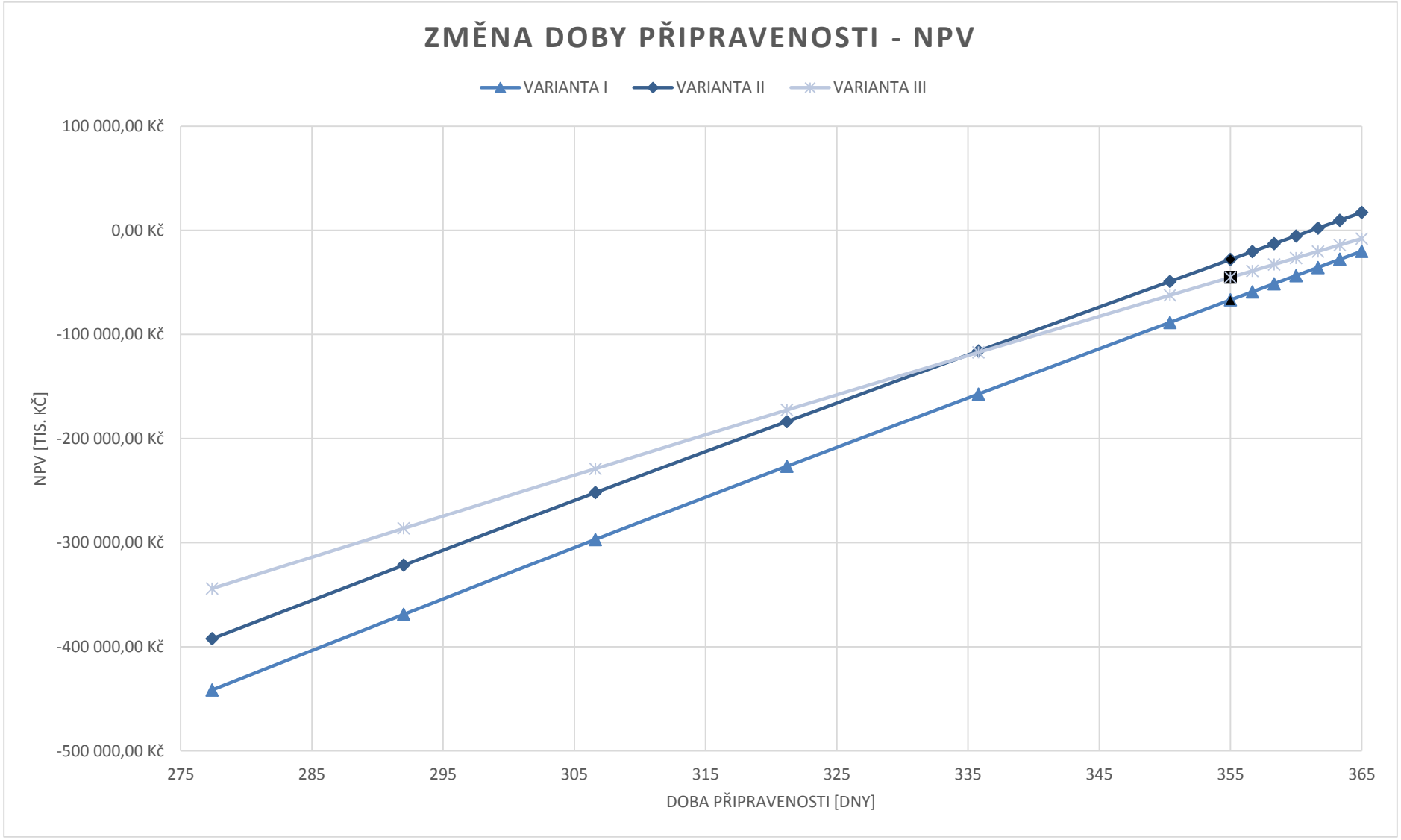
Graf 12 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny ceny za zálohu (IRR)



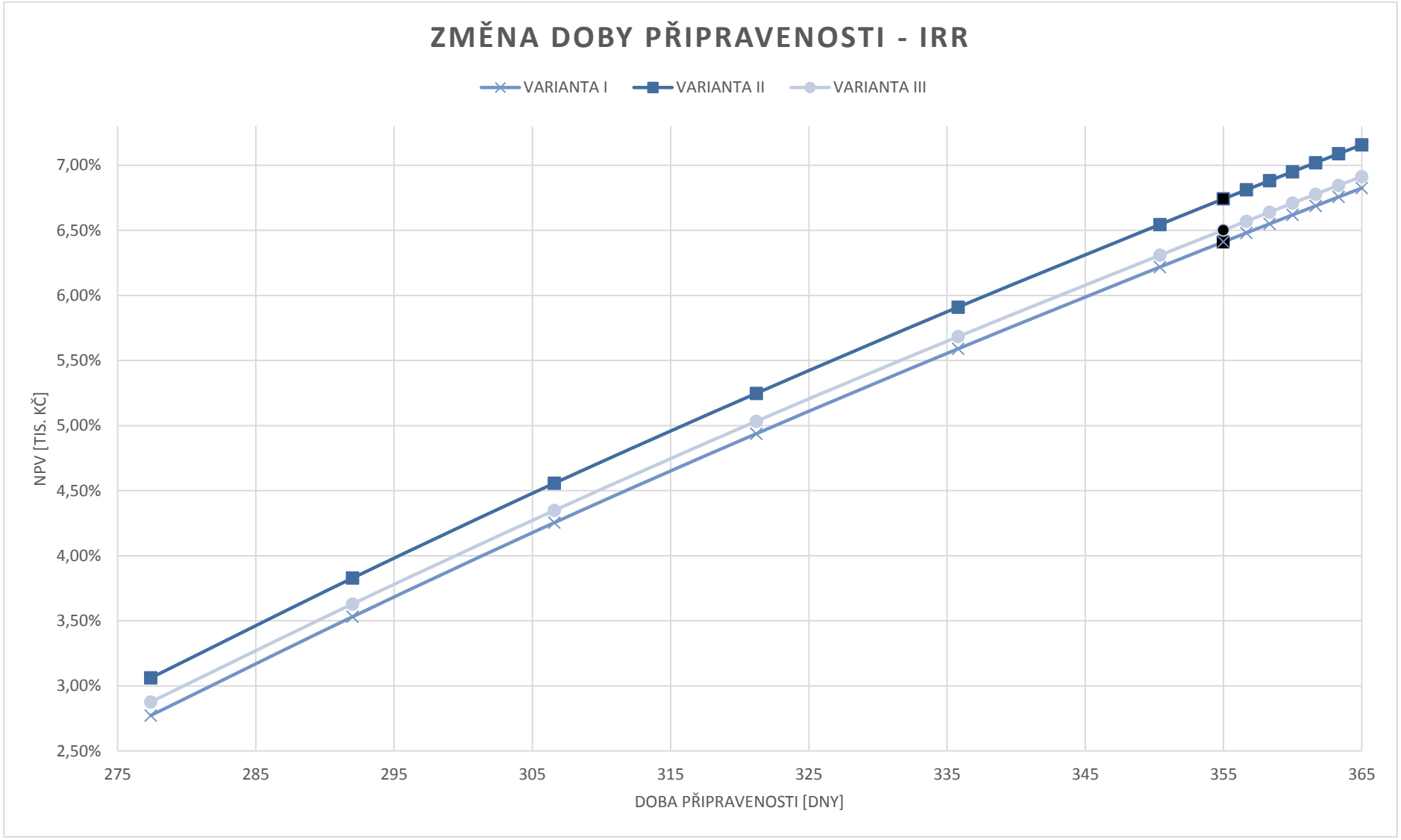
Graf 13 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny doby provozu v rámci jednoho roku (NPV)



Graf 14 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny doby provozu v rámci jednoho roku (IRR)



Graf 15 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny průměrné doby připravenosti v roce (NPV)



Graf 16 - Srovnání projektů, citlivostní analýza změny průměrné doby připravenosti v roce (IRR)

Náklady na blackout v Praze

Zde uvádím kalkulaci nákladů na blackout, která byla provedena pomocí webové aplikace www.blackout-simulator.com, která byla vyvinuta organizací Energie Institut an der Johannes Kepler Universität Linz. V aplikaci je možné nastavit region, který je blackoutem postižen, datum a čas, kdy k události došlo a délku blackoutu. Na základě zadaného scénáře aplikace spočte hodnotu nedodávky a na jejím základě určí celkové náklady na blackout. Scénář, ke kterému patří protokol, který uvádím níže, byl následující. Blackout se uskutečnil dne 5. 5. 2014 v 0:00 a trval 24 hodin. Veškeré ceny jsou vyjádřeny pomocí EUR a jsou uvedeny v tisících. Cena za nedodanou kWh byla určena na 4,60 €. Celkové náklady na takový blackout by byly, podle výpočtu aplikace, ve výši 140,57 tis. EUR, což při devizových kurzech ke dni 1. 5. 2014 představuje částku 3 859,34 tis. Kč. Jenom zmíním, že celková investice do záložního zdroje je 1 294 tis. Kč. Zdroj by měl výkon 52 MW, to znamená, že při ceně 126,3 Kč/kWh, by zdroj uspořil při 24hodinovém blackoutu náklady ve výši 156,6 tis. Kč. Protokol je uveden na dalších stránkách.

Report of the effects of the defined blackout scenarios

Blackout 1 - Selected Power Supply Interruption

Blackout 1 - Key facts

In Blackout 1, the selected power outage is analyzed. Table 1 summarizes the characteristics of this power outage.

Date of outage start	5-05-2014
Weekday	Monday
Starting time of power supply interruption	00:00
Duration of power supply interruption (in hours)	24
Regional scale of the power outage (Affected regions)	CZ01 Praha

Table 1: Power Outage Characteristics (Only major national holidays are considered in the outage cost calculation, holidays that are celebrated at the regional level are treated like normal calender days.)

Blackout 1 - Electricity not supplied

Table 2 depicts the amount of electricity not supplied to each economic sector (aggregate of entities) which results from the power interruption presented in Blackout 1.

Sector (NACE-code)	Sector description	Electricity not supplied
A	Agriculture, forestry and fishing	94.74 MWh
BDE	Mining and quarrying; electricity, gas, steam and air conditioning supply; water supply; sewerage; waste management and remediation activities	5,273.43 MWh
C	Manufacturing	5,565.09 MWh
F	Construction	435.07 MWh
GHI	Wholesale and retail trade; repair of motor vehicles and motorcycles; transporting and storage, accommodation and food service activities	4,253.48 MWh
J	Information and communication	693.76 MWh
K	Financial and insurance activities	885.30 MWh
LMN	Real estate activities; professional, scientific and technical activities; administrative and support service activities	3,552.47 MWh
OPQRS	Public administration and defense; compulsory social security; education/human health and social work activities; arts, entertainment and recreation; other services activities	5,148.84 MWh
	Households	4,666.09 MWh
	Sum	**30,568.26 MWh**

Table 2: Power Outage Characteristics

Blackout 1 - Economic damages

The damages which occur as consequence of the power outages in Blackout 1 to all of the economic sectors according to NACE classification scheme, are presented in detail in Table 3 (damages are presented in 1000 EURO (T €)).

Sector (NACE-code)	Sector description	Total loss due to power outage
A	Agriculture, forestry and fishing	790 T €
BDE	Mining and quarrying; electricity, gas, steam and air conditioning supply; water supply; sewerage; waste management and remediation activities	2,329 T €
C	Manufacturing	28,996 T €
F	Construction	3,696 T €
GHI	Wholesale and retail trade; repair of motor vehicles and motorcycles; transporting and storage, accommodation and food service activities	12,106 T €
J	Information and communication	9,817 T €
K	Financial and insurance activities	11,781 T €
LMN	Real estate activities; professional, scientific and technical activities; administrative and support service activities	32,611 T €
OPQRS	Public administration and defense; compulsory social security; education/human health and social work activities; arts, entertainment and recreation; other services activities	26,579 T €
	Households	11,866 T €
	Sum	**140,570 T €**

Table 3: Total losses to economic sectors according to NACE

The aggregate of sector damage figures (the sum of all monetary damages to households, businesses and institutions as a consequence of an outage as defined in Table 1 in 1000 EURO) amounts to 140,570 T € .
The value of lost load (VOLL) of this power outage scenario amounts to 4.60 €/kwh not supplied.

Quick Guide to Blackout-simulator.com

Remarks on the evaluated entities

Throughout this assessment of potential damages due to power outages, a distinction between households and non-households is applied. While households can be considered as a homogeneous group, non-households are much more heterogeneous, thus requiring further disaggregation based on the economic industry using the classification scheme NACE. This is done according to Table 2.

Remarks on the data base of blackout-simulator.com

Blackout-simulator.com takes into account the best available data on value added processes, electricity consumption, electricity dependencies, etc. which are available in all of the 27 EU member states. Higher resolution data may partially be available for some nations. However at the EU-level no other source of data which ensures perfect homogeneity and comparability is available.