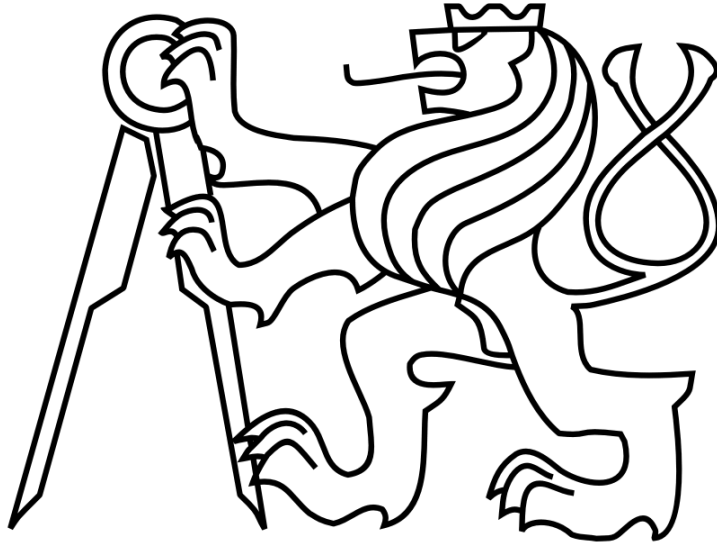


České vysoké učení technické v Praze

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd



Diplomová práce

**Rekonstrukce elektrické části podzemního zásobníku plynu Dolní
Dunajovice**

Bc. Barbora Řehořová

Vedoucí práce: Doc. Ing. Jaromír Vastl, CSc.

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Obor: Ekonomika a řízení energetiky

26. 5. 2016

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Řehořová Barbora

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Obor: Ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Rekonstrukce elektrické části podzemního zásobníku plynu Dolní Dunajovice

Pokyny pro vypracování:

- popis stávajícího stavu zásobování PZP elektřinou ze soustavy 110 kV
- energetická bilance jednotlivých způsobů řešení
- technický návrh elektrické sítě s využitím soustavy 22 kV
- ekonomické vyhodnocení navrhovaného řešení

Seznam odborné literatury:

Petrov, G.N.: Elektrické stroje, Academia Praha, 1988
Bureš, Václavek, Ština: Navrhování venkovních vedení vn a nn, Praha: SNTL, 1989

Vedoucí diplomové práce: Doc.Ing. Jaromír Vastl, CSc. – ČVUT FEL, K 13116

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2016/2017

L.S.

Prof.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof.Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 11.2.2016

Poděkování

Ráda bych touto cestou poděkovala Doc. Ing. Jaromíru Vastlovi, CSc. za jeho ochotu a čas strávený při konzultacích a metodické vedení mé práce. Dále pak Ing. Pavlu Šilingerovi za téma ke zpracování, poskytnutá data, odborné konzultace a ochotnou spolupráci, Ing. Jiřímu Zárybnickému za cenné připomínky a odborné rady. V neposlední řadě bych také ráda poděkovala svým rodičům za morální a materiální podporu během celé doby studia.

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracovala samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací a že jsem uvedla všechny použité informační zdroje.

V Praze dne 26. 5. 2016

.....

Abstract

The diploma thesis focuses on the underground gas storage facility in Dolní Dunajovice, specifically the technical design and economic evaluation of its electrical power supply's modification. The reason behind the modification is to decrease the amounts of purchased electricity by reducing energy losses caused by the no-load transformer losses. The diploma thesis includes information on the currently used power supply and the problem at hand is explained in detail, concluding with designs of specific solutions and their economic evaluation.

Key words

Underground gas storage, transformer, transformer losses, load diagram, structure of electricity price, economic evaluation of investments, decision criteria, net present value

Abstrakt

Tato diplomová práce se zaměřuje na technický návrh a ekonomické vyhodnocení úpravy elektrického napájení podzemního zásobníku plynu Dolní Dunajovice. Důvodem úpravy je možná úspora na množství nakupované elektřiny pomocí snížení ztracené energie. Zdrojem ztrát jsou ztráty transformátoru naprázdno. V práci jsou shromážděny informace o dosavadním systému napájení zásobníku a detailně vysvětlen problém. Následuje návrh jednotlivých variant řešení, které jsou ekonomicky vyhodnoceny.

Klíčová slova

Podzemní zásobník plynu, transformátor, ztráty transformátoru, diagram zatížení, skladba ceny elektřiny, ekonomické hodnocení investic, rozhodovací kritérium, čistá současná hodnota

Obsah

1. Úvod	7
2. Plynárenská soustava a podzemní zásobník plynu	8
2.1. Popis plynárenské soustavy v ČR	8
2.2. Podzemní zásobník plynu	12
2.3. Specifikace problému	14
3. Teoretický úvod k technologii transformátorů	16
3.1. Technologie transformátorů a ztráty	16
3.2. Popis stávajícího stavu zásobování PZP elektřinou ze soustavy 110kV	19
3.3. Popis stávajícího transformátoru	23
4. Energetické bilance jednotlivých způsobů řešení	24
4.1. Možnosti a způsoby řešení stávajícího problému	24
4.2. Energetická bilance	28
4.2.1. Ztráty transformátorů 10 MVA	28
5. Technický návrh elektrické sítě s využitím soustavy 22 kV	30
5.1. Vyjednávání s distributorem (E.ON) o možných legislativních překážkách	30
5.2. Technický návrh jednotlivých variant.....	31
6. Ekonomické vyhodnocení navrhovaného řešení	35
6.1. Ekonomická hodnocení navrhovaných řešení.....	35
6.1.1. Rozhodovací kritérium	35
6.1.2. Vstupní údaje	36
6.1.3. Výpočet.....	44
6.2. Výběr optimální varianty.....	46
6.3. Citlivostní analýza.....	48
7. Závěr.....	56
Použitá literatura.....	58
Seznam obrázků	60
Seznam grafů.....	60
Seznam tabulek	61
Přílohy na CD	62

1. Úvod

Tato práce vznikla za účelem technického návrhu úpravy elektrického napájení podzemního zásobníku plynu a jeho ekonomického vyhodnocení. Podzemní zásobník leží v Dolních Dunajovicích, vlastníkem je společnost RWE Gas Storage, s.r.o. Zadavatel práce, zaměstnanec RWE Gas Storage, s.r.o. pan Ing. Šilinger, přišel s myšlenkou, zda by se dalo ušetřit množství nakupované elektřiny díky úpravě schématu napájení a instalování nového transformátoru.

Cílem této práce je zjištění technických variant napájení zásobníku elektrickou energií a ekonomické vyhodnocení jednotlivých variant. V práci bude nejdříve popsán stávající stav zásobování podzemního zásobníku elektřinou ze soustavy 110 kV a specifikován problém aktuální situace.

Podzemní zásobník plynu je soustava zařízení, která dokáže vtlačit plyn po zem, uložit do zásobníku a poté těžít plyn zpět do plynárenské soustavy. Zásobník využívá skladovatelnosti plynu, což je oproti neskladovatelné elektřině výhoda. Jeho celková roční spotřeba elektřiny je v průměru 20,2 GWh a nejvyšší potřebné výkony dosahují 14 MW. Energeticky nejnáročnější proces zásobníku je vtláčení plynu pod zem, které probíhá přibližně 6 měsíců v roce, ale spotřebuje se při něm přes 90 % celkové elektrické energie. Tato práce si klade za cíl navrhnout a zhodnotit jiné varianty napájení právě z důvodu nerovnoměrného zatížení napájecích transformátorů v průběhu roku.

Detailní výpočty, nabídky od dodavatelů, naměřené hodnoty a jiná dokumentace se nachází na přiloženém CD.

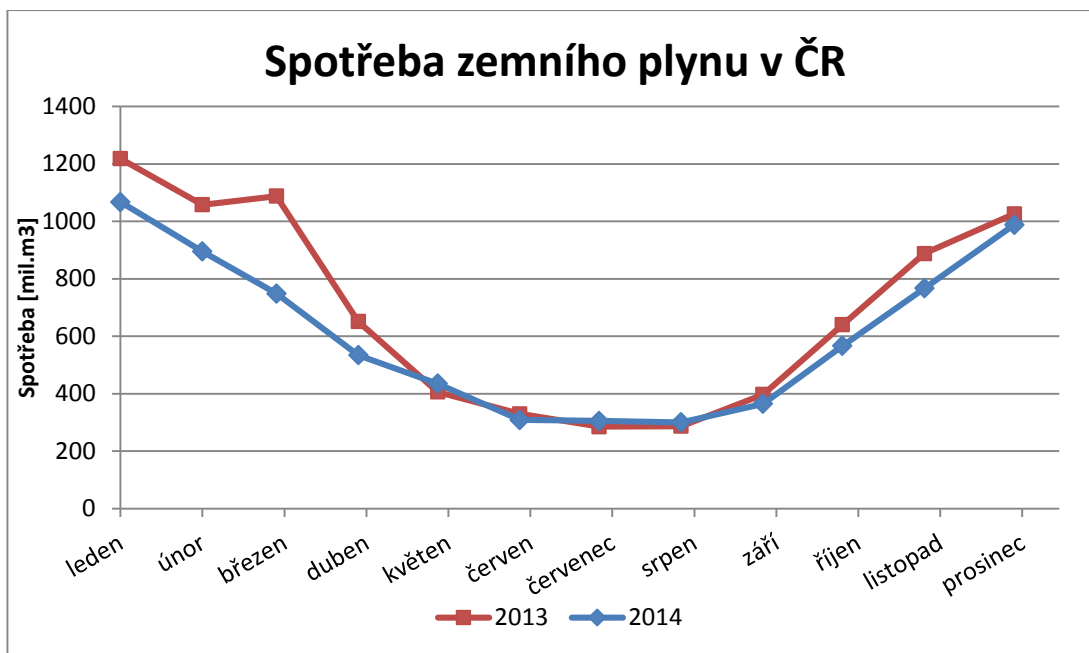
2. Plynárenská soustava a podzemní zásobník plynu

2.1. Popis plynárenské soustavy v ČR

V roce 2014 bylo v České republice spotřebováno 7 280,4 mil. m³ zemního plynu, což odpovídá 77 409 GWh. Z ložisek na jižní Moravě je ročně vytěženo jen necelých 170 mil. m³, většina spotřebovaného plynu je dovážena ze zahraničí. Saldo bilance toku plynu do/z ČR bylo v roce 2014 7 249 mil. m³. Konkrétně jde o plyn vytěžený v Rusku (75 %) a Norsku (25%). V Tabulce 1 můžeme vidět vývoj spotřeby zemního plynu v průběhu roku 2014. Trend spotřeby plynu za posledních 10 let je klesající. V roce 2013 bylo spotřebováno o 1 000 mil. m³ méně. Nízká spotřeba v roce 2014 je ale dána také velmi mírnou zimou. Pro představu, v roce 2005 byla spotřeba 9 562 mil. m³. [11]

Spotřeba plynu v ČR, 2014 [mil. m ³]	
leden	1067,2
únor	895,1
březen	748,5
duben	534
květen	434,9
červen	308,9
červenec	305,5
srpen	300,1
září	364,8
říjen	566,6
listopad	767
prosinec	987,9

Tabulka 1 Vývoj spotřeby plynu v ČR v 2014 [11]



Graf 1 Vývoj spotřeby plynu v ČR [11]

Přepavní soustava

Tranzitní dopravu plynu zajišťuje společnost NET4GAS. Na obrázku je vidět mapa přepravní soustavy a hraniční stanice se sousedními zeměmi. Na území ČR se nachází 3 (Lanžhot, Hora sv. Kateřiny a Branov), ostatní se nachází na území Německa (Waidhaus, Olbernhau), Polska (Cieszyn) a Slovenska (Mokrý Háj). Největším vstupním bodem do české soustavy je HPS Lanžhot, kterým je do ČR přiveden plyn z Ruska. Přes hraniční předávací stanici Hora Sv. Kateřiny vstupuje do ČR norský plyn. Z přepravní soustavy je zemní plyn dále předáván přes 95 předávacích stanic do distribučních soustav, zařízení přímo připojených zákazníků a do zásobníků plynu. Požadovaný tlak plynu je zajištěn na 4 kompresních stanicích s celkovým instalovaným výkonem 243 MW. [1]



Obrázek 1 Přepravní systém v ČR, NET4GAS [1]

Distribuční soustava

Na území ČR působí 3 hlavní provozovatelé distribučních soustav. Většinu republiky spravuje společnost RWE GasNet, s.r.o., která zajišťuje 83,5 % spotřeby plynu. V Jihočeském kraji působí E.ON Distribuce, a.s. pokrývající 3,9 % spotřeby. V Praze pak působí Pražská plynárenská Distribuce, a.s., pokrývající 11,3 % spotřebovaného plynu. Zbýlé 1,3 % zajišťují ostatní společnosti. [11]

Přeprava plynu

Pro přepravu plynu se používají dálkové tranzitní plynovody. Jejich délka na území ČR v přepravní soustavě je 3 820 km. Ke konečným zákazníkům se plyn dostane díky 61 000 km dlouhé síti plynovodů v distribuční soustavě. Plynovody se dělí do 4 skupin dle použitého tlaku při přenosu.

- 1) VVTL – velmi vysokotlaké, tlak uvnitř se pohybuje mezi 4 a 10 MPa, jejich délka je na území ČR pouze 1,3 km,
- 2) VTL – vysokotlaké s tlakem od 0,4 do 4 MPa,

- 3) STL – středotlaké s tlakem od 5 kPa do 0,4 MPa, které jsou nejrozšířenější a jejichž délka je přes 37 000 km,
- 4) NTL – nízkotlaké s tlakem do 5 kPa.

Udržování dané tlakové úrovně je důležité pro podstatu proudění plynu a je zajišťováno na kompresních stanicích. Plynovody se vyrábí z oceli či polyetylenu o vnitřním průměru 0,8 – 1,4 m. Jsou budovány především pod zemí.

Kromě plynovodů je možné plyn přepravovat i tankery. Přepravě předchází stlačení či zkapalnění plynu kvůli zmenšení jeho objemu. Zkapalnění je ovšem velmi energeticky náročný proces. Tankery se používají pro přepravu na velké vzdálenosti přes moře. Takto se do Evropy dodává plyn z Alžírsko či Austrálie. [11]

Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy

Provozovatel přepravní soustavy je dle zákona povinen každý rok zpracovat Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy. V něm přijímá opatření s cílem zajistit přiměřenou kapacitu pro zajištění bezpečnosti dodávek plynu. Uvádí investiční projekty a plány soustavy, které je nutno realizovat. Desetiletý plán je předkládán ERÚ a MPO. V plánu rozvoje na roky 2016 – 2025 je např. projekt Reverse flow s cílem posílit přepravní kapacitu ve směru ze západu na východ, který vznikl kvůli nestabilní geopolitické situaci na Ukrajině. Plán také upravuje napojení nových uskladňovacích kapacit. V minulosti byl například vystavěn plynovod, který vyvádí zvýšený těžební výkon z podzemního zásobníku plynu Tvrdonice do přepravní soustavy.

Desetiletý plán upravuje i bezpečnost dodávek plynu. Ta se řídí pravidlem N-1. Je popsána vzorcem, který vyjadřuje schopnost technické kapacity plynárenské infrastruktury uspokojit spotřebu plynu v případě narušení největší plynárenské infrastruktury v období jednoho dne s mimořádně silným odběrem. N-1 by se mělo rovnat minimálně 100 %. [1]

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m - I_m}{D_{max}} * 100, \quad (2.1)$$

D_{max} = nejvyšší denní spotřeba při mimořádně silném odběru s pravděpodobností jednou za 20 let,

EP_m = součet vstupních technických kapacit hraničních přechodů,

P_m = maximální těžba plynu z vlastních zdrojů,

S_m = maximální přepravitelný objem ze zásobníků,

I_m = vstupní technická kapacita největší plynárenské infrastruktury (v ČR HPS Lanžhot).

Všechny parametry jsou v mil. m^3 /den.

Hodnota České republiky v následujících 10 letech je více než 350 %, bezpečnost dodávek je tedy zajištěna. [1]

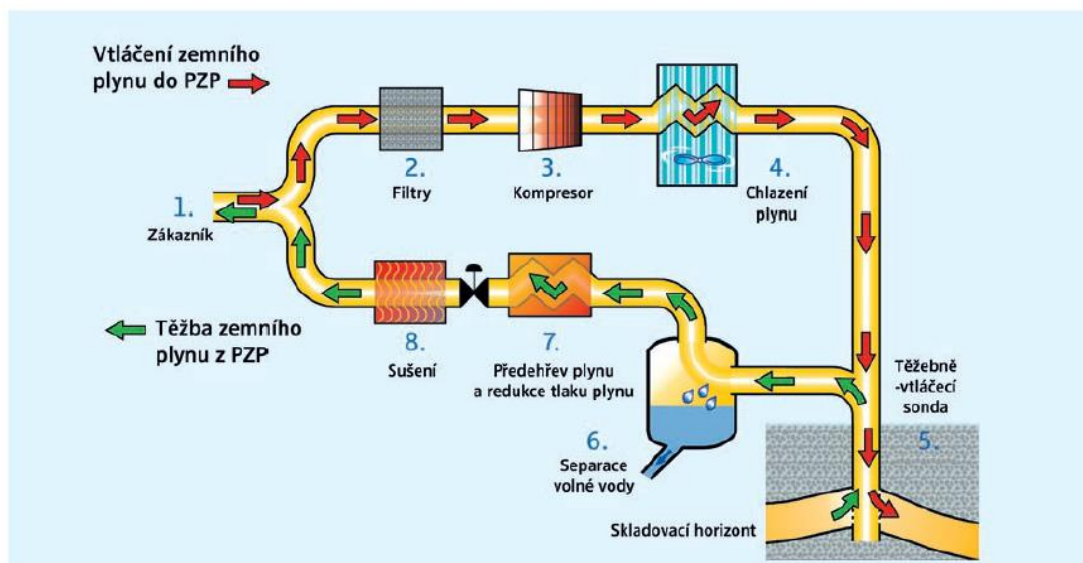
2.2. Podzemní zásobník plynu

O skladování zemního plynu

Ke skladování plynu dochází z několika důvodů, především protože plyn vůbec skladovatelný je, což je ve srovnání s elektřinou, kdy v elektrizační soustavě se musí v každém okamžiku rovnat výroba a spotřeba, velká výhoda. Značným důvodem je nevyrovnaná spotřeba plynu v letním a zimním období, jak je možno si všimnout v Grafu 1, kdy spotřeba v letních měsících dosahuje téměř třetinových hodnot oproti měsícům zimním. Během letní sezony, což je období s nižší spotřebou, se plyn do zásobníků ukládá – vtlačí. V zimním období se pak plyn těží do plynárenské soustavy. Plyn je také uskladňován v době, kdy je jeho cena nižší, těžen a prodáván je při vyšších cenách. Dalšími důvodem je bezpečnost spolehlivosti dodávek a udržování rezerv v případě přerušení dodávek ze zahraničí či při neočekávaném zvýšení spotřeby. [6]

Podzemním zásobníkem plynu (PZP) se rozumí veškerá povrchová (kompresory, filtry, sušící kolony apod.) a podpovrchová zařízení (sondy, podzemní vstrojení apod.) nezbytná pro uskladnění zemního plynu. Pro skladování plynu se využívají přírodní nebo uměle vytvořené prostory v podzemních geologických strukturách. Několik podpovrchových skladovacích horizontů nebo kaveren přitom může být technologicky propojeno do jednoho společného skladovacího objektu, který je označován jako podzemní zásobník plynu.

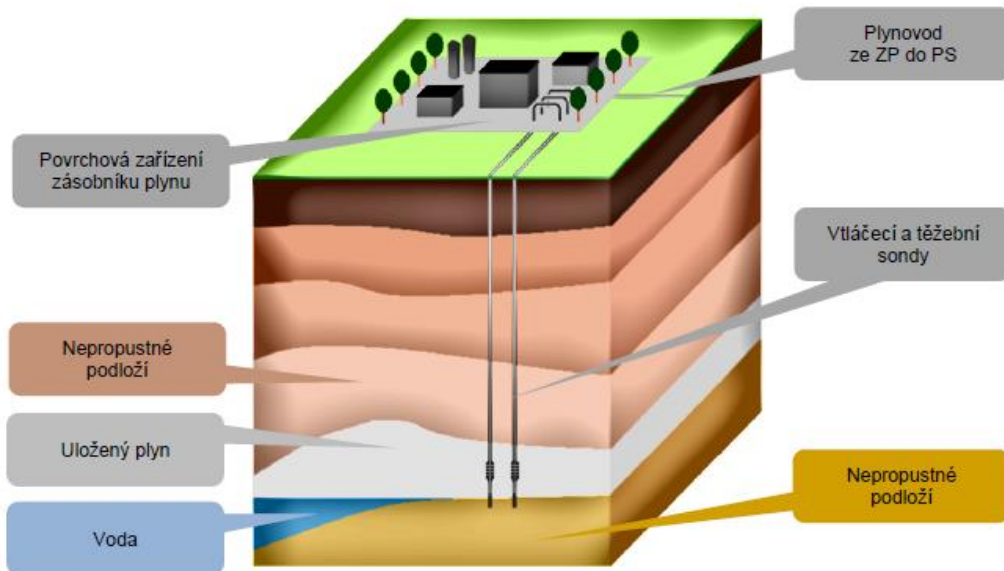
Před expedicí plynu do soustavy je třeba upravit jeho kvalitu. V separátoru dochází k odvodnění ložiskové vody, dále je plyn před snížením tlaku ohřát a sušením zbaven vodních par v plynu. Před výstupem se nachází filtry pro čištění plynu. Při vtlačení do zásobníku je třeba odfiltrovat nečistoty a stlačit pomocí kompresorů na tlak řádově jednotky MPa, poté je ochlazen a vtlačen do zásobníku. [6]



Obrázek 2 Zjednodušené schéma procesu vtláčení a těžby plynu [6]

Podzemní zásobníky plynu na území ČR

Společnost RWE Gas Storage vlastní 6 zásobníků plynu nacházejících se na území České republiky. 4 z nich jsou tzv. porézní zásobníky. Jedná se o přírodní vytěžená ložiska zemního plynu, jejichž geologická struktura je vhodná pro vybudování podzemního zásobníku. Plyn je uskladněn v malých pórech a trhlinách v pevných, ale porézních a propustných horninách, které ohraničují nepropustné vrstvy. Tyto zásobníky se nachází u obcí Tvrdonice, Štramberk a Dolní Dunajovice na Moravě a u obce Třanovice ve Slezsku. PZP Lobodice je zvláštním případem porézního zásobníku. Jde o aquifer, přirozený vodní rezervoár. Voda byla uměle vytlačena a vznikl prostor pro uskladnění plynu. Jediný uměle vytvořený zásobník v žulovém masivu, PZP Háje, se nachází na území Čech u Příbrami. Je to kavernový zásobník. Těchto 6 zásobníků dohromady tvoří tzv. virtuální zásobník plynu, jeho celková skladovací kapacita odpovídá součtu kapacit všech zásobníků a je 2 676 mil. m³. [6] Na obrázku vidíme jednoduché schéma podzemního zásobníku plynu.



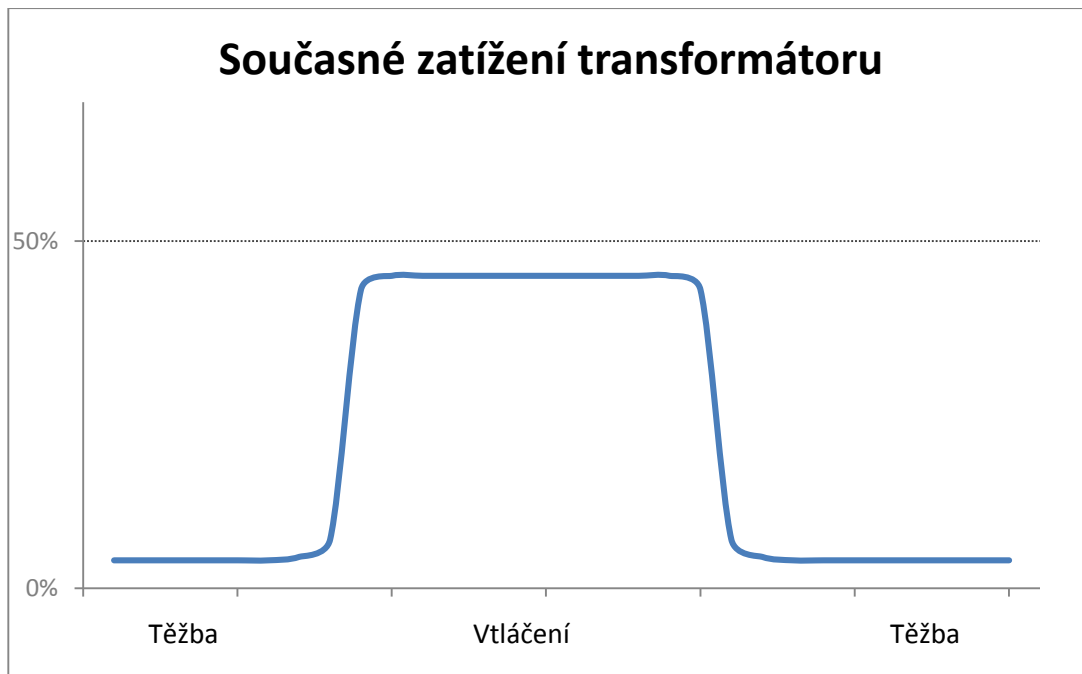
Obrázek 3 Jednoduché schéma PZP [11]

PZP Dolní Dunajovice, kterého se přímo dotýká má diplomová práce, se nachází na jižní Moravě severně od Mikulova. Je největším zásobníkem plynu v České republice. Již během primární těžby zemního plynu v 70. letech 20. století bylo rozhodnuto, že po odtěžení cca 50 % zásob bude ve struktuře vybudován podzemní zásobník plynu. [6]

Další zásobník plynu vlastní společnost MND – PZP Uhřice (provozní objem 254 mil. m³) a SPP Bohemia – PZP Dolní Bojanovice. Dolní Bojanovice však neslouží pro přímé zásobování ČR. Česká republika má ve srovnání se zbytkem EU velkou kapacitu pro uskladnění plynu. Kapacita zásobníků pokryje nyní až třetinu běžné roční spotřeby celé republiky. [1]

2.3. Specifikace problému

Problém, který budu řešit v této diplomové práci, vychází právě z nevyrovnané spotřeby mezi letním a zimním obdobím. Transformátor napájí především zařízení sloužící ke vtláčení a těžbě zemního plynu. Největší spotřebu tvoří elektrické kompresory pracující v době vtláčení. Ty jsou napájeny dvěma paralelně zapojenými transformátory 110/6,3 kV o výkonu 10 MVA. V grafu je vidět zatížení transformátorů během těžební a vtláčecí sezóny.



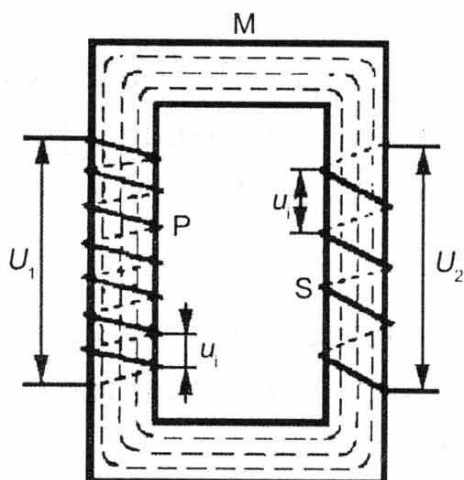
Graf 2 Modelové současné zatížení transformátoru 10 MVA

Během těžby je zatížení nízké. To však tvoří neefektivní odběr ze sítě VVN. Důvodem jsou vysoké transformátorové ztráty naprázdno vzhledem k nízkému odebíranému výkonu.

3. Teoretický úvod k technologii transformátorů

3.1. Technologie transformátorů a ztráty

Transformátor je elektrický stroj sloužící především ke změně velikosti napětí a používá se pro přenos i rozvod elektrické energie. Princip funkce transformátoru plyne z Faradayova zákona elektromagnetické indukce. Zjednodušeně, na primární vinutí je přivedeno střídavé napětí, v magnetickém obvodu vzniká magnetický tok, který indukuje napětí na sekundárním vinutí. Elektromagnetické schéma je uvedeno na obrázku 4. [10]



Obrázek 4 Elektromagnetické schéma transformátoru [9]

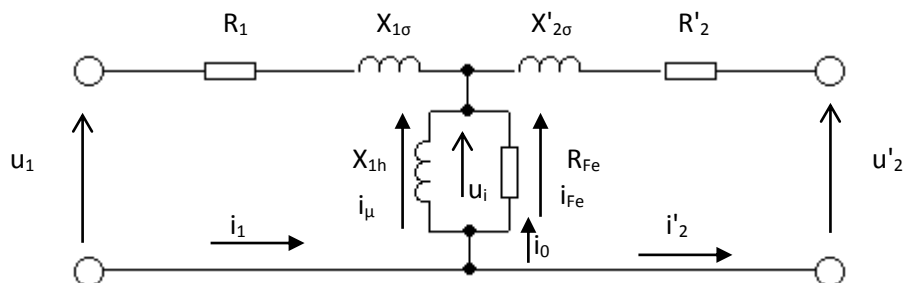
Konstrukčně se transformátor skládá z 3 hlavních částí:

1. Magnetický obvod složený z plechů z elektrotechnické oceli
2. Elektrický obvod, vinutí primárního a sekundárního napětí
3. Izolační systém, suché transformátory s vinutím zalitým v epoxidové pryskyřici, nebo olejová izolace

Chlazení transformátorů se provádí vzduchem a olejem. Pouhé chlazení vzduchem není dostatečné pro transformátory velkých výkonů, využívá se chlazení olejem v kombinaci se vzduchem přirozeně proudícím či nucenou cirkulací. Nádoba olejových transformátorů, ve které je umístěn magnetický obvod i vinutí, je naplněna transformátorovým olejem, který kromě chlazení slouží jako izolace.

Pro transformaci trojfázového proudu se používá 2 druhů – 3 jednofázové, zapojené samostatně do každé z fází, trojfázové se společným magnetickým obvodem. [10]

Na obrázku je vidět náhradní schéma transformátoru.



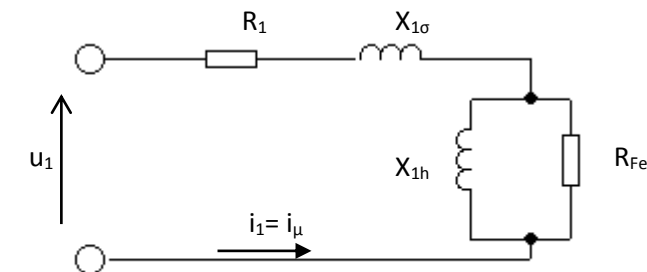
Obrázek 5 Náhradní schéma transformátoru [10]

Ztráty v transformátoru a účinnost

Ztráty transformátoru jsou složeny ze dvou základních složek, ztráty elektrické ve vinutí neboli Joulovy P_J a ztráty v železe P_{Fe} . Ztráty v železe jsou především v magnetickém obvodu a skládají se z dvou složek, ztráty hysterezní a ztráty vířivými proudy. Ztráty v železe odpovídají ztrátám naprázdno a jsou na zatížení nezávislé. [16]

$$i_{10} = \frac{I_{10}}{I_{1n}} * 100\% \quad (3.1)$$

Ztráty naprázdno se určují z měření při rozpojeném sekundárním vinutí při jmenovité hodnotě napájecího napětí.



Obrázek 6 Měření při rozpojeném sekundárním vinutí [10]

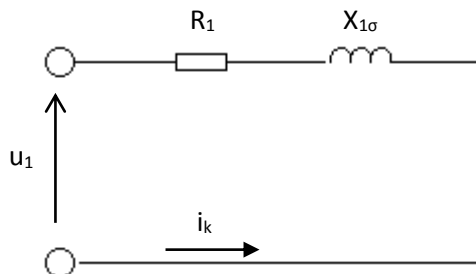
Proud naprázdno se také vyjadřuje procentuálně k jmenovitému proudu.

$$i_{10} = \frac{I_{10}}{I_{1n}} * 100\% \quad (3.2)$$

Ztráty Joulovy jsou naopak na zatížení závislé a odpovídají ztrátám při zkratovaném sekundárním vinutí, i je poměrný proud. Joulovy ztráty jsou úměrné druhé mocnině poměrnému proudu.

$$\Delta P_k \approx \Delta P_j \sim i^2 \quad (3.3)$$

Ztráty nakrátko se určují měřením nakrátko při jmenovitém proudu.



Obrázek 7 Měření nakrátko [10]

Dané napětí se nazývá napětí nakrátko a také se vyjadřuje v poměrných jednotkách.

$$u_{kN} = \frac{U_{1kn}}{U_{1n}} * 100\%, \quad (3.4)$$

Číselně se poměrné napětí nakrátko rovná poměrné impedanci nakrátko.

$$u_{kn} = z_{1k} \quad (3.5)$$

Celkové ztráty se pak rovnají jejich součtu.

$$\Delta P = \Delta P_k + \Delta P_0 = i^2 \Delta P_{kN} + \Delta P_0 \quad (3.6)$$

Účinnost transformátoru

$$\eta = \frac{P}{P_p} = \frac{P_p - \Delta P}{P_p} = 1 - \frac{\Delta P}{P + \Delta P} = 1 - \frac{\Delta P_0 + i^2 * \Delta P_{kN}}{i * P_N + \Delta P_0 + i^2 \Delta P_{kN}} [kW] \quad (3.7)$$

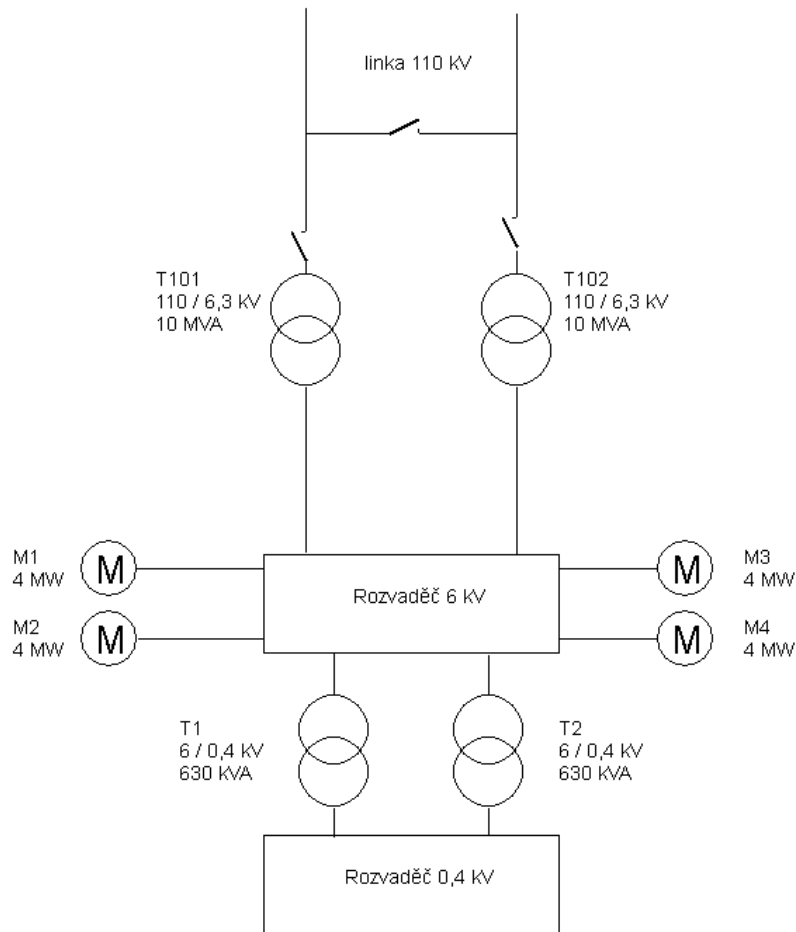
Maximum má tato funkce v hodnotě ze vztahu 3.8, tudíž nejvyšší účinnosti transformátor dosahuje, když se ztráty naprázdno rovnají ztrátám nakrátko.

$$i = \sqrt{\frac{\Delta P_0}{\Delta P_{kN}}} \quad [-] \quad (3.8)$$

Typicky bývají při jmenovitém zatížení ztráty nakrátko 3,5 až 5 krát větší než ztráty naprázdno, tudíž maximální účinnosti dosahují transformátory při zatížení $i \cong (0,45 \div 0,53)$, tj. při přibližně polovičním zatížení než je jmenovité. [16]

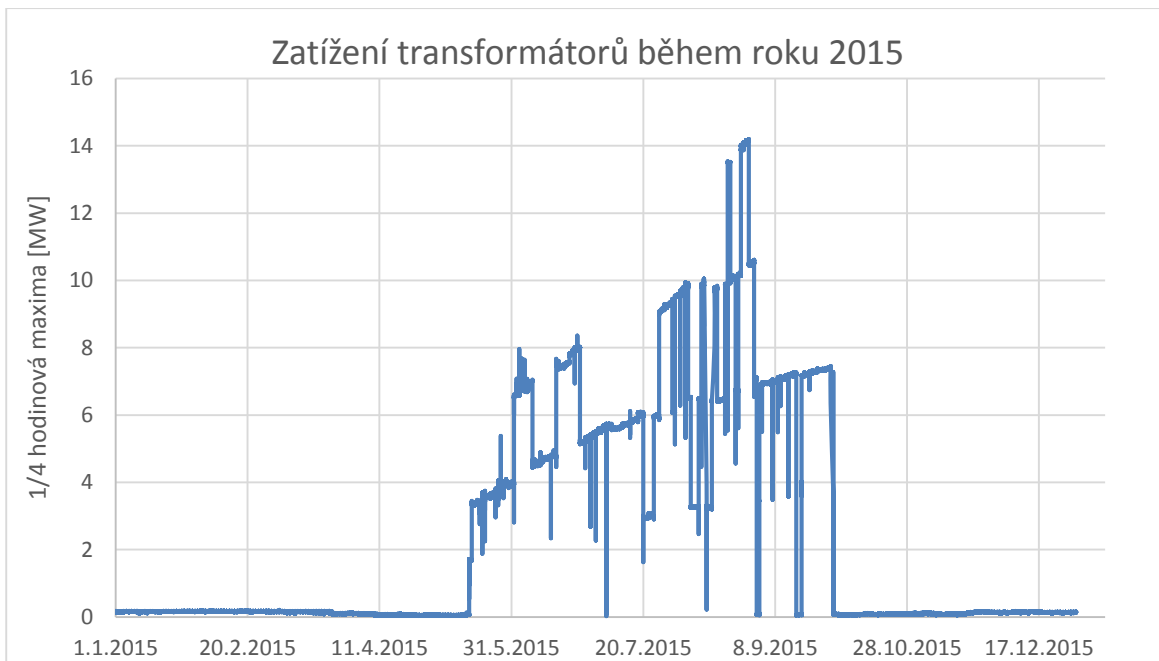
3.2. Popis stávajícího stavu zásobování PZP elektřinou ze soustavy 110kV

Na obrázku č. 8 je znázorněno schéma zásobování PZP elektrickou energií z vedení 110 kV. Na linku 110 kV jsou napojeny dva paralelně pracující transformátory, T101 a T102, o výkonu 10 MVA, které napájí rozvaděč na hladině 6 kV. Hlavními spotřebiči jsou 4 kompresory, které stlačují plyn během doby vtlačení, každý o výkonu 4 MW. Z rozvaděče vystupují další 2 transformátory o výkonu 630 kVA, T1 a T2, které mění napětí na 400 V. Z rozvaděče 400 V jsou napájeny další části zásobníku jako administrativní budova či velín. Transformátory pracují dle potřeby, při vysoké spotřebě běží paralelně a o celkový výkon se dělí. Při nízkých výkonech běží většinou jen jeden.



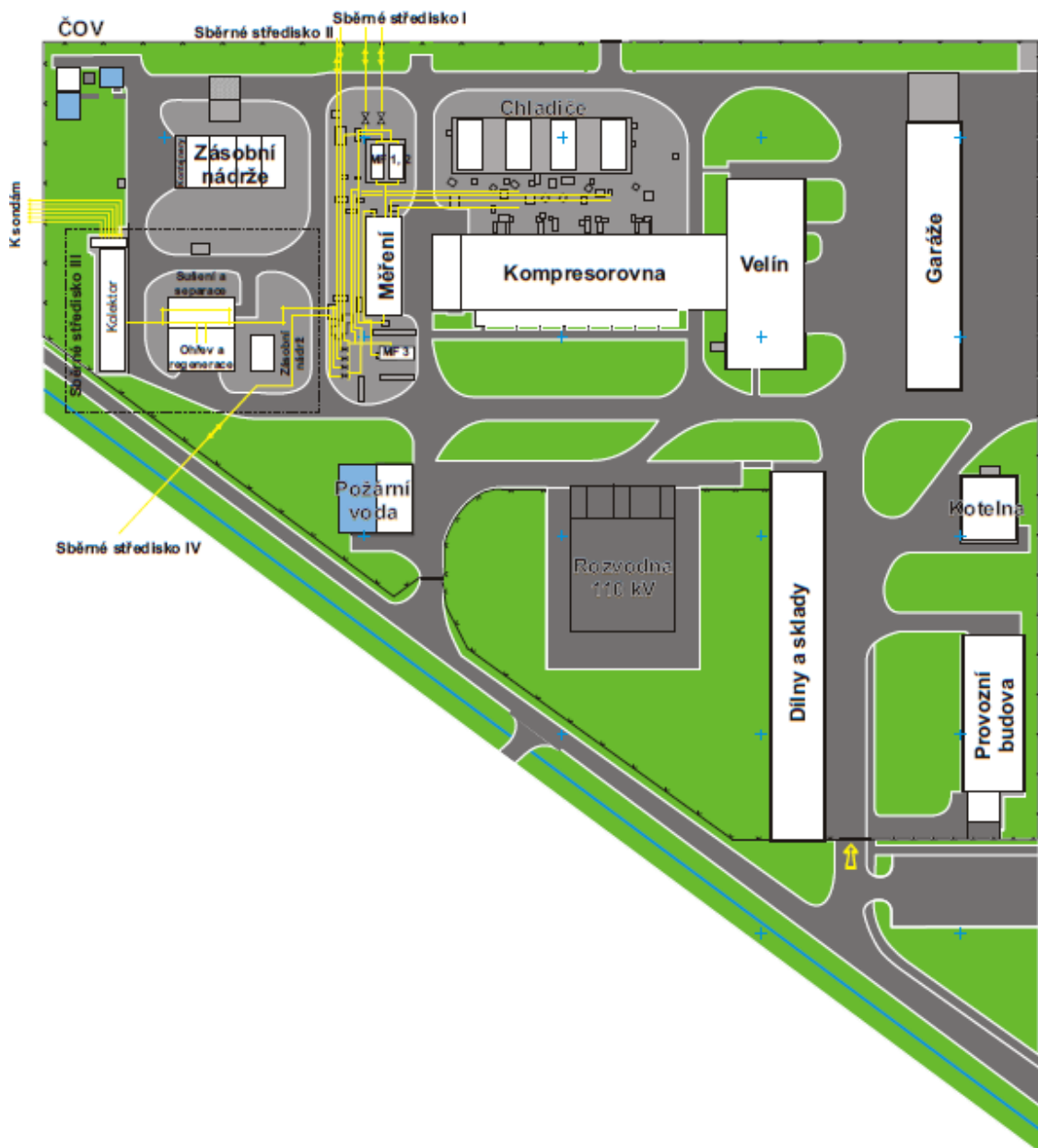
Obrázek 8 Schéma zásobování PZP elektrickou energií

Jak bylo vysvětleno v úvodu, transformátory nejsou během roku zatěžovány konstantním výkonem. Graf 3 zobrazuje průběh zatížení v jednotlivých dnech roku 2015. Z velikosti výkonu je vidět zapnutí motorů na pohon kompresorů v květnu a odstavení od konce září. Od května do září probíhá vtláčení a motory běží dle potřeby vtláčet, na průběh zatížení mají také vliv plánované odstávky či poruchy motorů. Nejvyššího výkonu dosahují během srpna, maximální zatížení bylo 14,19 MW. Na krytí spotřeby se podílí oba transformátory, dle potřeby se odepínají a připínají.



Graf 3 Vývoj zatížení během roku 2015

Na mapce PZP Dolní Dunajovice je zobrazeno umístění jednotlivých budov zásobníku, vč. rozvodny 110 kV a kompresorovny s hlavními motory.



Obrázek 9 Mapa budov v areálu PZP Dolní Dunajovice

3.3. Popis stávajícího transformátoru

Z dokumentace transformátoru 10 MVA, který je doposud používá v PZP Dolní Dunajovice jsem vyčetla následující údaje.

	Vyšší napěťová hladina	Nižší napěťová hladina
Výkon [MVA]	10	10
Napětí [kV]	110	6,3
Proud [A]	52	916
Počet stupňů (+-)	8	
krok	2,00%	

Tabulka 2 Technická specifikace transformátoru

Počet fází 3

Frekvence 50 Hz

Napětí nakrátko 10,5 % tolerance +- 7,5 % (pro 10 MVA)

Proud naprázdno 0,55 % tolerance + 30 %

Skupina spojení YNd1 Chlazení ONAN (oil natural, air natural)

Ztráty	ΔP_o [kW]	ΔP_k [kW]
	8,7	60,9

Tabulka 3 Ztráty transformátoru

Celá technická specifikace se nachází v příloze na CD.

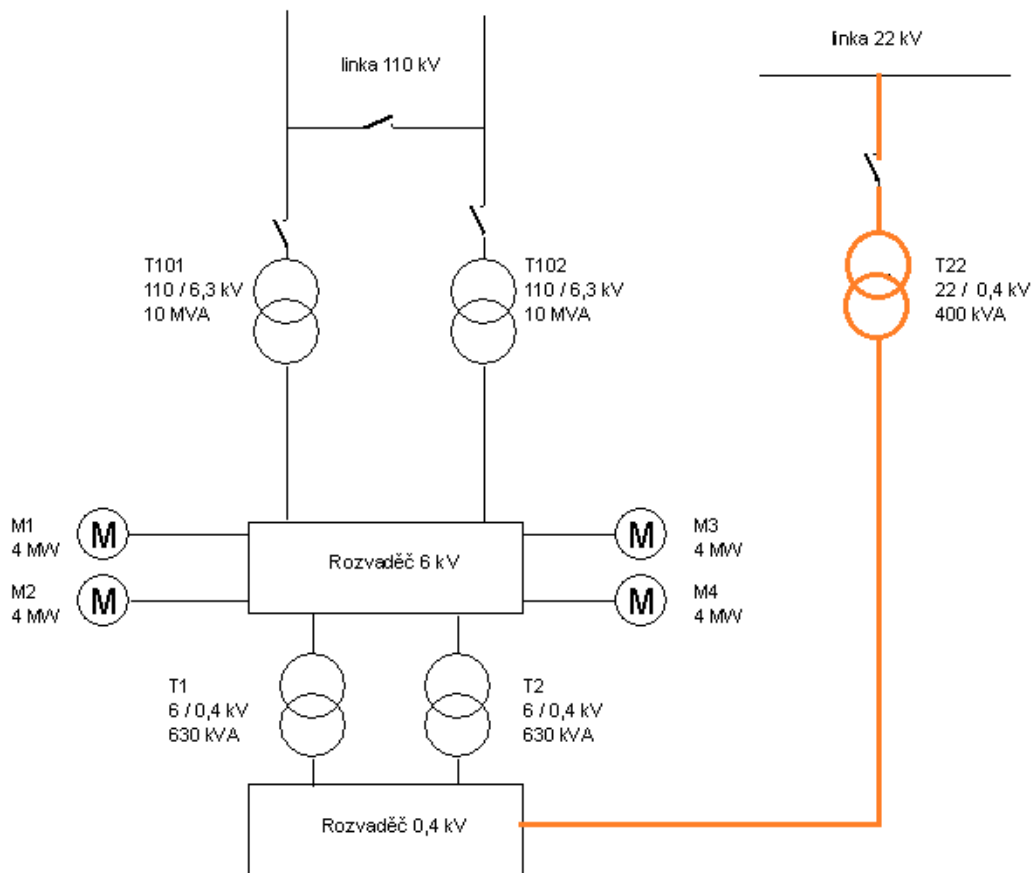
4. Energetické bilance jednotlivých způsobů řešení

4.1. Možnosti a způsoby řešení stávajícího problému

Varianta A

Jako řešení stávajícího problému, tedy neúměrně vysokých ztrát transformátoru v době těžby plynu, se nabízí možnost investice do nového transformátoru o nižším výkonu. Nedaleko PZP se nachází kormě linky VVN 110 kV i linka VN 22 kV. Té by se dalo využít při napojení nového transformátoru s transformací 22/0,4 kV, který by měl nižší ztráty. Ztráty jsou nakupovány společně se spotřebovanou elektřinou, jejich snížením by došlo k finanční úspoře.

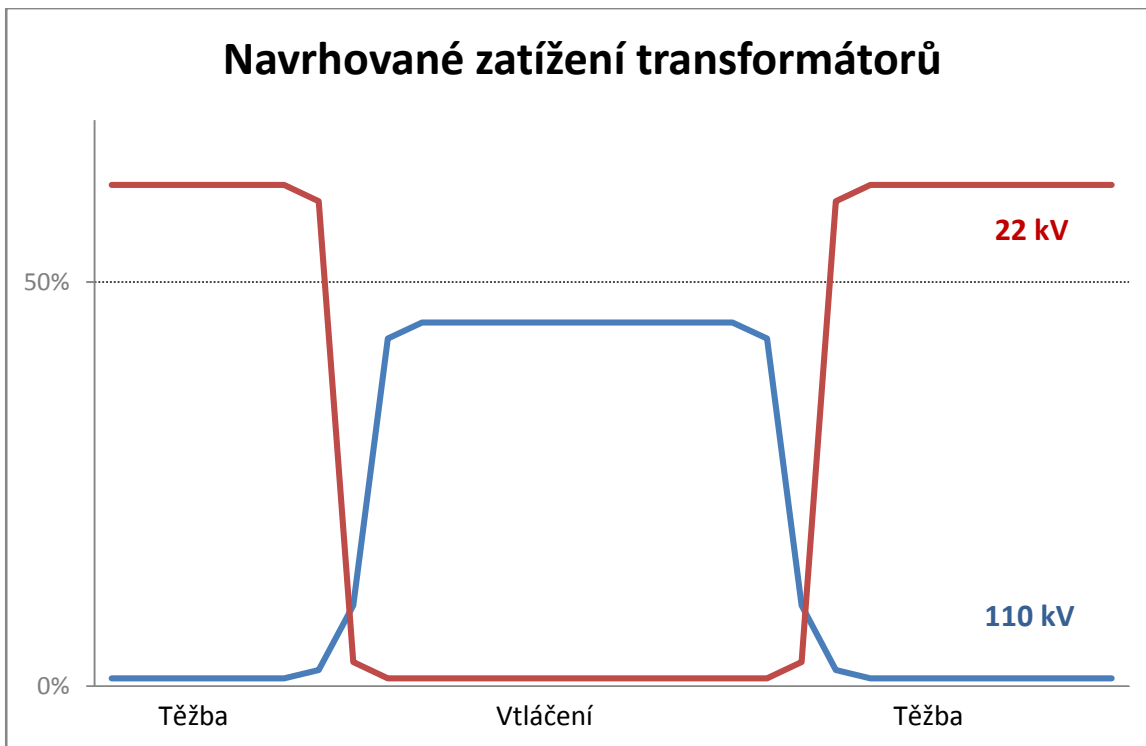
Na obrázku je zobrazeno nové elektrické schéma napájení zásobníku, barevně jsou zobrazeny nové části. Myšlenka je taková, že v období vtlačení budou připojeny stávající transformátory 110/6 kV a jako doposud budou napájet rozvaděč 6 kV. Při pohledu na graf spotřeby z roku 2015 (Graf 3, kap. 3.2) to odpovídá období roku duben – září. V období říjen – duben budou pak tyto transformátory odepnuté a napájení bude zajišťovat menší transformátor T22 s transformací 22/0,4 kV. Ztráty T22 budou menší než u velkého transformátoru, tím vznikne úspora. Kromě ztrát velkých transformátorů dojde i k úspoře ztrát na transformátorech T1 a T2 s převodem 6/0,4 kV. Naproti tomu to zahrnuje nové investice a nové provozní náklady. Rozhodovacím kritériem tedy bude, že úspora na ztrátách musí být větší než nové investiční a provozní náklady, počítáno přes celou dobu životnosti.



Obrázek 10 Návrh nového schématu napájení PZP, varianta A

Transformátor by byl v rozvodně nízkého napětí uvnitř objektu, přívod by byl tvořen kabely 22 kV z vedení, provedení transformátoru tedy bude suché.

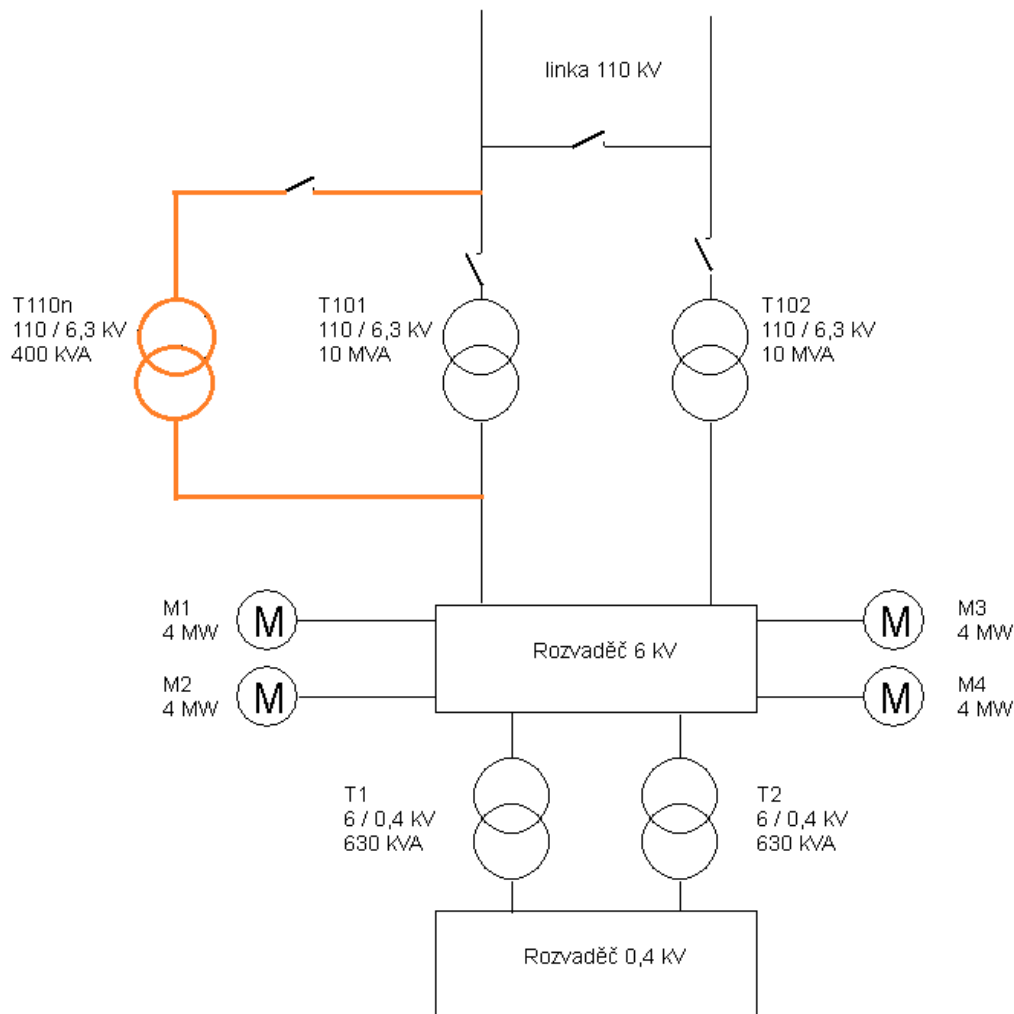
Navrhované zatížení transformátorů během jednotlivých období je vidět na Grafu 4 níže.



Graf 4 Navrhované zatížení transformátorů

Varianta B

Další možností je koupě transformátoru 110/6,3 kV s menším výkonem, který bude pokrývat nižší spotřebu v době těžby. Nový transformátor bude mít menší výkon, do 1 MVA, a i menší ztráty. Zapojení je vidět na obrázku, opět nové části jsou označeny barevně. Princip využití nového transformátoru T110n je stejný jako u varianty A. T110n by byl v období vtláčení, jaro – podzim, odstaven a PZP by byl napájen transformátory T101 a T102. Při přechodu na těžbu, období podzim – jaro, by se nový transformátor T110n zapojil a odstavily se velké transformátory.



Obrázek 11 Návrh nového schématu napájení PZP, varianta B

Varianta C

Pro nerovnoměrné zatížení se v praxi často používá paralelní chod transformátorů, kdy lze dle potřeby jeden z transformátorů odpojit či připojit a tím optimalizovat úroveň ztrát. V tomto případě by se nabízela možnost prodeje dosavadního transformátoru T101 a nákup 2 transformátorů o menším výkonu. Na společném krytí spotřeby by se podílely při vysokém zatížení, při nízkém by pracoval jen jeden. Tato varianta byla po konzultaci se zadavatelem práce z RWE Gas Storage, s.r.o. zamítnuta. Důvodem je především velká zbytková životnost T101, byl vyroben před 10 lety, a tudíž je nepravděpodobný jeho prodej za přijatelnou cenu.

4.2. Energetická bilance

4.2.1. Ztráty transformátorů 10 MVA

Níže jsou uvedeny další charakteristiky transformátorů s využitím naměřených hodnot v roce 2015. Dodaná energie do transformátoru T101 10 MVA za rok 2015 je

$$W_{T101} = 10,76 \text{ GWh.}$$

Pro T102

$$W_{T102} = 10,58 \text{ GWh.}$$

Doba využití maxima výkonu je

$$T_m = \frac{W}{P_{max}} [h]. \quad (4.1)$$

Maximální zatížení v roce je $P_{mT101} = 7120 \text{ kW}$, $P_{mT102} = 7257 \text{ kW}$.

$$T_{mT101} = \frac{10,82 \text{ GWh}}{7,13 \text{ MW}} = 1511 \text{ h}, \quad (4.2)$$

$$T_{mT102} = \frac{10,64 \text{ GWh}}{7,27 \text{ MW}} = 1458 \text{ h}. \quad (4.3)$$

Ztráty transformátoru se vypočítají ze ztrát naprázdno, ze ztrát nakrátko a z příslušného zatížení.

$$P_Z = P_O + P_{kn} \frac{S^2}{S_n^2} \quad (4.4)$$

Ztráty naprázdno zjištěné z dokumentace transformátoru jsou

$$P_O = 8,7 \text{ kW.}$$

Ztráty nakrátko při jmenovitém výkonu

$$P_{kn} = 60,9 \text{ kW.}$$

Ztracená energie transformátoru, vypočtená z naměřených hodnot jednotlivých výkonů je

$$W_{ztrT101} = 80,95 \text{ MWh},$$

$$W_{ztrT102} = 70,28 \text{ MWh}.$$

Dobu využití maxima vypočtu z hodnot ztracené energie dle vztahu 4.5.

$$T_z = \frac{\int_0^T P^2(t) dt}{P_{max}^2} \quad (4.5)$$

$$T_{zT101} = 758 \text{ h}$$

$$T_{zT102} = 728 \text{ h}$$

Doba provozu transformátorů je

$$T_{T101} = 6\,617 \text{ h},$$

$$T_{T102} = 5\,393 \text{ h}.$$

Dobu využití maxima, kterou jsem spočetla z naměřených hodnot, můžu porovnat s hodnotou

$$T_z' = \left[0,2 * \frac{T_m}{T} + 0,8 * \left(\frac{T_m}{T} \right)^2 \right] * T \quad (4.6)$$

$$T_{z'T101} = 578 \text{ h}$$

$$T_{z'T102} = 607 \text{ h}$$

Hodnota vypočtená z normy se blíží hodnotě T_z z naměřených hodnot, ale není přesná.

Pro ztracenou energii v transformátoru také platí

$$W_{ztr} = P_O * T + P_{kn} * \frac{S_m^2}{S_n^2} * T_z \text{ [MWh]}. \quad (4.7)$$

5. Technický návrh elektrické sítě s využitím soustavy 22 kV

5.1. Vyjednávání s distributorem (E.ON) o možných legislativních překážkách

Možnost připojení jsem projednávala s pracovníky E.ON Distribuce, a.s. Připojení na hladinu VN by bylo možné provést, připojení by se posuzovalo jako specifické připojení, jelikož dodávka elektrické energie je již zajištěna, a musely by se uhradit vyvolané náklady na připojení v plné výši. Bylo by nutné vypracovat provozní pokyn, kterým by se stanovil způsob provozu obou napájecích vedení VVN a VN. Přepnutí z jednoho na druhé by muselo být formou „na tmou“, aby nedošlo k vzájemnému propojení obou napěťových hladin. S využitím sítí VN jsou spojeny i jiné poplatky za distribuci oproti sítí VVN, ty jsou blíže rozepsány dále v práci v kapitole 6.1.2 Vstupní údaje. S distributorem se každoročně uzavírá smlouva o distribuci elektřiny, ve které si zákazník rezervuje potřebný příkon a kapacitu. Jelikož je spotřeba zásobníku během roku proměnlivá, kapacita se rezervuje po měsících. Rezervace kapacity se provádí velmi pečlivě. Pokud by se nestihlo vtláčení během uvedených měsíců, platí se za překročení rezervované kapacity skoro čtyřnásobně více než za rezervaci.

Kapacita rezervovaná na rok 2016 je uvedena v Tabulce 4.

Měsíc	Rezervovaná kapacita [MW]
Leden	0,25
Únor	0,25
Březen	0,25
Duben	3
Květen	6
Červen	12
Červenec	14
Srpen	12
Září	8
Říjen	0,25
Listopad	0,25
Prosinec	0,25

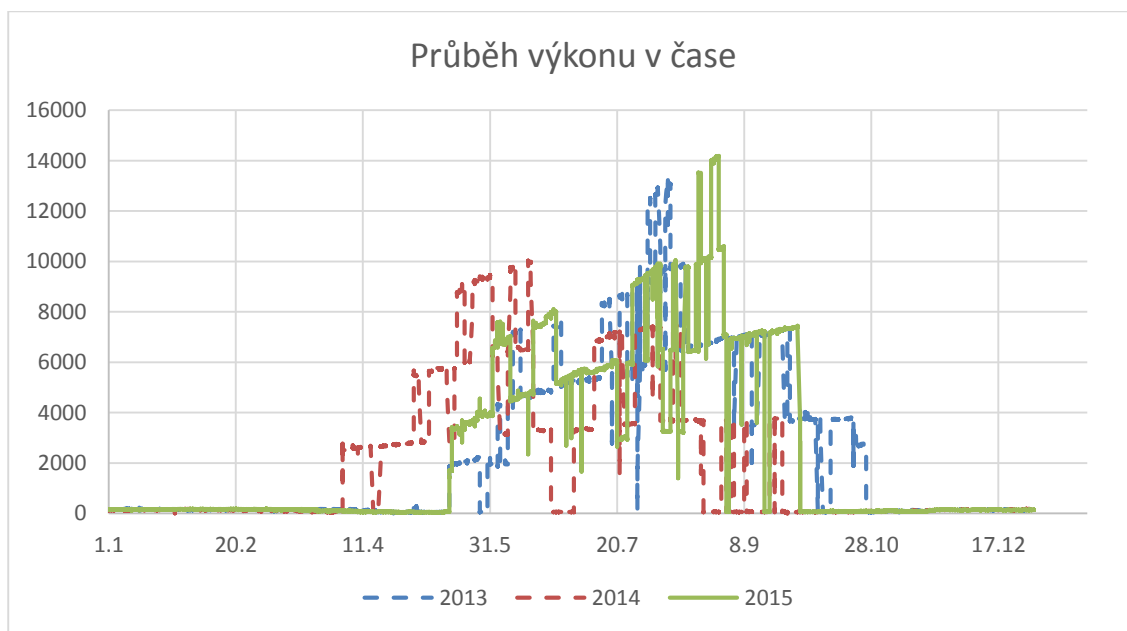
Tabulka 4 Rezervovaná kapacita na rok 2016

Kapacita se rezervuje dopředu dle plánů vtláčet a těžít, diagram zatížení v loňském roce je v Grafu 3 v kapitole 3.2. Při využití soustavy VN 22 kV, by bylo třeba rezervovat příkon na této hladině.

Tudíž by odpojení z linky VVN a připojení na linku VN muselo probíhat přesně po měsících. Připojení na 22 kV by bylo tedy pro měsíce leden – březen a říjen – prosinec.

5.2. Technický návrh jednotlivých variant

Při návrhu nového transformátoru je třeba zjistit potřebný výkon. Budu vycházet z dat zatížení v minulých letech a budu předpokládat stejný diagram i v budoucnosti. V Grafu 5 je vyneseno výkon za čas, plocha grafu udává spotřebu. Je vidět období vtlačení, které začíná na jaře kolem května a končí na podzim v září. Nový transformátor budu tedy navrhovat pro spotřebu PZP v období říjen – květen. Z grafu je vidět, že těžba a vtlačení nemají každý rok stejný průběh ani začátek a konec. Vše záleží na technických možnostech zásobníku, potřebách zákazníků a dalších okolnostech. Na tvar diagramu má vliv i zaplněnost zásobníku. Ze začátku vtlačení je zásobník nejprázdnější, vtlačení probíhá snadněji a není potřeba takových výkonů. Postupně se zásobník zaplňuje a vtlačení jde obtížněji. Toto obdobně platí i pro těžbu, která při plném zásobníku probíhá prakticky samovolně. Na krytí spotřeby se podílí oba transformátory T101 a T102, podle potřeby jeden nebo oba společně. Ani jeden transformátor nebyl přetížen.



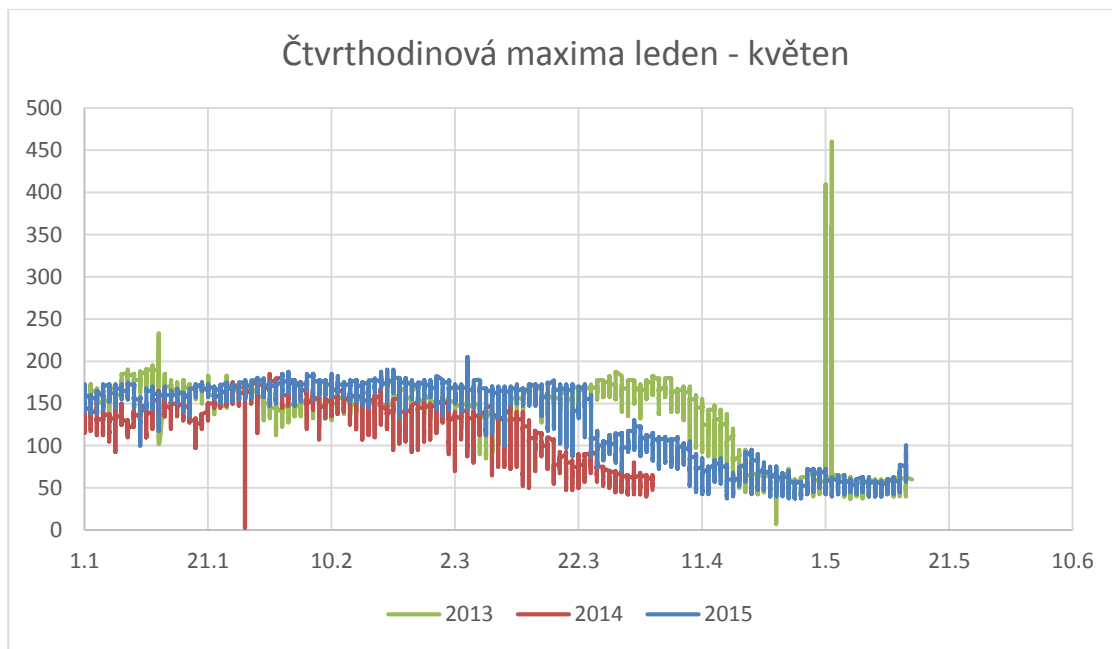
Graf 5 Průběh výkonu

V Tabulce 5 jsou uvedeny hodnoty výkonu a spotřebované energie v minulých letech. Roky 2013 a 2015 byly spotřebou velmi podobné, v roce 2014 je celková energie i výkon nižší, což bylo dáno nižší technickou dostupností zásobníku, tedy odstávkami podzemních sond, které nebyly zatěžovány na plný výkon.

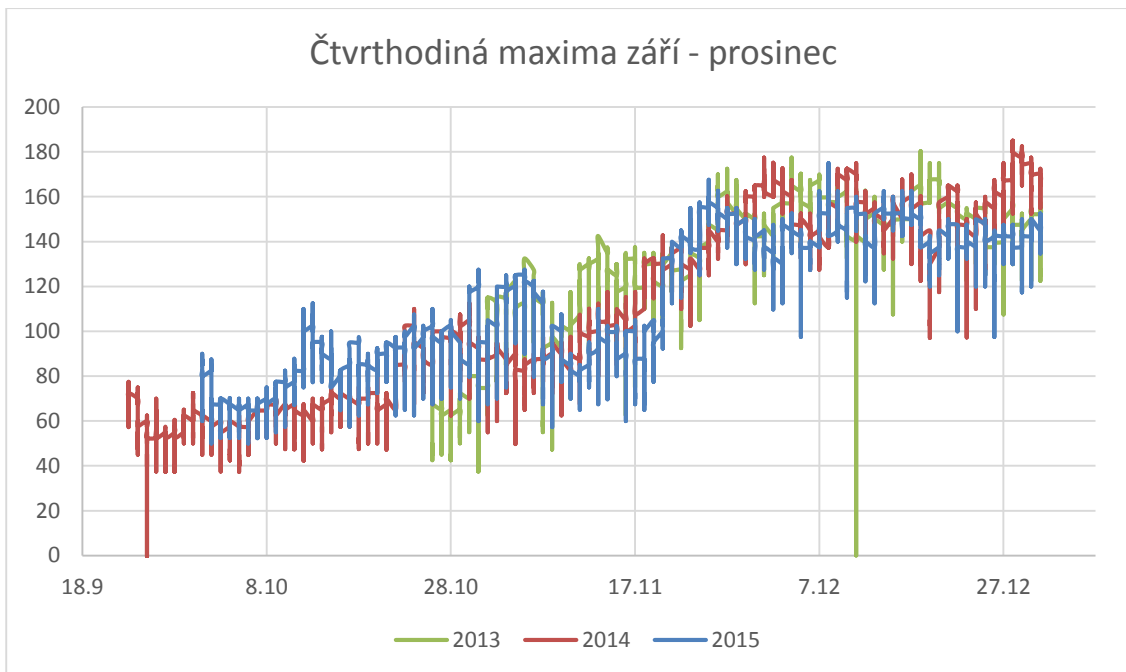
	2013	2014	2015
Celková dodaná energie [MWh]	21 931	17 355	21 344
Z toho T101	10 854	8 902	10 761
Z toho T102	11 076	8 453	10 583
Maximální výkon [kVA]	13 298	10 085	14 185
Ztráty [MWh]	149	143	151

Tabulka 5 Hodnoty v jednotlivých letech

Na dalších grafech 6 a 7 jsou zobrazena naměřená čtvrt hodinová maxima výkonu v průběhu doby těžby, která budou sloužit pro určení potřebného výkonu nového transformátoru. Průběh zatížení ani v tomto období není konstantní, ale je vyrovnaný.



Graf 6 Čtvrt hodinová maxima leden – květen



Graf 7 Čtvrthodinová maxima září – prosinec

Maximální výkon [kVA]	2013	2014	2015
	460	185	205

Tabulka 6 Maximální výkon pro období těžby

Výkon nového transformátoru musí být dostatečný, aby pokryl dosavadní potřebu. V posledních 3 letech se výkon pohyboval v hodnotách do 250 kVA, skokově dosáhl v roce 2013 hodnoty 460 kVA, což byl výjimečný případ. Po nahlédnutí do katalogů výrobců, jsem zjistila, že se běžně vyrábí transformátory s transformací 22/0,4 kV výkonově odstupňované v řadách: 50, 100, 160, 250, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500 kVA. [7] Pro tento případ připadá v úvahu tedy výkon 250 nebo 400 kVA. Po konzultaci se zadavatelem jsem z důvodu rezervy zvolila výkon 400kVA.

Varianta A

Poptávka po transformátoru byla konzultována s dodavatelem, který po dohodě vytvořil cenovou nabídku. Podrobná nabídka je v příloze.

Suchý transformátor

Výkon 400 kVA

Převod napětí 22/0,4 kV

Zapojení Dyn1

Ztráty $P_0=750$ W, $P_{kn}=5500$ W

Cena 272 250 Kč vč. DPH

Varianta B

Tuto možnost jsem konzultovala s více dodavateli, ovšem tato poptávka nepatří mezi obvyklé, jelikož se jedná o velkou transformaci 110/6 kV, ale malý výkon. Tuto variantu příliš nedoporučuji kvůli vysokým investičním nákladům, ale jeden dodavatel nabídku vytvořil.

Olejevý transformátor

Výkon 2,5 MVA

Převod napětí 110/6,3 kV

Zapojení YNd1

Ztráty $P_0=4,3$ kW, $P_{kn}=19,2$ kW

Cena 3 282 000 Kč, vč. DPH i montáže, měření a přípravy uvedení do provozu

6. Ekonomické vyhodnocení navrhovaného řešení

6.1. Ekonomická hodnocení navrhovaných řešení

6.1.1. Rozhodovací kritérium

Rozhodovací kritérium provedu pomocí metody čisté současné hodnoty (NPV) nákladů. Novou variantu doporučím k realizaci, pokud rozdílové NPV současné a nové varianty bude kladný. Jde o výpočet nákladů, jelikož nepředpokládám žádné tržby. Metoda čisté současné hodnoty zahrnuje diskontované hotovostní toky, cash flow upravené o diskont.

$$NPV = \sum_{t=0}^{T_p} CF_t * (1 + r)^{-t} \quad (6.1)$$

Vycházím z obecného kritéria NPV, které bude upraveno na tvar

$$\Delta NPV = NPV_0 - NPV_{A(B)} \geq 0. \quad (6.2)$$

ΔNPV je rozdíl NPV nulové a nové varianty. Jelikož je výrobní účinek stejný, vznikne pouze úspora na ztrátách. Ekonomickým vyhodnocení zjistím, jestli bude schopna pokrýt nové náklady spojené s instalací a provozem transformátoru. Jedná se tedy o nákladový tvar NPV.

Do výpočtu NPV zahrnu nové investice N_i , nové provozní stálé náklady oproti současné variantě ΔN_{pst} a náklady na elektřinu N_{el} . Provozní stálé náklady na údržbu dosavadních transformátorů nebudou do výpočtu zahrnovat, jelikož budou stejné pro nulovou i novou variantu. $D\check{S}$ je daňový štít, který bude moc být uplatněn ze vzniklých nákladů.

$$NPV = N_i + \sum_{t=0}^{T_p} (\Delta N_{pst} + N_{el} - D\check{S}) * (1 + r)^{-t}. \quad (6.3)$$

Náklady na elektřinu N_{el} zahrnují náklady na rezervovanou kapacitu N_{kap} , spotřebovanou elektřinu W v MWh, cenu za elektřinu c_{el} v Kč/MWh a stálé náklady na elektřinu $N_{el, st.}$. Mezi stálé náklady patří poplatek za činnost OTE, který je v Kč/odběrné místo.

$$N_{el} = N_{kap} + W * c_{el} + N_{el, st} \quad (6.4)$$

6.1.2. Vstupní údaje

Investice

Varianta A

Nabídku na transformátor podala společnost RIA power s.r.o. Náklady na montážní práce byly zpracovány dle nabídky společnosti Elektromont servis Brno, spol. s r.o., která na zásobníku dříve prováděla elektromontážní práce. Do předmětu nabídky patří mimo jiné i nový kabelový přívod VN do objektu ve vzdálenosti do 300 m. Ceny jsou uvedeny včetně DPH.

Suchý transformátor, 22/0,4 kV, 400 kVA	272 250 Kč
Projekční práce, zkoušky, revize	13 550 Kč
Montážní materiál	280 720 Kč
Elektromontážní práce	173 000 Kč
Zemní práce a stavební úpravy	346 000 Kč
Doprava, jeřáb, ostatní náklady	41 600 Kč
Celkem	1 127 120 Kč

Tabulka 7 Investice, varianta A

$$N_{i,A} = 1\,127\,120 \text{ Kč}$$

Varianta B

Nabídku na transformátor podala společnost ETD TRANSFORMÁTORY a.s. Nabídka zahrnuje dopravu, složení, proměření, přípravy na uvedení do provozu a práce spojené s připojením do rozvodny. Jelikož transformátor by byl součástí rozvodny 110 kV, žádné další speciální přívody nejsou potřeba. Cena je uvedena včetně DPH.

Olajový transformátor, 110/6 kV, 2,5 MVA	3 282 000 Kč
--	--------------

Tabulka 8 Investice, Varianta B

$$N_{i,B} = 3\,282\,000 \text{ Kč}$$

Úplné cenové nabídky jsou uvedeny v příloze na CD.

Nové provozní náklady

Nové provozní náklady na údržbu a revize transformátoru byly určeny dle běžné praxe jako 1 % z investičních nákladů.

Cena nakupované elektřiny

Současný odběr je z hladiny VVN a cena za elektrický výkon a elektrickou práci je následně členěna. Celková cena elektřiny se skládá z regulované a neregulované části. Jednou ze složek ceny, její neregulovaná část, je cena za silovou elektřinu v Kč/MWh. Cena je smluvní, dodavatel je RWE Energie, s.r.o. a sjednává se na každý měsíc zvlášť. Cena za leden a únor 2016 byla 1048 Kč/MWh, na březen 2016 byla 1003 Kč/MWh. V roce 2015 byla ve většině měsíců 1040 Kč/MWh. Přesná částka i jen na rok 2016 se těžko určuje, záleží na vnějších okolnostech, např. cena elektřiny na trhu. Budu tedy brát hodnotu 1040 Kč/MWh, tato cena se pohybuje v rozhraní dosavadních cen pro tento rok a byla nejčastější hodnotou v roce loňském.

Regulovaná část celkové ceny elektřiny se skládá z několika položek, jejichž hodnoty jsou dány cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu (ERÚ), pro rok 2016 je to Věstník 8/2015. [3]

Místním distributorem je E.ON Distribuce, a.s. Jednou ze složek je cena za rezervovanou kapacitu v Kč/MW. Odběratel sjednává výkonovou kapacitu na každý měsíc. Překročení sjednané kapacity je penalizováno vysokým poplatkem. Pro PZP je uplatňována platba na kalendářní měsíc s pevnou měsíční cenou za měsíční rezervovanou kapacitu ve výši 57 649 Kč/MW a měsíc. Další složky regulované části jsou poplatky závislé na spotřebované energii. Za použití sítí se platí 30,84 Kč/MWh, na podporu výkupu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a kombinované výroby elektřiny a tepla 495 Kč/MWh, za systémové služby 99,71 Kč/MWh. Na činnost OTE je sazba 6,69 Kč/odběrné místo a měsíc.

Pro variantu A, připojení nového transformátoru T22 je nutné vybudovat napájení ze sítě VN 22 kV, pro kterou však platí i jiné poplatky. Sazba za systémové služby je stejná 99,71 Kč/MWh, taktéž i cena na podporu výkupu z OZE a KVET, 495 Kč/MWh. Za použití sítí VN je však cena vyšší, 42,66 Kč/MWh. Největší rozdíl je v ceně za rezervovaný výkon na hladině VN, sazba je 133 777 Kč/MW a měsíc. Pouhým srovnáním je zřejmé, že platba za rezervovaný výkon je na hladině VN více než 2x vyšší než na hladině VVN. [3]

Cena elektřiny v Kč/MWh c_{el} je tedy

$$c_{el,vvn} = 1040 + 99,71 + 495 + 30,84 = 1665,55 \frac{Kč}{MWh}, \quad (6.5)$$

$$c_{el,vn} = 1040 + 99,71 + 495 + 42,66 = 1677,37 \frac{Kč}{MWh}. \quad (6.6)$$

Roční náklady na elektřinu stálé $N_{el,st}$ jsou poplatky na činnost OTE

$$N_{el,st} = 6,69 \frac{Kč}{OM, měsíc} * 1 OM * 12 měsíců = 80 Kč. \quad (6.7)$$

Náklady na rezervovanou kapacitu N_{kap} se vypočítají z ceny za kapacitu c_{kap} a rezervovaného příkonu P_p .

$$N_{kap} = c_{kap} \left[\frac{Kč}{MW} \right] * P_p [MW] \quad (6.8)$$

V Tabulce 9 je přehled rezervované kapacity na rok 2016 a příslušné náklady spojené s rezervací na hladině VVN i VN. Ve sloupci VVN jsou náklady na rezervaci kapacity na hladině VVN. V dalším sloupci jsou uvedeny náklady pro kombinaci VN a VVN, tak jak by byla kapacita ve variantě A využívána. Tedy v měsících leden – březen a říjen – prosinec pro hladinu VN, v měsících duben – září pro hladinu VVN. Do budoucna uvažují stejné rozložení rezervovaného příkonu.

Měsíc	Rezervovaná kapacita [MW]	VVN	VN/VVN
Leden	0,25	14 412	33 444
Únor	0,25	14 412	33 444
Březen	0,25	14 412	33 444
Duben	3	172 947	172 947
Květen	6	345 894	345 894
Červen	12	691 788	691 788
Červenec	14	807 086	807 086
Srpen	12	691 788	691 788
Září	8	461 192	461 192
Říjen	0,25	14 412	33 444
Listopad	0,25	14 412	33 444
Prosinec	0,25	14 412	33 444
Celkem ročně		3 257 169 Kč	3 371 361 Kč

Tabulka 9 Rezervovaná kapacita na rok 2016 a příslušné náklady

$$N_{kap,vvn} = 3\,257\,169 \text{ Kč}$$

$$N_{kap,vn} = 3\,371\,361 \text{ Kč}$$

Spotřebovaná elektřina a ztráty

Varianta A

Díky nižším ztrátám nového transformátoru dojde k úspoře, množství spotřebované a tedy i nakupované elektřiny bude menší. Ztráty nového transformátoru jsou 430 W ztráty naprázdno a 4600 W jmenovité ztráty nakrátko. Při výpočtu úspory na ztrátách vyjdu z naměřených hodnot spotřeby a vypočtu, kolik byly ztráty v daném roce. Pro novou variantu namodeluji připojení nového transformátoru T22 v období leden – březen a říjen – prosinec. Vypočtu ztráty v období připojeného T22 a přičtu k nim ztráty původního transformátoru T101 v období duben – září. Hodnotu ztracené energie původní a nové varianty odečtu a dostanu úsporu. Jelikož nový transformátor bude připojen přímo na rozvaděč 400 V, budou odpojeny i transformátory T1 a T2 (630 kVA, 6/0,4 kV). Tím dojde k další úspoře spotřebované elektřiny.

	T101 současný	T1 současný	T22 nový
P ₀ [kW]	8,7	1,3	0,43
P _{kn} [kW]	60,9	6,74	4,6

Tabulka 10 Srovnání hodnot ztrát, Varianta A

Hodnotu spotřebované elektřiny beru jako průměr z roční spotřebované elektřiny za roky 2013, 2014 a 2015.

$$W_0 = 20\,210 \text{ MWh}$$

Celková úspora na ztrátách je určena jako průměr při spotřebě v letech 2013, 2014 a 2015. Velikost ušetřených ztrát je 34 MWh z transformátorů T101 a T102 a 5,7 MWh z transformátorů T1 a T2, celkem tedy 39,7 MWh.

$$W_A = 20\,210 - 39,7 = 20\,170,3 \text{ MWh}$$

Jelikož se liší cena za použití sítí VN a VVN, musím spotřebovanou elektřinu rozdělit i dle těchto období. Tedy v období duben – září, kdy probíhá těžba, se spotřebuje

$$W_{A1} = 19\,643 \text{ MWh},$$

a ve zbylé části roku

$$W_{A2} = 527 \text{ MWh}.$$

Varianta B

Ve variantě B je uvažován nový transformátor T110n s transformací 110/6 kV o nižším výkonu než současný T101. Ztráty tohoto transformátoru jsou také nižší než u současného.

	T101 současný	T110n
P_o [kW]	8,7	2,3
P_{kn} [kW]	60,9	19,2

Tabulka 11 Srovnání ztrát, Varianta B

Jelikož u této varianty není změna hladiny využívaného napětí, může připojení a odpojení nového transformátoru probíhat flexibilněji než u varianty A a může se realizovat ze dne na den. Ovšem oproti variantě A má tento transformátor vyšší ztráty. Jelikož je transformátor připojen na rozvaděč 6 kV, transformátory T1 a T2 budou v provozu, dojde pouze k úspoře oproti transformátoru s větším výkonem. Výsledný rozdíl ztrát je pro tuto variantu 31,2 MWh.

$$W_B = 20\,210 - 31,2 = 20\,178,8 \text{ MWh}$$

Životnost a volba doby porovnání

Dosavadní transformátory byly instalovány v červenci 2007. Po konzultaci s dodavatelem a zadavatelem práce uvažují jejich celkovou životnost 30 let. První rok nové investice je 2017, tudíž zbytková životnost transformátorů je 20 let. Životnost nového transformátoru je také uvažována 30 let. Dobu porovnání volím 30 let, po 20 letech dojde k reinvestici z důvodů končící životnosti dosud používaných transformátorů.

$$T_p = 30 \text{ let}$$

Reinvestice zahrnuje výměnu dvou transformátorů 110/6 kV o výkonu 10 MVA T101 a T102 a dvou transformátorů o výkonu 630 kVA a transformací 6/0,4 kV T1 a T2. V roce 2007 stála výměna těchto transformátorů 15,321 mil. Kč. Při započítání inflace 1 % po dobu 30 let by stejná výměna měla v roce 2037 stát 20,650 mil. Kč.

Diskontní sazba

Diskontní sazbu, tedy míru výnosnosti, stanovím jako vážené průměrné náklady kapitálu, WACC [14]

$$WACC = r_d(1 - t) * \frac{D}{D + E} + r_E * \frac{E}{D + E} \quad (6.9)$$

r_d = výnosnost cizích zdrojů

r_e = výnosnost vlastních zdrojů

$D/(D+E)$ = podíl cizího kapitálu na celkovém kapitálu

$E/(D+E)$ = podíl vlastního kapitálu na celkovém kapitálu

t = sazba daně z příjmu právnických osob (19 %)

Hodnoty pro míru výnosnosti vlastních i cizích zdrojů jsem převzala z dokumentu ERÚ Zásady cenové regulace platného na rok 2016. Tento dokument upravuje i regulace ceny v plynárenství pro provozovatele přepravní a distribuční soustavy a operátora trhu s plynem. I když skladování plynu nepatří k regulovaným činnostem, uvažuji toto odvětví jako velmi blízké přepravě a

distribuci plynu. Tudiž převezmu hodnoty výnosností z výpočtu WACC pro distribuci a přepravu v plynárenství. [19]

Výpočet výnosnosti vlastního kapitálu je počítám pomocí modelu CAPM

$$r_e = r_f + \beta_{lev} * MRP \quad (6.10)$$

r_f Risk-free rate = 3,82 %,

Maket risk premium = 5 %,

Unlevered beta = 0,532.

$$\beta_{lev} = \beta_{unlev} * (1 + (1 - t) * \frac{D}{E}) \quad (6.11)$$

Podíl D/E je pro RWE Gas Storage, s.r.o. 0,214, bráno z Výroční zprávy 2015. [17]

Tedy zadlužená beta je

$$\beta_{lev} = 0,624$$

A míra výnosnosti vlastního kapitálu

$$r_e = 6,94 \% .$$

Pro míru výnosnosti cizího kapitálu platí

$$r_d = r_f + CRM = 5,2 \%,$$

Při r_f Risk-free rate = 3,82 %,

Credit risk margin =1,38 %. [19]

Podíl zadlužení a vlastního kapitálu jsou

$$\frac{D}{D + E} = 17,6 \%,$$

$$\frac{E}{D + E} = 82,4 \%.$$

Tedy WACC a diskontní míra

$$WACC = r = 6,46 \%.$$

Růst cen elektřiny

Jelikož se celková cena nakupované elektřiny skládá z regulované a neregulované složky, které mají rozdílný dosavadní vývoj, budu i jejich budoucí růst uvažovat rozdílně.

Neregulovaná silová energie v posledních letech klesala. PZP Dolní Dunajovice zaplatil letos za silovou MWh o 38 % méně než v roce 2014, oproti roku 2011 je cena nižší dokonce o 45 %. Do budoucna můžu předpokládat další pokles, který ovšem musí dosáhnout minima. Budoucí vývoj je těžko odhadnutelný, budu proto uvažovat 0% růst silové elektrické energie.

Celková platba za regulovanou část ceny elektřiny se kromě roku 2013, kdy byla značně vyšší, drží na podobných hodnotách. Budoucí vývoj regulovaných cen určím ze zprávy o inflaci ČNB [20]. Prognóza růstu regulovaných cen je -0,2 % v roce 2016 a 1,1 % v roce 2017.

Růst cen elektřiny je úzce spjat i s inflací. Míra inflace se v posledních letech pohybovala:

Rok	Inflace
2012	3,3
2013	1,4
2014	0,4
2015	0,3

Tabulka 12 Vývoj inflace za poslední 4 roky [5]

V letošním roce byla míra inflace v měsících leden – březen 0,4 %. Prognóza inflace na toto období byla od ČNB 0,6 %. Prognóza na 1. čtvrtletí 2017 je 2 %, na 2. čtvrtletí 2017 2,1 %. Přihlédnu-li ke všem získaným poznatkům, určím růst regulovaných složek ceny elektřiny pro tento výpočet jako 1 %.

Daňový štít a odpisy

Uvažuji kladný hospodářský výsledek společnosti, a proto nové investice a náklady ovlivňují výši daně z příjmu. Daň z příjmu právnických osob je v České republice 19 %. Všechny náklady předpokládám jako daňově uznatelné. Dlouhodobý hmotný majetek se do daňového štítu

zahrnuje pomocí odpisů. Transformátory patří dle zákona do 3. odpisové skupiny s dobou odepisování 10 let. Odpisy hmotného majetku uvažují zrychlené, tedy dle vzorce

$$N_{o,1} = \frac{\text{vstupní cena}}{n_1}, \quad (6.12)$$

$$N_{o,k} = \frac{2 * \text{zůstatková cena}}{n - k}. \quad (6.13)$$

$N_{o,1}$ je výše odpisů pro první rok odepisování, $N_{o,k}$ jsou odpisy pro další roky, k je počet let, po který se majetek již odepisoval. Koeficienty n_1 a n se jsou dány pro jednotlivé odpisové třídy. Pro odpisovou třídu 3 jsou $n_1 = 10$, $n = 11$. [18]

Odpisy pro jednotlivé investice jsou uvedeny v tabulce níže.

Odpisy/roky	T22	T110n	Reinvestice
Pořizovací cena	1 127 120	3 282 000	20 650 000
1	112 712	328 200	2 065 000
2	202 882	590 760	3 717 000
3	180 339	525 120	3 304 000
4	157 797	459 480	2 891 000
5	135 254	393 840	2 478 000
6	112 712	328 200	2 065 000
7	90 170	262 560	1 652 000
8	67 627	196 920	1 239 000
9	45 085	131 280	826 000
10	22 542	65 640	413 000

Tabulka 13 Odpisy investic

Do daňového štítu tedy zahrnují jak investice v rámci daňových odpisů, tak i roční náklady za kapacitu, elektřinu i provozní náklady.

6.1.3. Výpočet

Varianta A

V prvním roce jsou náklady na elektřinu současné nulové varianty

$$N_{el,0,1} = 3\,257\,169 \text{ Kč} + 20\,210 \text{ MWh} * 1665,55 \frac{\text{Kč}}{\text{MWh}} + 80 \text{ Kč} = 36\,918\,015 \quad (6.14)$$

Daňový štít, o který se sníží výsledná daň z příjmu, je v prvním roce

$$D\check{S}_{0,1} = 19 \% * N_{el,0,1} = 7\,014\,423 \text{ Kč.} \quad (6.15)$$

Investice ani nové provozní náklady nejsou. Při uvažování výše zmíněných růstů cen elektřiny a doby porovnání 30 let vyjde nákladové NPV nulové investice

$$NPV_0 = 415\,549\,233 \text{ Kč.}$$

Pro novou variantu A je třeba uvažovat různou cenu elektřiny při využívání sítě VVN a VN a tudíž náklady na elektřinu v prvním roce jsou

$$N_{el,A,1} = 3\,371\,361 \text{ Kč} + 19\,643 \text{ MWh} * 1665,55 \frac{\text{Kč}}{\text{MWh}} + 527 \text{ MWh} * 1677,37 \frac{\text{Kč}}{\text{MWh}} + 80 \text{ Kč,} \quad (6.16)$$

$$N_{el,A,1} = 36\,971\,813 \text{ Kč.}$$

Investiční nové stálé provozní náklady této varianty jsou

$$N_{i,A} = 1\,127\,120 \text{ Kč,}$$

$$\Delta N_{pst,A} = 11\,270 \text{ K.}$$

Daňový štít je

$$D\check{S}_{A,1} = 19 \% * (N_{el,A,1} + \Delta N_{pst,A} + N_{od,1}) = 7\,048\,201 \text{ Kč.} \quad (6.17)$$

Výsledné NPV varianty A je

$$NPV_A = 417\,312\,437 \text{ Kč.}$$

A jejich rozdílové NPV tedy

$$\Delta NPV_A = -1\,763\,204 \text{ Kč.}$$

Detailní výpočet cash flow v jednotlivých letech a výsledného NPV je uveden v souboru z Excelu na příloženém CD.

Varianta B

Pro variantu B platí

$$\begin{aligned} N_{el,B,1} &= 3\,257\,169 \text{ Kč} + 20\,179 \text{ MWh} * 1665,55 \frac{\text{Kč}}{\text{MWh}} + 80 \text{ Kč} = \\ &= 36\,866\,382 \text{ Kč} \end{aligned} \quad (6.18)$$

$$N_{i,B} = 3\,282\,000 \text{ Kč.}$$

$$\Delta N_{pst,B} = 32\,820 \text{ Kč.}$$

$$D\check{S}_{B,1} = 19 \% * (N_{el,B,1} + \Delta N_{pst,B} + N_{od,1}) = 7\,073\,206 \text{ Kč.} \quad (6.19)$$

$$NPV_B = 418\,127\,451 \text{ Kč.}$$

Rozdílové NPV je tedy

$$\Delta NPV_B = -2\,578\,218 \text{ Kč.}$$

Detailní výpočet cash flow v jednotlivých letech a výsledného NPV je uveden v souboru z Excelu na příloženém CD.

6.2. Výběr optimální varianty

Optimální varianta bude ta, která má nejvyšší hodnotu rozdílového NPV. Ovšem ani jedna z uvedených variant A a B nemá rozdílové NPV kladné. Tudíž optimální je nulová varianta, tedy žádná investice a ponechání současného stavu. Realizací investice by došlo k roční ztrátě ve výši

$$RCF_A = \Delta NPV_A * a_{T\check{z}} = -134\,462 \text{ Kč}, \quad (6.20)$$

$$RCF_B = \Delta NPV_B * a_{T\check{z}} = -196\,615 \text{ Kč.} \quad (6.21)$$

Roční ztráta je vyjádřena pomocí ročního ekvivalentního toku RCF , který vypočtu z ΔNPV a anuity přes dobu životnosti $a_{T\check{z}}$.

V Tabulce 14 jsou zobrazeny výsledky ekonomického hodnocení nulové varianty a nových variant. Podle rozhodovacího kritéria $\Delta NPV \geq 0$ lze určit výsledné pořadí variant. Nejvýhodněji vychází nulová varianta, tedy žádná nová investice.

	V ₀	V _A	V _B
NPV [mil. Kč]	415,5	417,3	418,1
ΔNPV [mil. Kč]	0	-1,8	-2,6
RCF [tis. Kč]	-	-134,5	-196,6
Pořadí variant	1	2	3

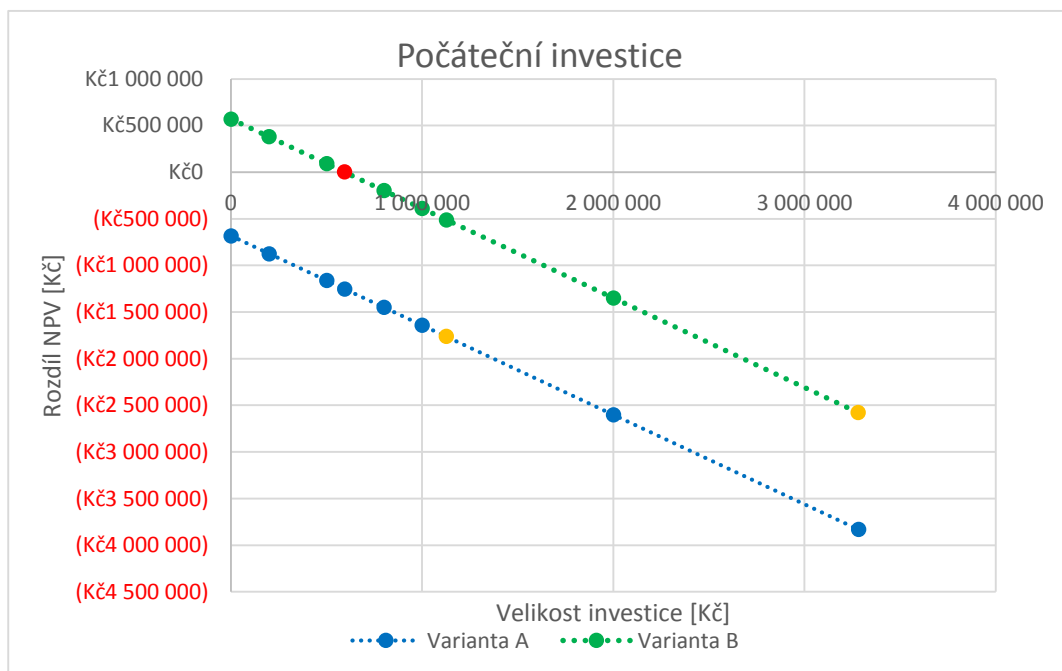
Tabulka 14 Výsledky ekonomického hodnocení

6.3. Citlivostní analýza

Následuje citlivostní analýza, která určí citlivost výsledků na jednotlivé vstupní parametry. Analýza je provedena graficky, oranžový bod značí vstupní hodnotu parametru do výpočtu, červený bod kritickou hodnotu, kdy se NPV rovná nule a ve kterém se tedy láme efektivnost projektu.

Investice

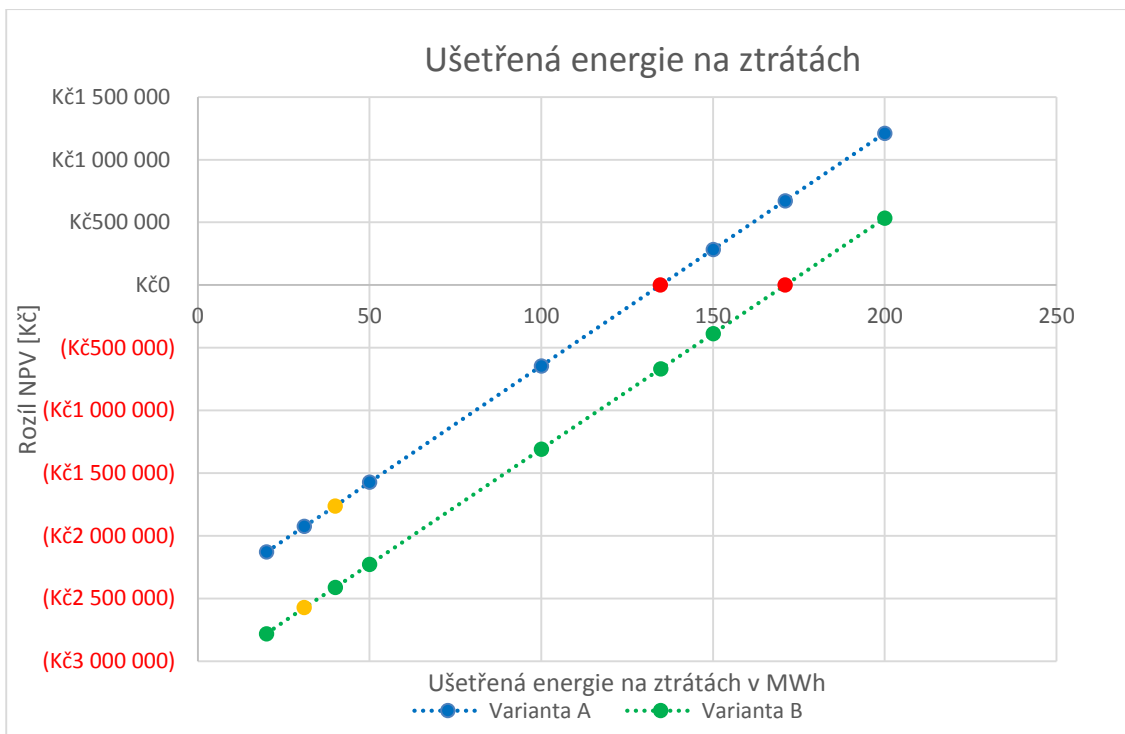
Jako první provedu citlivostní analýzu na velikost investice. Rozdílové NPV varianty A by nebylo kladné ani v případě nulové investice, efektivnost tedy závisí především na jiných parametrech. Variantu B bych mohla doporučit při investičních nákladech 594 900 Kč a menší, což ani vzdáleně neodpovídá reálným možnostem. Tento graf nelze přímo použít pro hodnocení pořadí investic, jelikož s každou variantou jsou spojeny jiné počáteční investice.



Graf 8 Citlivostní analýza na velikost počáteční investice

Ušetřená energie na ztrátách

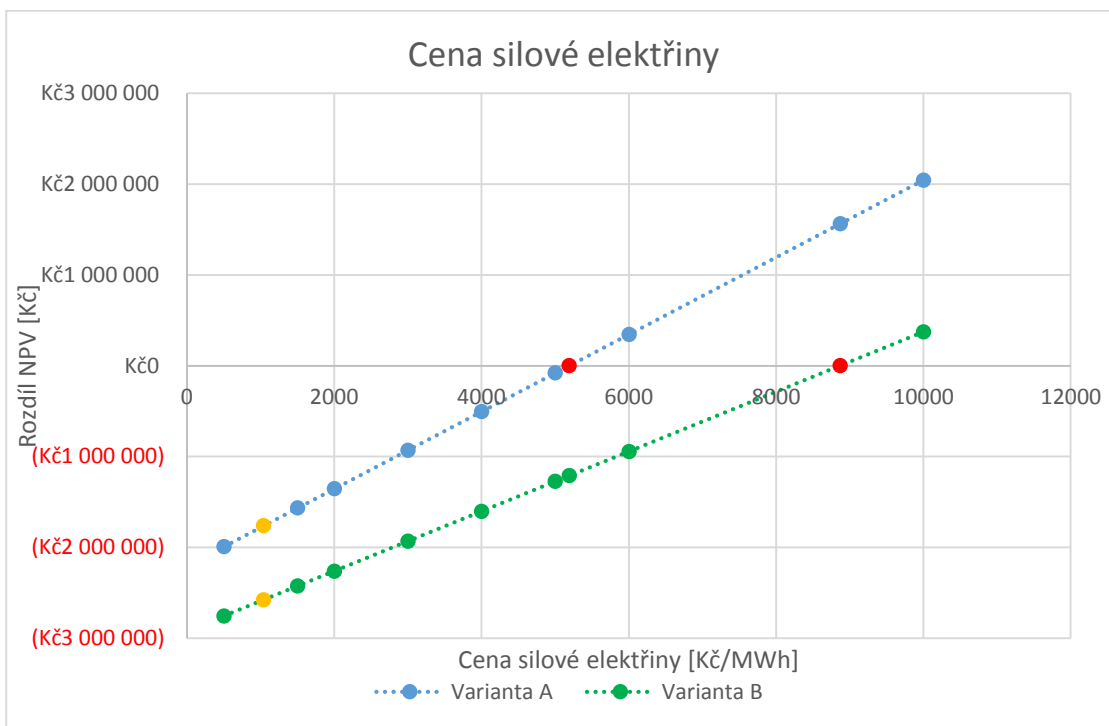
Pokud by se podařilo více snížit množství nakupované energie snížením ztrát transformátoru, investice se může stát výhodnou. Pro variantu A by roční úspora na ztrátách musela dosáhnout 134,73 MWh, pro variantu B 171 MWh, což při stejné hodnotě počáteční investice není v dnešních cenách reálné.



Graf 9 Citlivostní analýza na ušetřené energii na ztrátách

Cena silové elektřiny

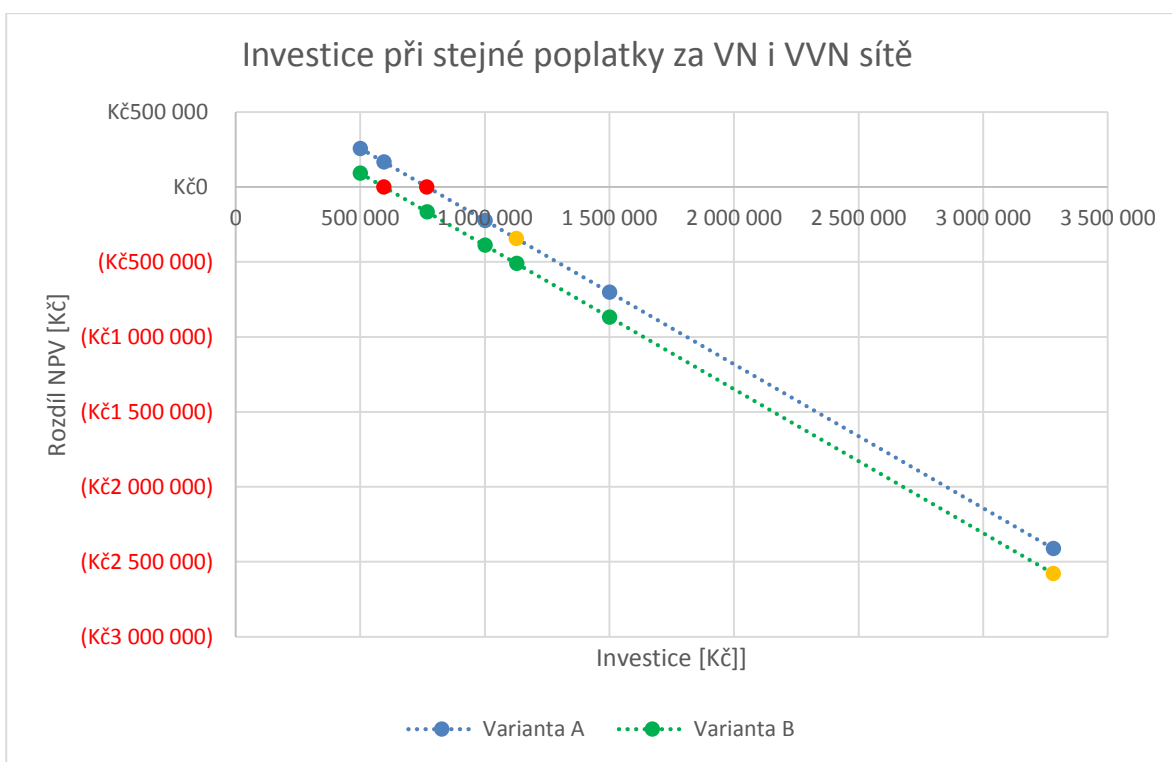
Z grafu je vidět větší citlivost na změnu hodnoty silové elektřiny u varianty A. Ovšem pro efektivnost investice se dostáváme opět do nereálných hodnot. Cena elektřiny by se musela vyšplhat až na 5 190 Kč/MWh pro variantu A a na 8 870 Kč/MWh pro variantu B.



Graf 10 Citlivostní analýza na cenu silové elektřiny

Investice při stejných poplatcích za použití sítí a rezervovanou kapacitu pro sítě VVN a VN

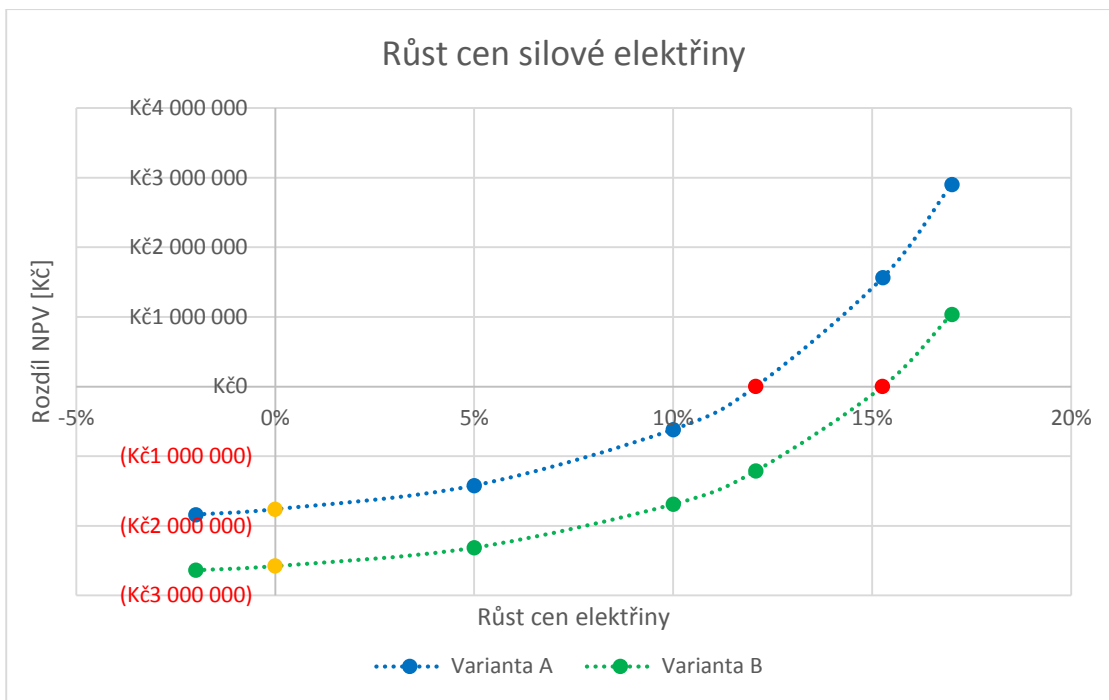
Další analýzou je změna velikosti investice, pokud by poplatky za použití sítí a rezervovanou kapacitu byly stejné při použití sítí VN jako VVN. Pokud by poplatky za VN a VVN sítě byly stejné, tak při nabídce od dodavatele 1 127 120 Kč by varianta A stále nebyla výhodná. Až po stlačení pořizovací ceny transformátoru včetně montážních prací na 767 600 Kč se dostávám na nulu rozdílového NPV. Křivka varianty B odpovídá citlivostní analýze pro počáteční investice, jelikož nezahrnuje poplatky za VN sítě. Tato analýza je pouze informativní, protože hlavním předpokladem je stejná cena při použití VN a VVN sítí, což opět není reálně uskutečnitelná situace.



Graf 11 Citlivostní analýza na velikost investice při stejných poplatcích za VN a VVN sítě

Růst silové ceny elektřiny

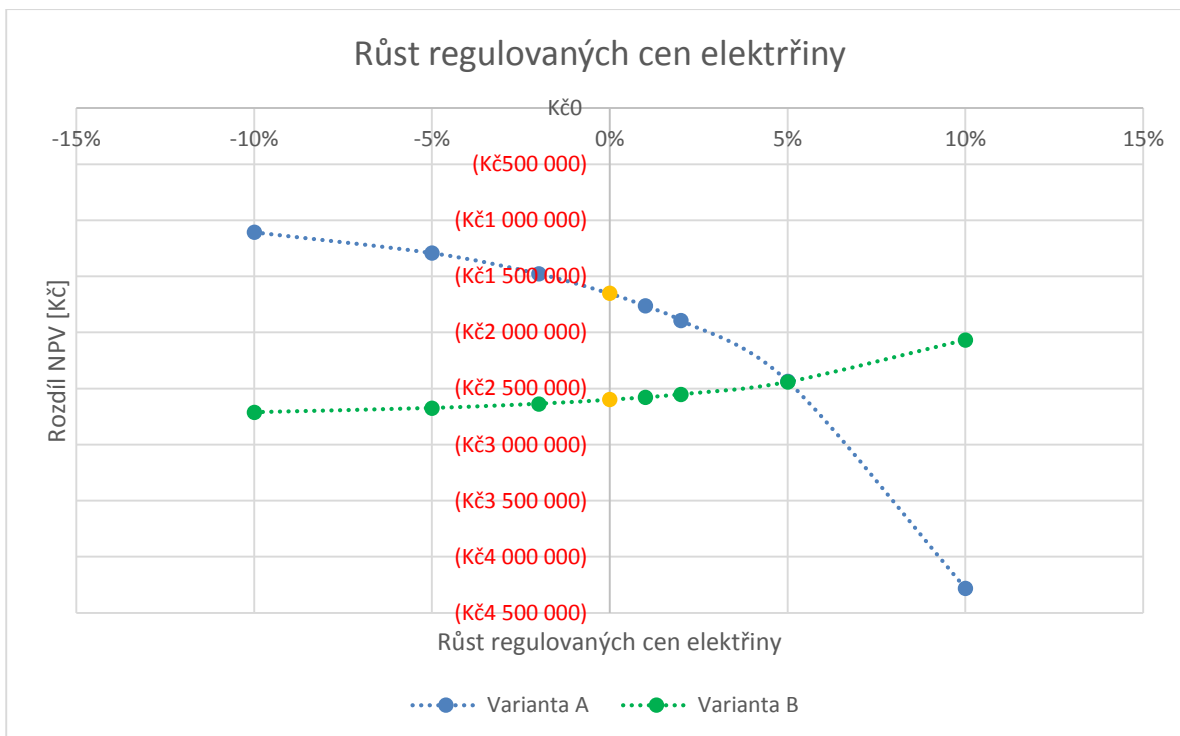
Uvažovala jsem 0% růst ceny silové elektřiny, ovšem její budoucí vývoj je jen těžko odhadnutelný, proto je citlivostní analýza na tento parametr velmi důležitá. Aby se investice stala výhodnou, musela by elektřina každoročně podražít o 12,08 % u varianty A a 15,27 % u varianty B. Tento vývoj je opět silně nepravděpodobný, jelikož při pohledu do minulosti cena silové elektřiny klesá.



Graf 12 Citlivostní analýza růst ceny silové elektřiny

Růst regulovaných cen elektřiny

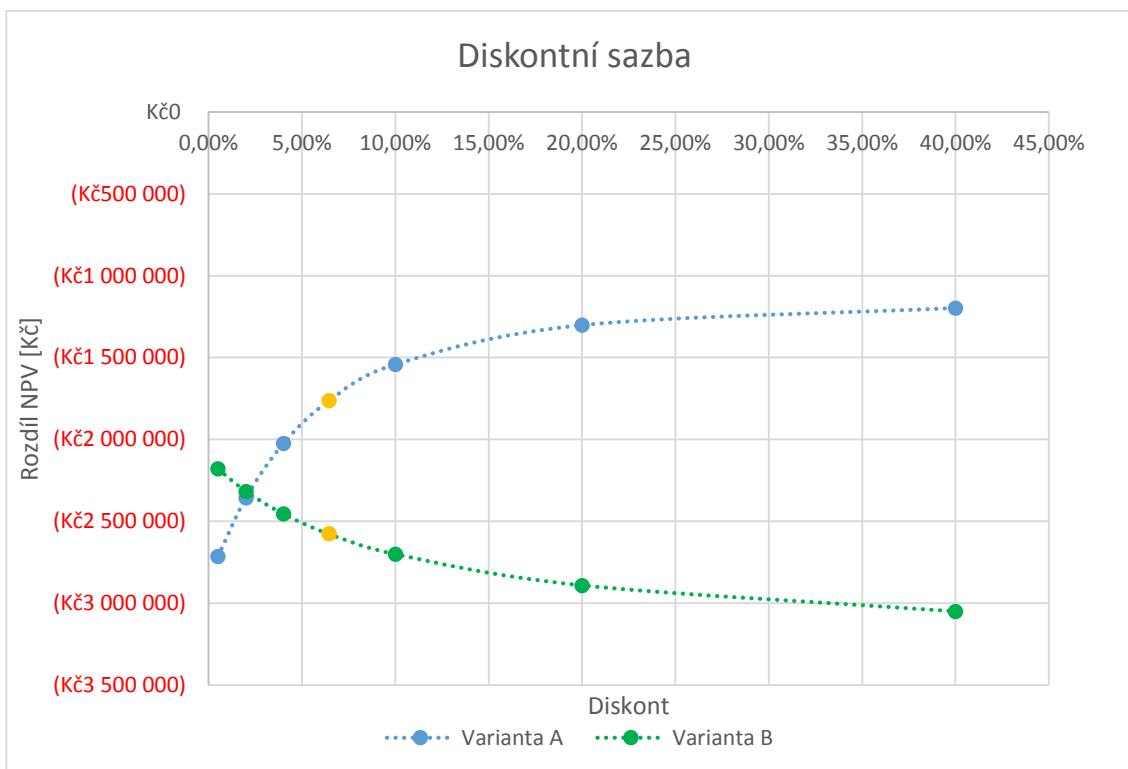
Pro regulované ceny jsem uvažovala 1% roční růst s ohledem na inflaci. Graf zobrazuje růst od -10 % do 10 %. Mezi regulovanou cenu jsou zahrnuty platby za rezervovanou kapacitu, použití sítí, na podporu OZE a KVET a na činnost OTE. Je vidět, že při růstu 5 % dochází ke změně pořadí variant.



Graf 13 Citlivostní analýza na růst regulovaných cen elektřiny

Diskontní sazba

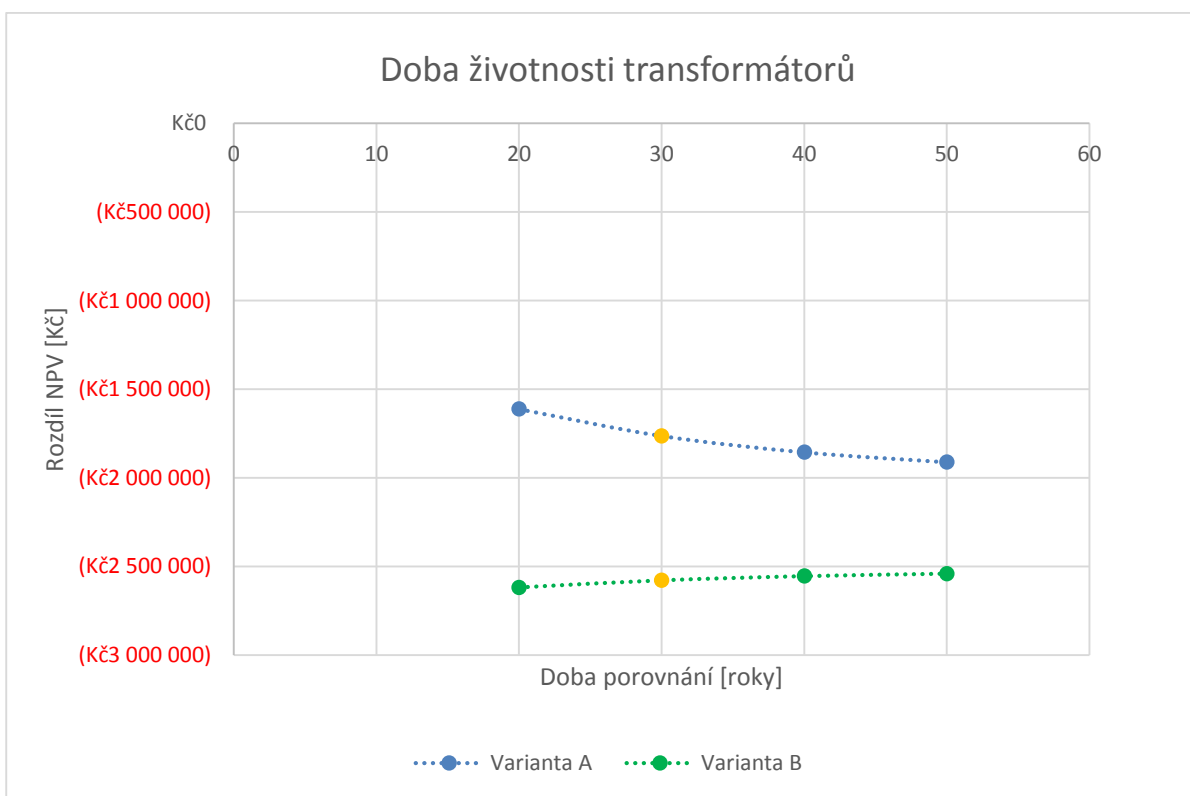
Dalším parametrem, u kterého budu zjišťovat citlivost na výsledek, je diskontní sazba, kterou jsem určila jako 6,46 %. Z grafu je vidět, že ani velkou změnou diskontu nedosáhnu pozitivní výsledek. Zajímavé je, že při zvyšování diskontu se varianta A stává výhodnější, ale varianta B méně výhodnou. Ovšem změny jsou jen pozvolné, diskont není parametr, který by výrazně ovlivnil výslednou hodnotu rozdílového NPV.



Graf 14 Citlivostní analýza na diskontní sazbu

Doba životnosti transformátorů

Dobu životnosti transformátorů jsem uvažovala 30 let. Energetické společnosti uvažují dobu životnosti transformátorů v rozmezí 30 – 45 let. Životnost se s postupem času a vývojem lepších technologií stále prodlužuje. Citlivostní analýza ukazuje vliv tohoto parametru na celkové výsledky. Ty se však změnou doby životnosti, a tedy i změnou doby porovnání, nijak dramaticky nemění. Varianta B má s delší volbou doby porovnání mírně lepší výsledky, ale celkové pořadí variant se nezmění.



Graf 15 Citlivostní analýza na dobu životnosti transformátorů (dobu porovnání)

Citlivostní analýza zobrazila citlivost výsledků na změnu zásadních vstupních hodnot. Ve všech grafech, kromě změny růstu regulovaných cen elektřiny a diskontní sazby, se se změnou vstupních hodnot nemění ani pořadí variant.

7. Závěr

Diplomová práce popisuje současný stav elektrického napájení podzemního zásobníku plynu Dolní Dunajovice společnosti RWE Gas Storage, s.r.o. Zásobník je napájen ze sítě VVN 110 kV společnosti E.ON Distribuce, a.s. Diagram zatížení je však díky podstatě jeho činnosti, vtláčení a vytlačení plynu, velmi nevyrovnaný, jak ukazuje graf č. 5 v kapitole 5.2. Půl roku dochází ke vtláčení plynu do zásobníku pomocí 4 kompresorů poháněných motory, jeden o příkonu 4 MW. Ve zbytku roku je prováděna těžba plynu, která není na spotřebovanou elektřinu tak náročná, příkon v tomto období se pohybuje do 250 kW. Po celý rok je zásobník napájen z 2 paralelně zapojených transformátorů o jmenovitém výkonu 10 MVA s transformací 110/6 kV. Pro období vtláčení je napájení vyhovující, ovšem pro období těžby jsou vůči malému odebíranému výkonu relativně vysoké ztráty transformátoru naprázdno. Smyslem této práce je technické zpracování jiných možností napájení zásobníku plynu a jejich ekonomické zhodnocení.

Z možných variant byly vybrány 2, jsou označeny varianta A a B.

Varianta A uvažuje v období těžby plynu napájení z linky VN 22 kV, která se také nachází poblíž objektu zásobníku. Na soustavu 22 kV by byl připojen transformátor o jmenovitém výkonu 400 kVA. Současné transformátory o velkém výkonu by byly v tomto období odstaveny. V období vtláčení a potřeby velkých příkonů by byly připojeny dosavadně používané transformátory o příkonu 10 MVA z linky VVN 110 kV a nově instalovaný transformátor by byl odstaven.

Varianta B uvažuje nákup nového transformátoru s transformací 110/6 kV, ale o menším výkonu. Princip připojení by byl stejný jako ve variantě A, nový transformátor by pracoval pouze v období těžby a potřeby nižších výkonů.

Obě varianty jsou spojeny s potřebou nových finančních prostředků na investice a provoz, které mají zajistit nižší ztráty, a tím menší množství nakupované elektrické energie. Ekonomická efektivnost je posuzována dle principu čisté současné hodnoty, a to tak, že se efektivnost posuzuje pomocí rozdílu NPV nulové investice a nové varianty. Pro obě varianty vychází čistá současná hodnota oproti nulové investici záporně. Pro variantu A vychází roční ztráta, vyjádřena pomocí ročního ekvivalentního toku, - 134 462 Kč. Neefektivnost investice je dána především vyššími poplatky za rezervovanou kapacitu a použití sítí na hladině VN oproti současně využívané síti VVN. Roční ekvivalentní tok varianty B je - 196 615 Kč. Neefektivnost varianty B vůči nulové

variantě je dána díky příliš velké investici k velikosti ušetřených ztrát. Výpočet tedy prokázal, že ani jedna z navržených variant není ekonomicky efektivní, relativně výhodnější je varianta A.

V obou variantách je nesporně jasná úspora na ztrátách, při variantě A a napájení ze soustavy 22 kV by se uspořilo až 40 MWh spotřebované energie, u varianty B 31 MWh. Ale ani jednu variantu nemohu díky ekonomické neefektivnosti doporučit. Citlivostní analýza v poslední kapitole práce zobrazuje, která data nejvíce ovlivňují výsledek. Analýza je důležitou součástí práce, jelikož investice je počítána na dobu porovnání 30 let. Některé parametry, jako cena elektřiny, se na tak dlouhou dobu do budoucnosti odhadují jen velmi obtížně. Analýza tedy zobrazuje výsledky za jiných předpokladů, než které uvažuji, a za jakých podmínek by došlo ke změně pořadí variant. Ke změně pořadí dochází pouze u méně pravděpodobných hodnot, efektivnost variant se tím nemění.

Nevýhodou aktuální situace je poměrně velká zbytková životnost používaných transformátorů. Na konci životnosti, až bude nutná jejich výměna, bych určitě doporučila zvážit paralelní chod transformátorů s různými výkony, který by pokrýval diagram zatížení a lépe využíval výkonový potenciál transformátorů, bude ale nutné nejdříve provést ekonomické zhodnocení. Nový způsob napájení zásobníku po skončení životnosti stávajících transformátorů však přichází v úvahu až za 20 let.

Použitá literatura

- [1] Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v České republice 2016 - 2025. NET4GAS [online]. Dostupné z: http://www.net4gas.cz/cs/media/nTYNDP_CZ_2015_a_Dolozka_160118.pdf?jis=20160408145840
- [2] DVOŘÁK, Jan. Kritérium rozvoje energetického systému a GNVP. Praha, 2012. Diplomová práce. České vysoké učení technické v Praze. Fakulta elektrotechnická.
- [3] Energetický regulační věstník [online]. Jihlava: ERÚ, Energetický regulační úřad, 2015, 15(8). Dostupné také z: https://portal.gov.cz/portal/publikujici/eeuaau7/vestniky/18438_doc.pdf
- [4] HRON, Jakub. Hospodárná velikost transformátorů. Praha, 2014. Bakalářské práce. České vysoké učení technické v Praze. Fakulta elektrotechnická.
- [5] Inflace - druhy, definice, tabulky. ČSÚ, Český statistický úřad [online]. 2016. Dostupné z: https://www.czso.cz/csu/czso/mira_inflace
- [6] Informační brožura. RWE Gas Storage, s.r.o. [online]. Dostupné z: http://www.rwe-gasstorage.cz/cs/prezentace/rwe_gs_provozovatel_pzp/rwe_gs_pzp.html
- [7] Katalog distribučních transformátorů. RIA power s.r.o. [online]. Dostupné z: <http://www.riapower.cz/assets/catalogue/CG-ECO-design-AI-22kV-AI-A4-CZE.pdf>
- [8] KONÍČEK, Václav. Elektrické stroje. Studijní materiál. VOŠ a SPŠ Františka Křižíka [online]. Dostupné z: <http://www.vosaspsekrizik.cz/cs/download/studium/vos/el-stroje-a-pristroje/transformatory.pdf>
- [9] Obrázek transformátoru. In: Elekrika.info, informační portál z oblasti elektrotechniky [online]. Dostupné z: http://elekrika.cz/obr/08_elektrote_trans_07v.jpg
- [10] PETROV, G.N. Elektrické stroje 1: Úvod - Transformátory. 3. oprav. a dopl. Praha: Academia, nakladatelství Československé akademie věd, 1980. ISBN 21-045-80.
- [11] Roční zpráva o provozu plynárenské soustavy ČR za rok 2014. In: ERÚ, Energetický regulační úřad [online]. 2015. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462888/Zprava_o_provozu_PS_2014.pdf/cbbfa988-0c4d-4fdb-b15f-b4a358057931
- [12] STARÝ, Oldřich. CAPM, Výpočty koeficientů. Studijní materiál. Praha, 2015. Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL ČVUT v Praze.
- [13] Václavek, Jan, Zdeněk BUREŠ a Petr ŠITINA. Navrhování venkovních vedení vn a nn. Praha: SNTL, 1989, 263 s. Praktické elektrotechn. příručky. ISBN 80-7249-148-2.

- [14] VAŠÍČEK, Jiří. Ceny a náklady v energetice. Habilitační Přednášky. Praha, 2003. České vysoké učení technické v Praze, Fakulta elektrotechnická
- [15] VAŠÍČEK, Jiří. Oceňování majetku a závazků v účetnictví. Studijní materiál. Praha, 2015. Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL ČVUT v Praze.
- [16] VOŽENÍLEK, Petr, Vladimír NOVOTNÝ a Pavel MINDL. Elektromechanické měniče. 2. vyd. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011, 219 s. ISBN 978-80-01-04875-7.
- [17] Výroční zpráva 2015. RWE Gas Storage, s.r.o. [online]. 2016. Dostupné z: https://www.rwe-gasstorage.cz/cs/media/AR_RWE_GS_2015_CZ_final.pdf
- [18] Zákon č.586/1992 o daních z příjmů. České národní rady. [online]. 1992. Dostupné z: <https://portal.gov.cz/app/zakony/zakon.jsp?page=0&nr=586~2F1992&rpp=15#seznam>
- [19] Zásady cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství. ERÚ, Energetický regulační úřad [online]. 2015. Dostupné z: <https://www.eru.cz/documents/10540/462862/Zasady-cenove-regulace-IV-RO.pdf/e438802a-b956-4df7-8353-89ccfd72a1ae>
- [20] Zpráva o inflaci - I/2016. ČNB, Česká národní banka [online]. 2016. Dostupné z: https://www.cnb.cz/miranda2/export/sites/www.cnb.cz/cs/menova_politika/zpravy_o_inflaci/2016/2016_I/download/zoi_I_2016.pdf

Seznam obrázků

Obrázek 1 Přepravní systém v ČR, NET4GAS [1]	10
Obrázek 2 Zjednodušené schéma procesu vtláčení a těžby plynu [6]	13
Obrázek 3 Jednoduché schéma PZP [11]	14
Obrázek 4 Elektromagnetické schéma transformátoru [9].....	16
Obrázek 5 Náhradní schéma transformátoru [10].....	17
Obrázek 6 Měření při rozpojeném sekundárním vinutí [10].....	17
Obrázek 7 Měření nakrátko [10]	18
Obrázek 8 Schéma zásobování PZP elektrickou energií	20
Obrázek 9 Mapa budov v areálu PZP Dolní Dunajovice	22
Obrázek 10 Návrh nového schématu napájení PZP, varianta A.....	25
Obrázek 11 Návrh nového schématu napájení PZP, varianta B	27

Seznam grafů

Graf 1 Vývoj spotřeby plynu v ČR [11]	9
Graf 2 Modelové současné zatížení transformátoru 10 MVA.....	15
Graf 3 Vývoj zatížení během roku 2015	21
Graf 4 Navrhované zatížení transformátorů	26
Graf 5 Průběh výkonu.....	31
Graf 6 Čtvrthodinová maxima leden – květen	32
Graf 7 Čtvrthodinová maxima září – prosinec.....	33
Graf 8 Citlivostní analýza na velikost počáteční investice.....	48
Graf 9 Citlivostní analýza na ušetřenou energii na ztrátách	49
Graf 10 Citlivostní analýza na cenu silové elektřiny	50
Graf 11 Citlivostní analýza na velikost investice při stejných poplatcích za VN a VVN síť	51
Graf 12 Citlivostní analýza růst ceny silové elektřiny.....	52
Graf 13 Citlivostní analýza na růst regulovaných cen elektřiny	53
Graf 14 Citlivostní analýza na diskontní sazbu	54
Graf 15 Citlivostní analýza na dobu životnosti transformátorů (dobu porovnání).....	55

Seznam tabulek

Tabulka 1 Vývoj spotřeby plynu v ČR v 2014 [11]	8
Tabulka 2 Technická specifikace transformátoru.....	23
Tabulka 3 Ztráty transformátoru.....	23
Tabulka 4 Rezervovaná kapacita na rok 2016	30
Tabulka 5 Hodnoty v jednotlivých letech	32
Tabulka 6 Maximální výkon pro období těžby	33
Tabulka 7 Investice, varianta A	36
Tabulka 8 Investice, Varianta B	36
Tabulka 9 Rezervovaná kapacita na rok 2016 a příslušné náklady	38
Tabulka 10 Srovnání hodnot ztrát, Varianta A	39
Tabulka 11 Srovnání ztrát, Varianta B	40
Tabulka 12 Vývoj inflace za poslední 4 roky [5]	43
Tabulka 13 Odpisy investic	44
Tabulka 14 Výsledky ekonomického hodnocení	47

Přílohy na CD

1. Výpočtový soubor. Sešit aplikace Excel. 1_Příloha.xlsx
2. Technická specifikace, trojfázový olejový říditelný transformátor. 2_štítek.pdf
3. Nabídka transformátoru 22/0,4 kV, RIA power s.r.o. 3_nabídka_tr1.pdf
4. Nabídka elektromontážních prací, Elektromont servis Brno, spol. s r.o. 4_nabídka_práce.pdf
5. Nabídka transformátoru 110/6 kV, ETD TRANSFORMÁTORY a.s. 5_nabídka_tr2.pdf