



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Akumulace energie zkapalňováním vzduchu

Accumulation of energy by liquefaction of air

Bakalářská práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Elektrotechnika a management

Vedoucí práce: Ing. Miroslav Vítek, CSc.

Filip Smrčka

Praha 2018

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Smrčka** Jméno: **Filip** Osobní číslo: **440721**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Elektrotechnika a management**

II. ÚDAJE K BAKALÁŘSKÉ PRÁCI

Název bakalářské práce:

Akumulace energie zkvalňováním vzduchu

Název bakalářské práce anglicky:

Accumulation of energy by liquefaction of air

Pokyny pro vypracování:

Proveďte rešerši existujících zařízení
Případová studie v konkrétní lokalitě
Odhad nákladů
Porovnání s jinými způsoby akumulace (PVE nebo baterie)

Seznam doporučené literatury:

Kislingerová a kol.: Manažerské finance, Beck 2007, 2.vydání
Dufek M.: Termodynamika látkových soustav. Praha: ČVUT FSi 1999. 201 s. ISBN 80-01-01953-5.
Kvasnica, J.: Termodynamika. 1. vyd. Praha: SNTL, 1965. 394 s.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) bakalářské práce:

Ing. Miroslav Vítek, CSc., 13116

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) bakalářské práce:

Datum zadání bakalářské práce: **14.02.2018** Termín odevzdání bakalářské práce: **25.05.2018**

Platnost zadání bakalářské práce: **30.09.2019**

Ing. Miroslav Vítek, CSc.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Student bere na vědomí, že je povinen vypracovat bakalářskou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací.
Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v bakalářské práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Prohlašuji, že jsem tuto bakalářskou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.

Praha, 25.5.2018

.....

Zde bych rád poděkoval svému vedoucímu, panu Ing. Miroslavu Vítkovi, CSc., za věcné rady a trpělivost při konzultacích. Dále děkuji panu Zronkovi a panu Šmejkalovi ze spol. ČEZ za poskytnuté informace k odhadu cen komponent navrhovaného systému. V neposlední řadě děkuji svým rodičům za materiální a psychickou podporu při studiu.

ABSTRAKT

Tématem této bakalářské práce je systém určený k akumulaci elektrické energie fungující na principu zkapalňování vzduchu (tzv. LAES systém). Nejprve jsou popsány jednotlivé části systému a princip jejich funkce a následně je navržen konkrétní systém s využitím odpadního tepla z uhelné elektrárny Tušimice II. V další části je proveden odhad nákladů (resp. velikosti investic) na instalaci tohoto systému. Závěrečná část je věnována zhodnocení projektu z ekonomického hlediska a porovnání s dalšími metodami akumulace elektrické energie.

KLÍČOVÁ SLOVA

Akumulace energie, zkapalňování vzduchu, obnovitelné zdroje energie, LAES

ABSTRACT

The topic of this Bachelor thesis is a liquid air energy storage (LAES) system. Firstly, the parts of the system are described, the main principle of function is explained and a system which uses waste heat from the Tušimice power plant is proposed. Initial costs of the proposed system are then estimated in the next chapter. The final chapter presents an economic analysis of the system and its comparison with other methods of energy accumulation.

KEYWORDS

Energy accumulation, air liquefaction, renewable energy sources, LAES

Obsah

1	Úvod	13
2	LAES systém	15
2.1	Princip činnosti samostatného systému.....	15
2.2	Princip činnosti systému s využitím odpadního tepla	17
2.3	Detailní popis systému	17
2.4	Účinnost systému	20
2.5	Možnosti zvýšení účinnosti.....	22
3	Případová studie – LAES Tušimice	25
3.1	Lokalita	25
3.2	Load shifting	27
3.3	Popis kombinovaného systému	28
3.4	Výpočet systému	32
3.5	Popis kombinovaného systému 2	35
3.6	Výpočet systému 2	38
4	Odhad investice	42
4.1	Komponenty systému a jejich velikost	42
5	Ekonomická analýza, porovnání s ostatními metodami	48
5.1	Stanovení ceny elektrické energie.....	48
5.2	Podpůrné služby	49
5.3	Li-Ion akumulátory	50
5.4	Přečerpávací vodní elektrárna	50
5.5	Kritéria porovnání investic.....	51
5.6	Parametry zařízení.....	52
5.7	Výsledky ekonomické analýzy	53
6	Závěr	56
	Použitá literatura	58
	Seznam příloh	62
	Přílohy.....	63

1 Úvod

V současné době se lidstvo v oblasti energetiky dostává do období „zelené revoluce“. Standardní zdroje elektrické energie fungující na principu spalování fosilních paliv (tj. neobnovitelné zdroje) postupně ustupují do pozadí a jsou nahrazovány zdroji obnovitelnými (OZE). Česká legislativa definuje obnovitelné zdroje následovně: „*Obnovitelnými zdroji se rozumí obnovitelné nefosilní přírodní zdroje energie, jimiž jsou energie větru, energie slunečního záření, geotermální energie, energie vody, energie půdy, energie vzduchu, energie biomasy, energie skládkového plynu, energie kalového plynu a energie bioplynu.*“ [1] S nastupujícími technologiemi přicházejí nové problémy a technologické výzvy, které je (nebo přinejmenším v nedaleké budoucnosti bude) nutné řešit – hlavním problémem je nestálost těchto zdrojů. Správci přenosových soustav kontrolující toky elektřiny (tzn. v ČR společnost ČEPS) donedávna pouze regulovali výrobu úpravou výkonů jednotlivých zdrojů podle aktuální spotřeby (poptávky), po masivním rozšíření OZE – zejména zdrojů využívajících sluneční a větrnou energii – však stále častěji nastává situace, kdy je aktuální výkon dodávaný do sítě vyšší než výkon odebíraný. Z ekonomického hlediska se jedná o poměrně neobvyklou situaci, kdy se v důsledku nabídky převyšující poptávku cena za jednotku elektrické energie z pohledu dodavatele dostává do nízkých až záporných hodnot [2].

Logickým řešením problematiky nestálosti zdrojů je akumulace energie. Elektrickou energii jako takovou ovšem ze své podstaty nelze skladovat; elektřina určená k akumulaci musí být nejprve transformována na jiný druh energie – potenciální v případě přečerpávacích vodních elektráren, elektrochemickou v případě akumulátorů a kondenzátorů, kinetickou v případě setrvačnicků nebo „fyzikálně–mechanickou“ energii využívající změny skupenství pracovního média v případě LAES systému.

Zajímavým (a v této aplikaci poměrně novým) přístupem k řešení problematiky je využití principu zkapalňování a opětovného vypařování plynu, v tomto případě toho nejdostupnějšího – vzduchu. Takovýto systém nabízí mnohé výhody – využívá „vyspělé“ technologie (tzn. technologie, které jsou dlouho známé, dostatečně teoreticky popsané, nevyskytují se u nich zásadní nedostatky vyplývající z nedostatečné znalosti principů funkce a zlepšují se evolučně) [3], nevyžaduje prakticky žádné terénní úpravy, neklade nároky na umístění v krajině (na rozdíl od přečerpávacích vodních elektráren), má nulové provozní emise a dlouhou životnost. V současnosti je zásadní nevýhodou nízká účinnost systému, která plyne z nedostatečného praktického výzkumu v tomto oboru – myšlenka, že by kapalný vzduch bylo možno využít ve velkém měřítku k akumulaci elektrické energie, se objevila zhruba v roce 1998 [4] a později se rozšířila i mezi neodbornou veřejnost (viz např. zpráva BBC z roku 2012) [5].

V praxi se „zkušební“ provozem zařízení zabývá britská společnost *Highview Power Storage*¹, která v lednu 2010 spustila v britském městě Slough první LAES systém (tzv. „*pilot plant*“ – 350 kW/2,5 MWh) a v dubnu 2018 ve městě Bury uvedla do provozu systém využívající odpadní teplo z přílehlého zařízení na spalování odpadu.

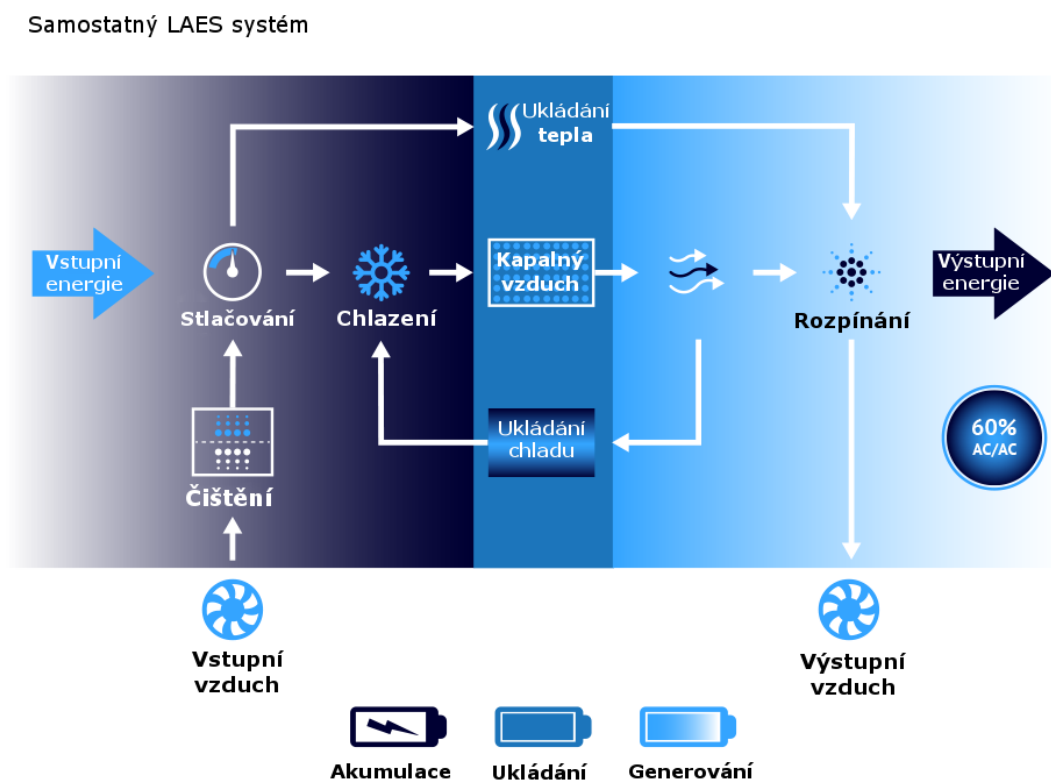
¹ www.highview-power.com

2 LAES systém

2.1 Princip činnosti samostatného systému

Fyzikální princip zkapalňování vzduchu je poměrně jednoduchý a dlouho známý – např. Hampson-Lindeova metoda zkapalňování plynů byla patentována v roce 1895 [6]; Joule-Thomsonův jev, kterého může být v rámci této metody využíváno, byl popsán v roce 1852 [7]. Celý systém se skládá ze tří hlavních částí: akumulární, úložné a generátorové.

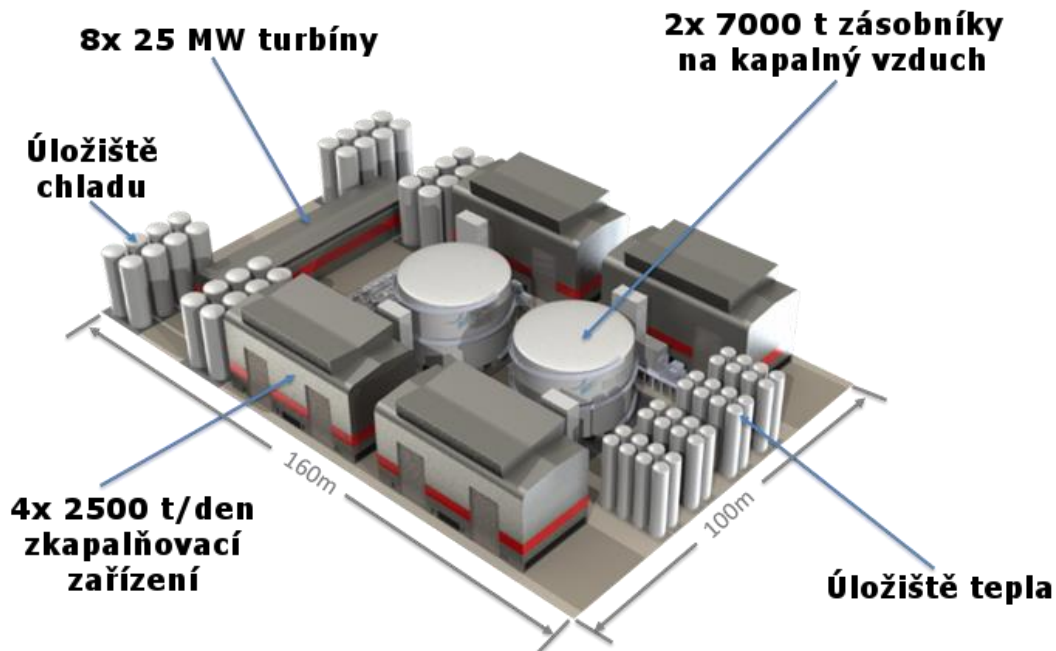
Akumulární část je v provozu v době, kdy je v síti dostatek (v ideálním případě přebytek) elektřiny (resp. elektrického výkonu), a je tedy vhodné ji akumulovat. Elektrická energie z distribuční sítě je použita na stlačení a ochlazení plynného vzduchu na teplotu -196 °C (cca 77 K), při které po expanzi dochází ke změně skupenství na kapalné. Nutným předpokladem zkapalňování vzduchu je jeho vysušení (tzn. odstranění plynné vody), filtrace (odstranění pevných částic) a odstranění částí, které mění skupenství při teplotě vyšší, než je bod varu dusíku (-196 °C); jedná se zejména o oxid uhličitý s bodem varu -78 °C , který při rapidním ochlazení vzduchu desublimuje (tj. mění skupenství z plynného přímo na pevné) – tento jev je nežádoucí, neboť by mohlo dojít k poškození některých částí systému, zejména turbín. Principiální schéma akumulární části je na Obr. 1 vlevo.



Obr. 1 Schéma samostatného LAES systému (zdroj: Highview Power)

Úložná část systému je využívána ke skladování kapalného vzduchu při téměř atmosférickém tlaku (uvažuje se 100 kPa) ve vakuem izolovaných nádobách, které zabraňují styku s vnějším pláštěm, při němž by docházelo k varu a odpařování skladované kapaliny. Nádrž o objemu 1600 m³ je schopna pojmout ekvivalent elektrické energie cca 220 MWh [8]. Celková úložná kapacita systému může dosahovat řádově od desítek MWh do jednotek GWh [9]. Úložná část je na Obr. 1 uprostřed.

Generátorová část je v provozu v době, kdy je v síti nedostatek elektrické energie a zároveň je naakumulován dostatek paliva. Kapalný vzduch je pod tlakem zahříván, dochází k varu a poté k rapidní expanzi, při které zhruba 700× zvětšuje objem. Expanze probíhá v jedné, případně i v několika turbínách, jejichž lopatky jsou roztáčeny energií rozpínajícího se plynu. Na stejném hřídeli je připojen synchronní generátor, vyrobená elektřina je transformována na příslušnou napěťovou hladinu a dodávána do sítě. Expandovaný plyn je následně vypouštěn do atmosféry. Výkon generátoru může dosahovat řádově jednotek až stovek MW [9]; spol. *Highview Power Storage* plánuje vybudovat systém o výkonu 200 MW a úložné kapacitě 1,2 GWh (viz Obr. 2) [10]. Generátorová část je na Obr. 1 vpravo.

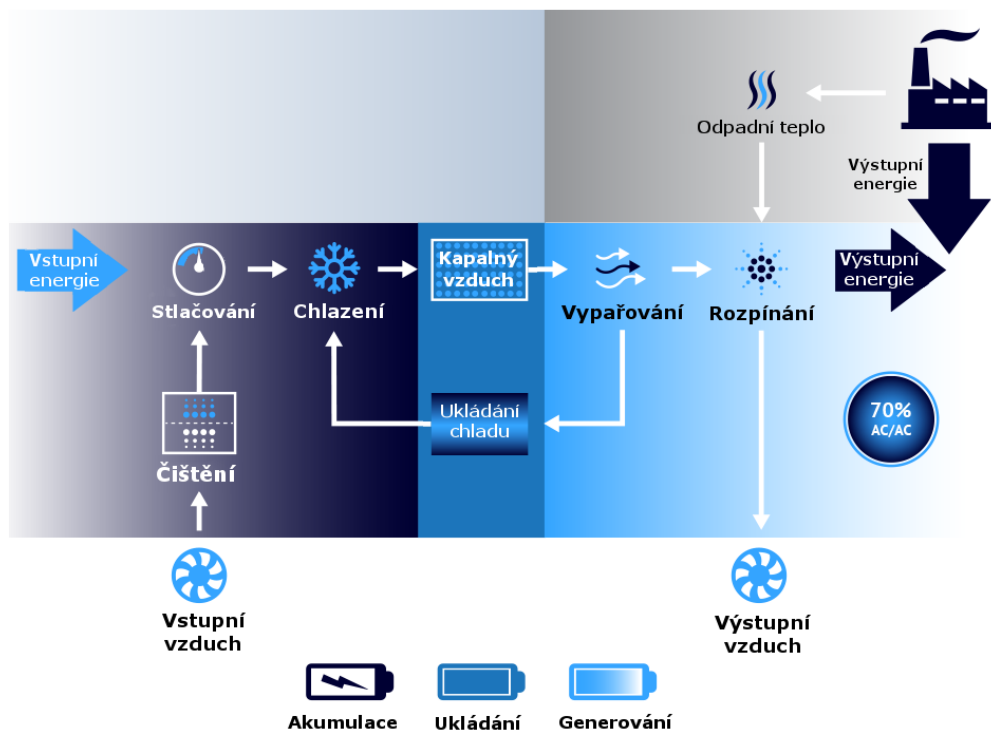


Obr. 2 Schéma zařízení GigaPlant (zdroj: Highview Power)

2.2 Princip činnosti systému s využitím odpadního tepla

System funguje téměř totožně se samostatně fungujícím systémem popsaným v předchozí kapitole. Jediným rozdílem je použití odpadního tepla z přílehlé elektrárny nebo průmyslového závodu, které je využito k ohřevu expandujícího vzduchu před vstupem do turbíny. Tímto způsobem lze zvýšit nejen účinnost LAES systému, ale částečně i (například jaderné) elektrárny – LAES systém v tomto případě usnadňuje chlazení sekundárního okruhu, jehož teplo je standardně vypouštěno chladicími věžemi do atmosféry.

System s využitím odpadního tepla



Obr. 3 Schéma systému s využitím odpadního tepla (zdroj: Highview Power)

2.3 Detailní popis systému

Na Obr. 4 je zobrazeno podrobné schéma samostatně pracujícího systému [11].

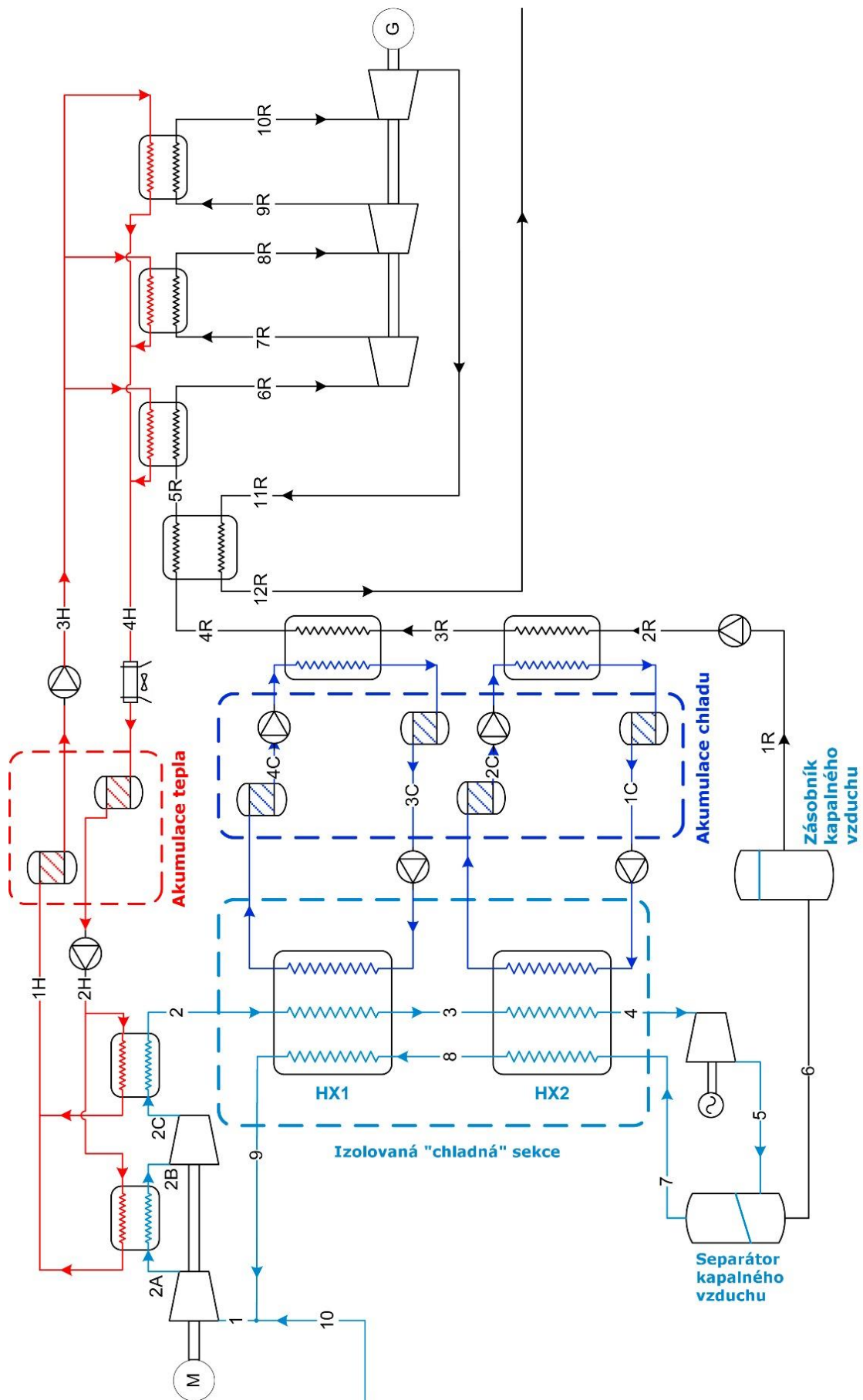
Stlačení vzduchu je v tomto případě dosaženo dvěma kompresory (1, 2A, 2B), které jsou chlazeny teplotnosným olejem Essotherm 650 (2H); tento olej dosahuje pracovních teplot až 275 °C [12]. Prvního zvýšení účinnosti je dosaženo ukládáním tepla (1H) odebíraného stlačovanému plynu; toto teplo lze využít např. k ohřevu TUV (teplé užitkové vody) a následnému vytápění blízkých budov, primárním využitím v rámci systému je však ohřev vypařujícího se vzduchu ve fázi výroby elektrické energie.

Stlačený vzduch je v další fázi (2, 3) – v tzv. *coldboxu* – ochlazován chladivem z části „akumulace chladu“ (v obrázku znázorněno tmavě modrou barvou) a chladným vzduchem ze separátoru. Ochlazený stlačený vzduch následně expanduje v kryoturbině a vzniklý aerosol (směs kapaliny a plynu) je koncentrován v separátoru, kde dochází k oddělení kapalného vzduchu (6) od plynného (7). Kapalný vzduch je uchováván v zásobníku při atmosférickém tlaku a teplotě cca 80 K.

Při provozu systému v režimu výroby energie je kapalný vzduch zahříván chladivem z „chladné“ akumulační části (2R, 3R) – takto je možno uchovat exergii (tzn. část energie, kterou lze přeměnit na mechanickou práci) kapalného vzduchu v systému, a využít ji na další zkapalňování vzduchu. Jako chladivo je (vzhledem k vysoké tepelné kapacitě a malému objemu) možno použít propan nebo methanol. Chlad uložený v této části systému navíc může být použit například v klimatizačních systémech blízkých budov.

Vzduch následně prochází regenerátorem (4R) a ohřevem (5R), kde je ohříván teplem akumulovaným teplonosným olejem v první fázi procesu, a konečně turbínou, která je rozdělena do tří částí (6R, 8R, 10R). Mezi částmi turbíny je opět využito akumulované teplo a vzduch je přehříván teplonosným olejem (7R, 9R). Poměry tlaků ve vysokotlaké, střednětlaké a nízkotlaké části turbíny jsou voleny tak, aby bylo dosaženo co možná nejvyšší účinnosti expanze a lopatkám turbíny bylo předáno co nejvíce energie odpařovaného vzduchu.

Teplonosný olej, který odevzdal naakumulované teplo, se vrací do zásobníku v části „akumulace tepla“ poté, co byl ochlazen ve výměníku (4H) na teplotu okolí. Výměník je zde jediná část systému, které odevzdává teplo okolí – vzduch vypouštěný po průchodu turbínou (12R) má teplotu téměř shodnou s teplotou okolního vzduchu.



Obr. 4 Detailní schéma (zdroj: Giuseppe Leo Guizzi et al.)

2.4 Účinnost systému

Celková účinnost systému (tzv. *round-trip efficiency*) η_{RT} je definována jako poměr výstupní (získané) a vstupní (dodané) energie:

$$\eta_{RT} = \frac{W_{out}}{W_{in}} = \frac{m_{1R} \cdot w_T}{m_1 \cdot w_C}, \quad (1)$$

kde m_{1R} je hmotnost zkapalněného vzduchu odebíraného ze zásobníku [kg],

w_T je měrná práce turbíny [W/kg],

m_1 je hmotnost vstupního plynného vzduchu [kg],

w_C je měrná práce kompresoru [W/kg].

Měrnou práci lze, při zanedbání změn kinetické a potenciální energie, popsat pomocí změn velikosti entalpie (jednotlivé indexy odpovídají označení na Obr. 4):

$$w_T = (h_{6R} - h_{7R}) + (h_{8R} - h_{9R}) + (h_{10R} - h_{11R}) - (h_{2R} - h_{1R}), \quad (2)$$

$$w_C = (h_{2A} - h_1) + (h_{2C} - h_{2B}) - (h_4 - h_5). \quad (3)$$

Za předpokladu, že je během výroby elektrické energie spotřebován všechen zkapalněný vzduch, je jeho množství právě rovno množství plynu zkapalněného během akumulační fáze. Lze tedy zavést tzv. zisk zkapalněného plynu (z angl. *yield*), který značí poměr hmotnosti vzduchu vstupujícího do kompresoru a hmotnosti získané kapaliny:

$$m_{1R} = Y \cdot m_1 \quad (4)$$

$$Y = \frac{\eta_{RT} \cdot w_C}{w_T}. \quad (5)$$

Exergie

Energie uložená do systému během akumulace:

E_{CS} je energie uložená do „chladných“ médií (m značí hmotnost a e měrnou energii, indexy odpovídají označení na Obr. 4):

$$E_{CS} = m_{1C} \cdot (e_{2C} - e_{1C}) + m_{3C} \cdot (e_{4C} - e_{3C}), \quad (6)$$

E_{HS} je energie uložená do teplotnosného oleje:

$$E_{HS} = m_{1H} \cdot (e_{1H} - e_{2H}), \quad (7)$$

účinnost akumulace energie do systému je potom:

$$\eta_S = \frac{m_6 e_6 + E_{HS}}{m_1 w_C + E_{CS}}, \quad (8)$$

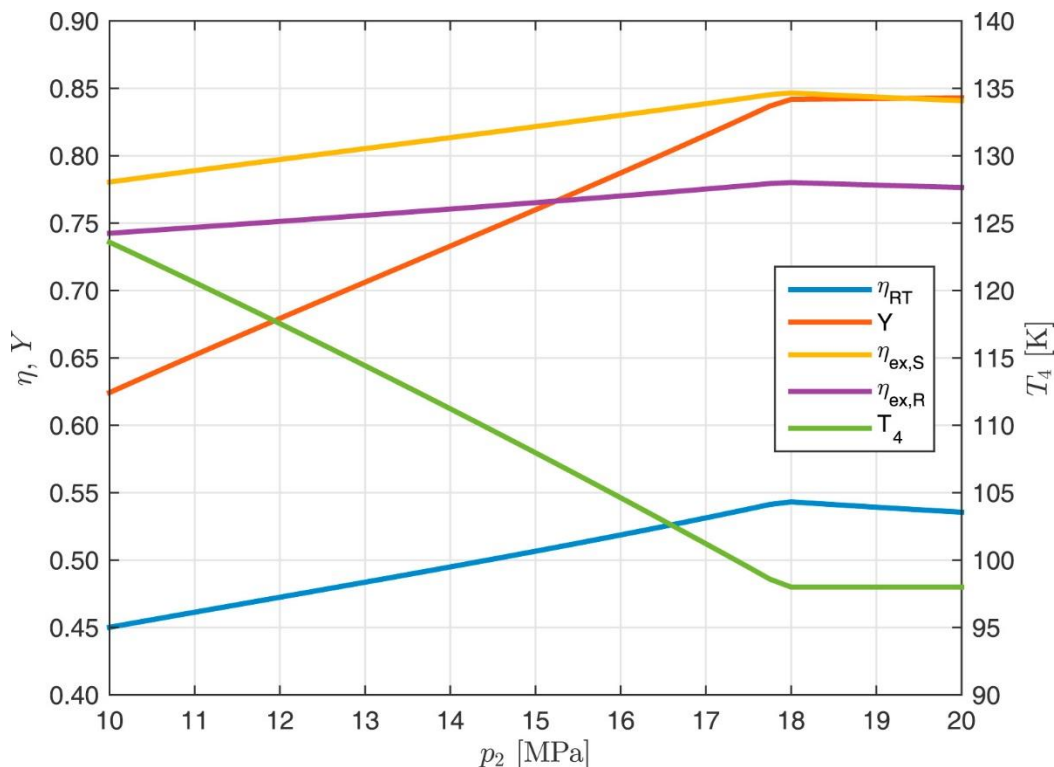
a účinnost zpětného získávání energie ze systému:

$$\eta_R = \frac{m_{1R} \cdot w_T + E_{CS}}{m_{1R} \cdot e_{1R} + E_{HS}}. \quad (9)$$

Tab. 1 Uvažované parametry systému (zdroj: Giuseppe Leo Giuzzi et al.)

Parametr	Hodnota	Jednotka
Teplota okolí	25	°C
Tlak okolního vzduchu	100	kPa
Tlak kapalného vzduchu	100	kPa
Minimální teplota – propan	93	K
Maximální teplota – propan	214	K
Minimální teplota – methanol	214	K
Maximální teplota – methanol	288	K
Isoentropická účinnost turbín	85	%
Isoentropická účinnost kompresorů	85	%
Isoentropická účinnost kryoturbíny	70	%
Isoentropická účinnost kryopumpy	70	%

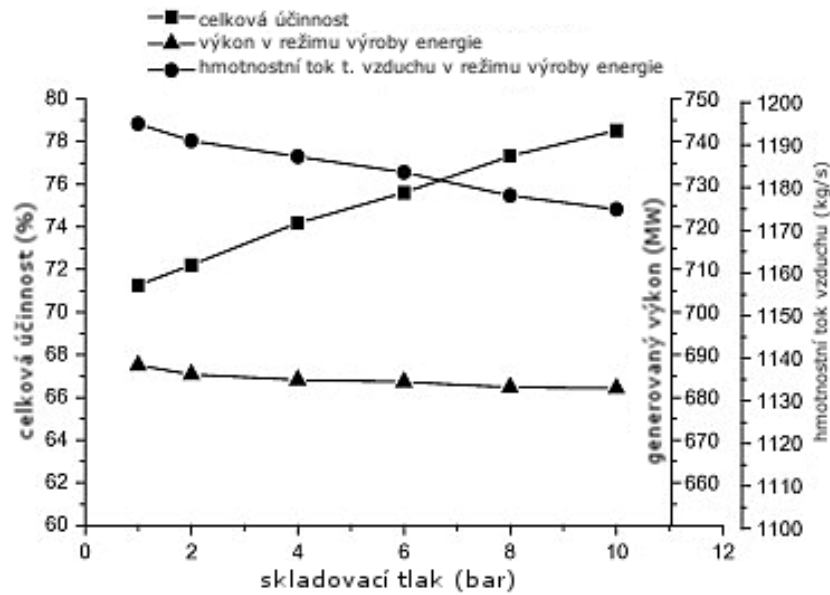
Obr. 5 zobrazuje graf závislosti celkové účinnosti η_{RT} , zisku kapaliny Y , účinnosti akumulace energie $\eta_{ex,S}$, účinnosti získávání energie $\eta_{ex,R}$ a teploty stlačeného vzduchu na vstupu do turbíny T na vstupním tlaku p_2 . Uvažovaný výstupní tlak ze zásobníku kapaliny $p_{2R} = 6,5 \text{ MPa}$. Maximální účinnost popisovaného systému byla stanovena na hodnotu 54 % [11].



Obr. 5 Závislost celkové účinnosti (modře) na vstupním tlaku (zdroj: Giuseppe Leo Guizzi et al.)

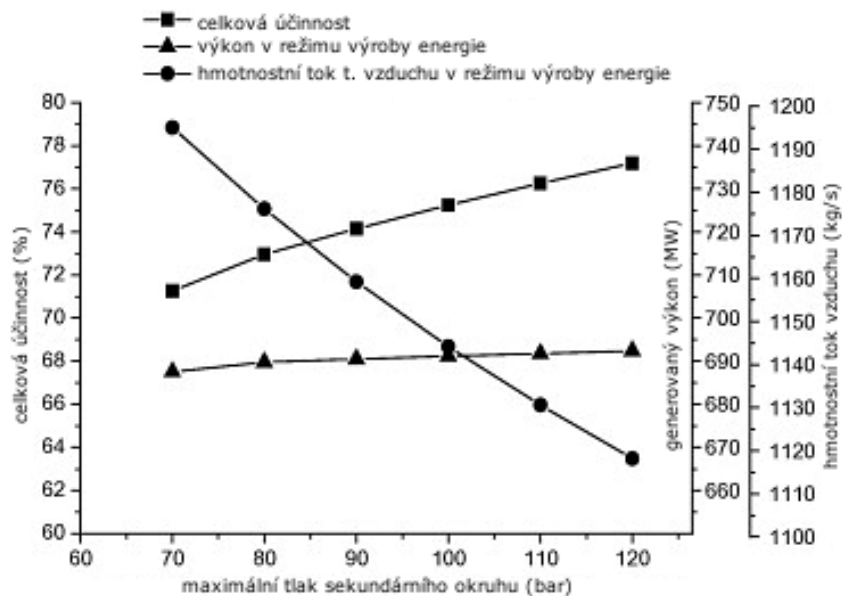
2.5 Možnosti zvýšení účinnosti

Zvýšení skladovacího tlaku je jedním z možných způsobů částečného zvýšení celkové účinnosti systému. Yongliang Li et al. uvádí, že popisovaný systém vykazuje zvýšení účinnosti o 0,8 % při zvýšení skladovacího tlaku o 1 bar (tzn. 101 kPa) [13]. Obr. 6 zobrazuje závislost účinnosti a hmotnostního toku vzduchu na tlaku skladované kapaliny; z grafu je patrné, že i přes zvyšující se účinnost je generovaný výkon přibližně konstantní – zejména proto, že s rostoucím tlakem klesá pouze příkon kryopumpy. Zvýšení skladovacího tlaku s sebou nese i zvýšené technologické nároky na skladovací zařízení (nádrže) a tím zvyšuje cenu; tento způsob zvyšování účinnosti tedy není v konečném důsledku příliš výhodný.



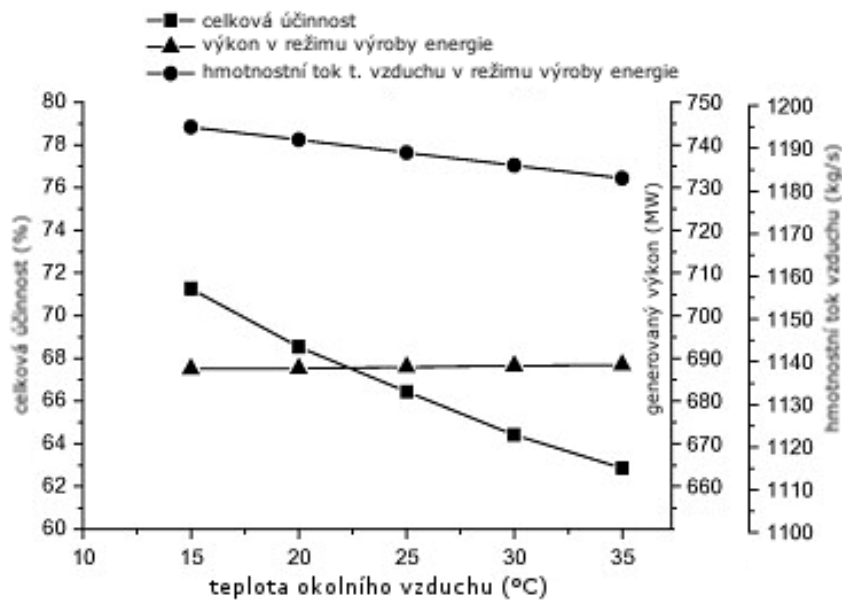
Obr. 6 Závislost účinnosti na skladovacím tlaku (zdroj: Yongliang Li et al.)

Druhým způsobem možného zvýšení účinnosti akumulčního systému je **zvýšení vstupního tlaku odpadního tepla** (například ze sekundárního okruhu jaderné elektrárny). S rostoucím tlakem dostačuje pro generování daného výkonu menší hmotnostní tok kapalného vzduchu, celkový výkon je však téměř konstantní [13]. Závislost účinnosti, výkonu a hmotnostního toku na tlaku odpadního tepla (zde sekundárního okruhu JE) zobrazuje Obr. 7.



Obr. 7 Závislost účinnosti na vstupním tlaku odpadního tepla (zdroj: Yongliang Li et al.)

Dalším parametrem ovlivňujícím účinnost systému je **teplota okolního vzduchu**. I když tento parametr nelze jednoduše regulovat, lze s jeho pomocí zpřesnit odhad účinnosti navrhovaného systému v konkrétní lokalitě, a tím i následnou ekonomickou analýzu investice. Předpokládaný pokles účinnosti je 2 % při zvýšení teploty okolí o 5 °C. Podobně jako v případě skladovacího tlaku, teplota okolí ovlivňuje především akumulční fázi procesu (tzn. zkapalňování). Z těchto důvodů lze očekávat lehce vyšší účinnost systému v chladnějším podnebí, například v severní Evropě [13]. Grafickou reprezentaci závislosti účinnosti na teplotě okolního vzduchu představuje Obr. 8.



Obr. 8 Závislost účinnosti na teplotě okolního vzduchu (zdroj: Yongliang Li et al.)

3 Případová studie – LAES Tušimice

3.1 Lokalita

Uhelná elektrárna Tušimice se nachází přibližně 20 km jihozápadně od města Chomutov a 5 km východně od města Kadaň. Elektrárna byla vystavěna poblíž vodní nádrže Nechranice na řece Ohři a v těsné blízkosti povrchového dolu Libouš. Právě vzdálenost elektrárny od místa těžby značně zlepšuje ekonomiku provozu, neboť odpadají náklady na dopravu uhlí.

Uhelná elektrárna Tušimice 1 (ETU 1) byla uvedena do provozu v letech 1963-1964 a do postupného odstavení v letech 1991-1998 disponovala 660 MW elektrického výkonu. Celý areál elektrárny byl po roce 2005 zbourán (včetně 196 m vysokého komínu) a proběhla sanace přilehlých pozemků [14].

Elektrárna Tušimice 2 byla do provozu uvedena v letech 1974-1975 a mezi roky 2007 a 2012 prošla komplexní obnovou, která zajistí plnění postupně se zpřísnujících emisních limitů přibližně do roku 2035, kdy se předpokládá vytěžení sousedního dolu Libouš. V rámci obnovy došlo k výměně všech čtyř původních kotlů, rekonstrukci elektroodlučovačů, vybudování nového odsíření a rekonstrukci vodního hospodářství elektrárny. Konkrétní hodnoty parametrů elektrárny před a po obnově zobrazuje Tab. 2 [14].

Tab. 2 Technické parametry ETU 2 před a po obnově (zdroj: Skupina ČEZ)

Parametr	Před obnovou	Projektováno	Po obnově
Účinnost kotle	86–87,6 %	min. 90 %	90,41 %
Emise NOx	320–440 mg/Nm ³	max. 200 mg/Nm ³	180 mg/Nm ³
Emise SO ₂	450–500 mg/Nm ³	max. 200 mg/Nm ³	107 mg/Nm ³
Emise prachu	60–100 mg/Nm ³	max. 20 mg/Nm ³	9 mg/Nm ³
Účinnost bloku netto	33–34 %	37,82 %	39 %
Výhřevnost paliva	10–11 MJ/kg	8,5–11 MJ/kg	10,91 MJ/kg
Obsah vody v surovém palivu	32–38 %	31–34 %	34,25 %
Obsah popele v surovém palivu	18–25 %	31,74 %	21,33 %
Jmenovitý parní výkon kotle	660 t/h	547 t/h	553 t/h
Jmenovitý tlak přehřáté páry	17,46 MPa	18,1 MPa	18,47 MPa
Jmenovitý tlak přihřáté páry	4,06 MPa	3,81 MPa	3,79 MPa
Jmenovitá teplota přehřáté páry	540 °C	575 °C	573,3 °C
Jmenovitá teplota přihřáté páry	540 °C	580 °C	576,4 °C
Teplota napájecí vody	253 °C	249,5 °C	248,2 °C

Výkon bloku	200 MW	200 MW	203,85 MW
Max. parní výkon	660 t/h	575 t/h	575 t/h
Tlak přehřáté páry při max. parním výkonu	17,5 MPa	19,1 MPa	19,096 MPa
Obsah popele v bezvodém palivu	42,98 %	35–46 %	32,45 %
Obsah síry v bezvodém palivu	2,87 %	max. 3,5 %	2,17 %

Součástí obnovy elektrárny byla i rekonstrukce horkovodní výměňkové stanice, která slouží pro zásobování teplem města Kadaně a vytápění areálu elektrárny. Dvoubloková výměňková stanice s trojicí ohříváků topné vody má jmenovitý tepelný výkon 80 MWt [14]. V případě výstavby LAES systému by právě tento tepelný výkon teoreticky mohl být využit ke zvýšení účinnosti v generátorickém režimu, avšak tento výkon dodává teplo pro osmnáct tisíc obyvatel Kadaně, smysluplnější je tedy využití tepla přímo z hlavních bloků.

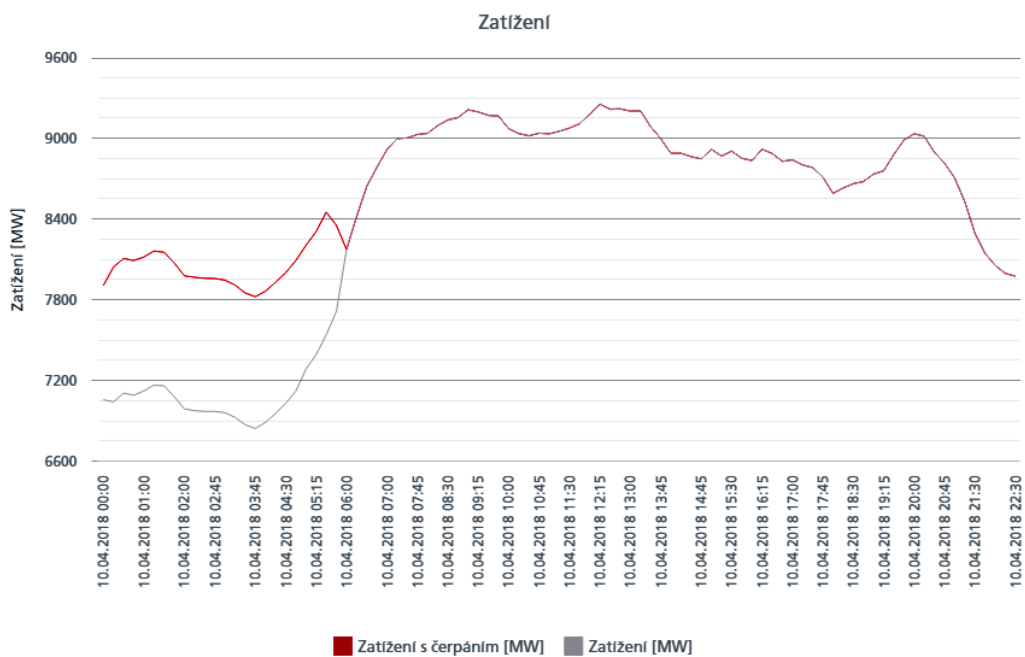
V samotném areálu elektrárny vzniklo po odstranění ETU 1 vhodné místo (cca 200×200 metrů viz Obr. 9), na kterém by bylo možno LAES systém vybudovat. Budu-li vycházet z konceptu GigaPlant společnosti Highview Power, který vyžaduje plochu cca 160×100 metrů, měl by navrhovaný prostor dostačovat.



Obr. 9 Letecký snímek ETU s vyznačeným prostorem pro LAES systém (zdroj: mapy.cz)

3.2 Load shifting

Hlavním cílem spojení LAES systému s elektrárnou je tzv. *load shifting* neboli vyhlazování dynamicky se měnící poptávky po dodávce elektrické energie v průběhu dne. Cílem je tedy částečně vyrovnat denní a noční spotřebu energie; vyhlazování menších špiček v průběhu dne se nazývá *peak shaving* a obvykle je řešeno pomocí zdrojů s rychlým nájездem, například paroplynových elektráren. Typický průběh (diagram zatížení) pracovního dne (10.4.2018) je na Obr. 10.



Obr. 10 Denní diagram zatížení (zdroj: ČEPS)

Z grafu je patrné, že spotřeba energie (resp. požadavek na celkový okamžitý výkon elektráren v soustavě) v průběhu dne značně kolísá. Na trhu s elektrickou energií (v důsledku prakticky nemožného skladování) poptávka určuje nabídku, výkon elektráren je tedy nutno v reálném čase regulovat. Jakýkoliv systém akumulující (a ve špičkách dodávající) energii tuto regulaci usnadňuje, a elektrárny, zejména zdroje tzv. základního zatížení, po celý den dodávají do soustavy téměř konstantní výkon. Za povšimnutí stojí také červená křivka v čase od půlnoci do cca 6:00 – jedná se o kombinovanou spotřebu odběratelů (reprezentovanou šedou křivkou) a spotřebu přečerpávacích vodních elektráren (PVE), které zdatelně vyhlazují celkovou spotřebu energie.

3.3 Popis kombinovaného systému

Při návrhu systému kombinovaného s uhelnou elektrárnou jsem vycházel z článku *Load shifting of nuclear power plants using cryogenic energy storage technology* [13], jehož autoři provedli komplexní (a dle mého názoru relevantní) výpočty termodynamických procesů při využití páry ze sekundárního okruhu jaderné elektrárny. Navrhovaný systém funguje ve třech stavech:

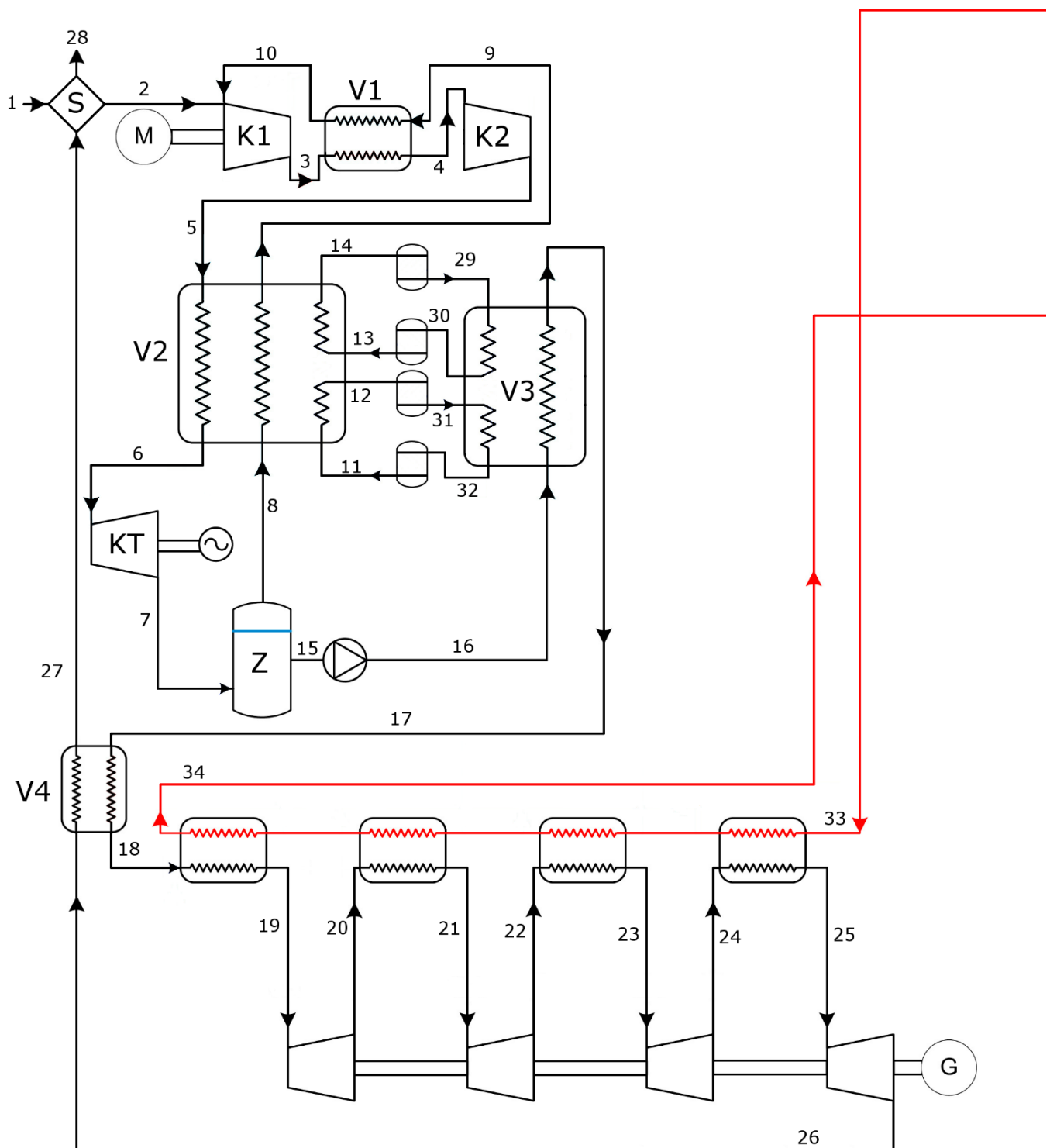
1. **Akumulace energie** – provoz zejména v noci, kdy je poptávka po generovaném výkonu malá; elektrárna generuje jmenovitý výkon, jehož část je využita ke zkapalňování vzduchu. Celkový výkon dodávaný do sítě je minimální.
2. **Generování výkonu** – pára z reaktoru (resp. kotle) je využita při expandování kapalného vzduchu, výkon dodávaný do sítě je maximální.
3. **Standardní provoz** – mezi obdobími maximální a minimální poptávky po el. energii; výkon do sítě dodává pouze elektrárna.

Tab. 3 Parametry kombinovaného systému (zdroj: Yongliang Li et al.)

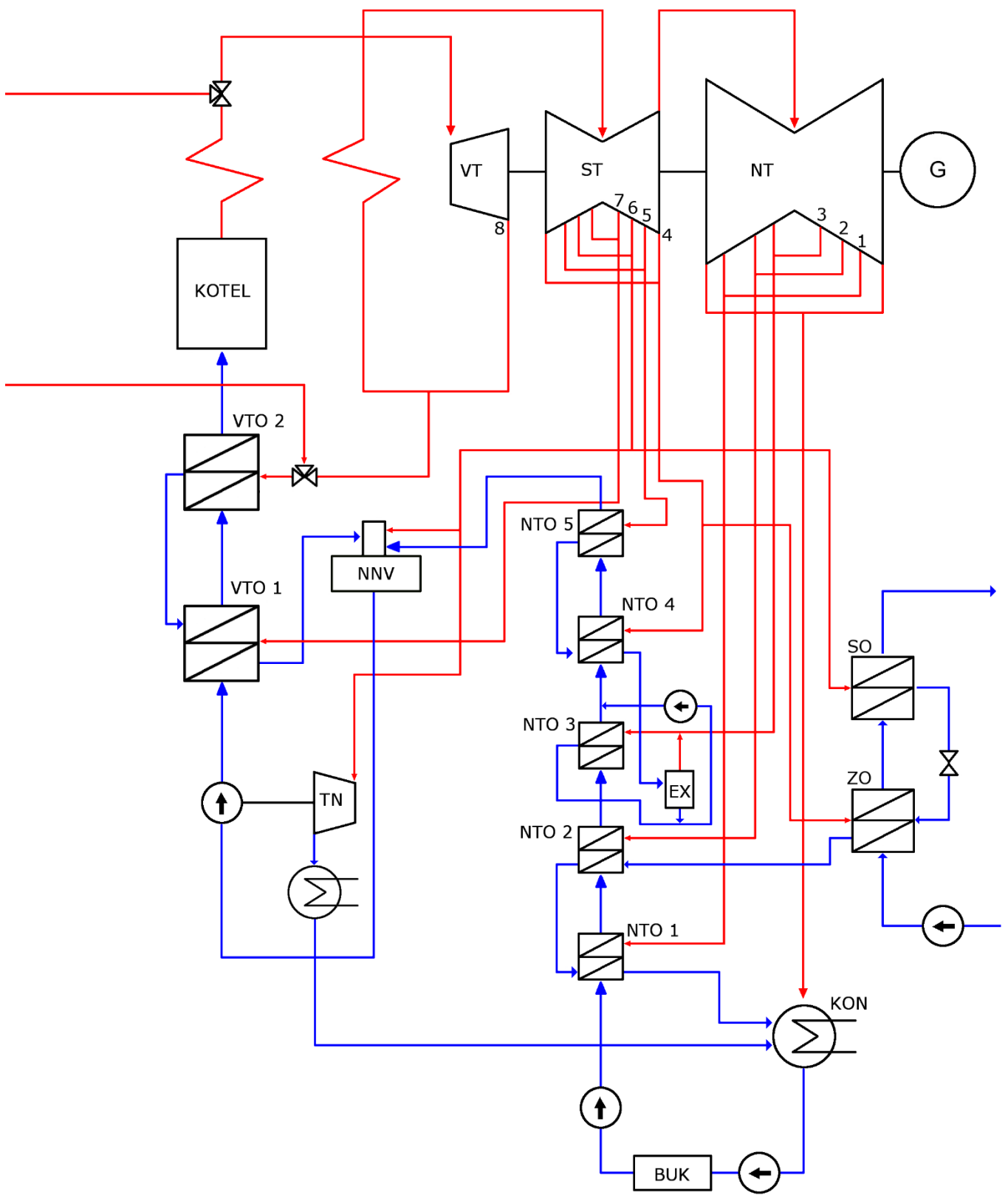
Parametr	Hodnota	Jednotka
Výkon bloku elektrárny	250	MW
Tlak páry	7 093	kPa
Účinnost bloku elektrárny	31	%
Tlak okolního vzduchu	101	kPa
Teplota okolního vzduchu	288	K
Skladovací tlak kapalného vzduchu	101	kPa
Doba akumulace energie	8	h/den
Doba maximálního výkonu	1	h/den
Doba standardního provozu	15	h/den
Teplotní spád výměníků	2	K
Isentropická účinnost turbín	92	%
Isentropická účinnost kryoturbíny	88	%
Isentropická účinnost kompresorů	90	%
Isentropická účinnost kryopumpy	70	%

Yongliang Li et al. uvádí, že takto navržený systém by během akumulační fáze zkapalnil 150 kg vzduchu za sekundu, celkem by tedy vyžadoval skladovací nádrže o objemu 4 320 tun (resp. 4 965 m³, je-li uvažována hustota kapalného vzduchu 870 kg/m³). Z hlediska přesného popisu mnou navrhovaného systému je rovněž problematické, že tento systém využívá jadernou

elektrárnu, která má termodynamické vlastnosti (zejména hmotnostní toky pár, ale i teploty a tlaky médií v jednotlivých místech okruhu) odlišné od uhelné elektrárny. Jako ne zcela vhodné se mi v případě kombinace systému s uhelnou elektrárnou jeví využití „ostré“ páry přímo z kotle – odhaduji, že tento fakt nepříznivě ovlivní účinnost bloku, množství vyrobené energie a tím pádem i ekonomiku systému. Konkrétní hodnoty v jednotlivých bodech systému jsou uvedeny v Příloze 1 a Příloze 2. Schéma systému je na Obr. 11 na následující dvoustraně.



Obr. 11 Schéma kombinace LAES a ETU



3.4 Výpočet systému

Hodnoty v jednotlivých bodech systému ETU [15] jsou uvedeny v Příloze 2. Cílem této části je určit, zda by bylo možno takto navržený systém použít v kombinaci s ETU.

Parametry páry odebírané z okruhu elektrárny (ve schématu bod 33 a 34) [13]:

$$\dot{m}_{33} = \dot{m}_{34} = 442 \text{ kg/s} \quad \text{– hmotnostní tok páry do/z výměníků,}$$

$$p_{33} = p_{34} = 7 \text{ 093 kPa} \quad \text{– tlak páry,}$$

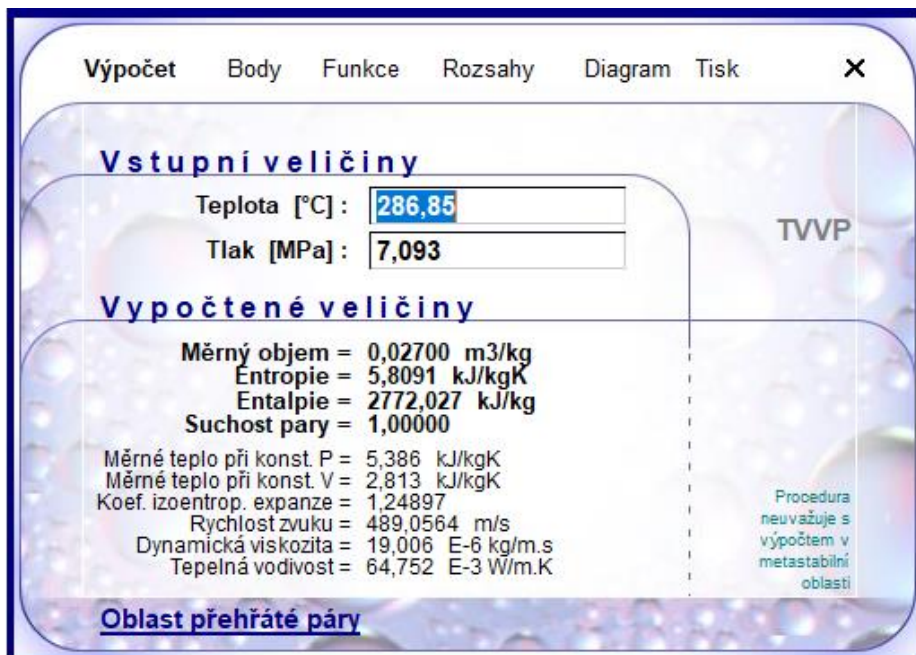
$$T_{33} = 560 \text{ K} = 286,85 \text{ °C} \quad \text{– teplota páry na vstupu do výměníků,}$$

$$T_{34} = 493 \text{ K} = 219,85 \text{ °C} \quad \text{– teplota páry na výstupu z výměníků.}$$

Hodnotu entalpie páry lze odečíst z „ h - s “ (příp. „ T - s “) diagramu vody. Jelikož je odečítání z diagramů poměrně nepřesné, k získání hledaných hodnot jsem použil program TVVP [16]:

$$h_{33} = 2 \text{ 772 kJ/kg} \quad \text{– entalpie vstupní páry,}$$

$$h_{34} = 944 \text{ kJ/kg} \quad \text{– entalpie výstupní páry.}$$



Obr. 12 Hlavní okno programu TVVP (zdroj: doc. Ing. Emil Dvorský, CSc.)

Hodnoty výstupní („ostré“) páry v ETU [15]:

$$\dot{m}_K = 284,9 \text{ t/h} \doteq 79,14 \text{ kg/s},$$

$$p_K = 16,6 \text{ MPa},$$

$$T_K = 542,3 \text{ }^\circ\text{C},$$

a jim odpovídající hodnota entalpie:

$$h_K = 3\,411 \text{ kJ/kg}.$$

Ze základů termodynamiky je známo, že množství energie (resp. tepelný výkon, tedy množství energie za jednotku času) odevzdané zahřivanému médiu (a dle zákona zachování energie odebrané zahřívajícímu médiu) ve výměníku je rovno součinu hmotnostního toku a rozdílu entalpií na vstupu a výstupu z výměníku:

$$P_{tep} = \dot{m} \cdot h \left[\frac{\text{kg}}{\text{s}} \cdot \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = \frac{\text{kJ}}{\text{s}} = \text{kW} \right], \quad (10)$$

v případě navrhovaného systému:

$$P_{34-33} = \dot{m}_{33} \cdot (h_{33} - h_{34}) = 442 \cdot (2\,772 - 944) \doteq 808 \text{ MW} \text{ (odpovídá elektrickému výkonu 250 MW při účinnosti 30 \%)},$$

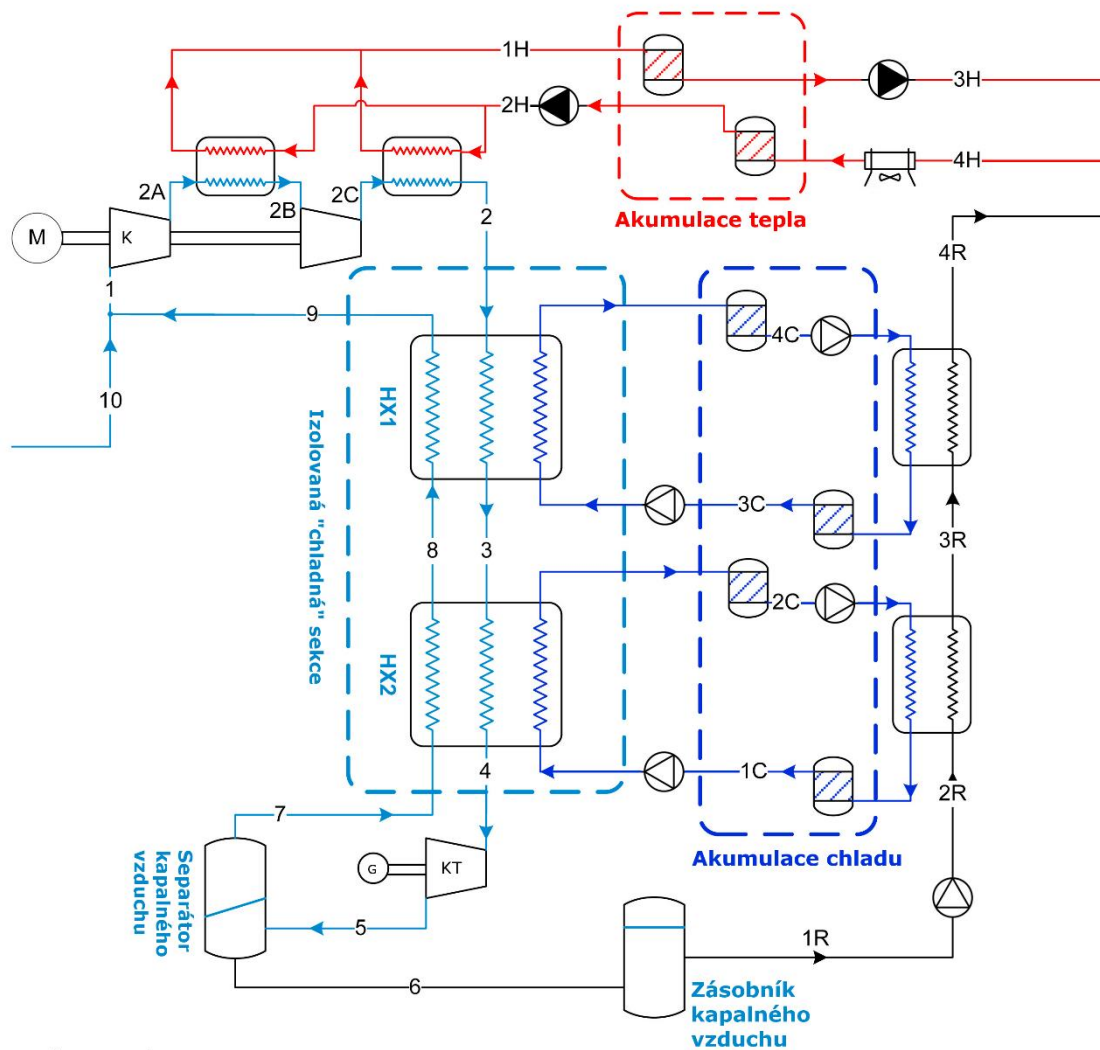
výkon, který je schopna dodat pára v ETU:

$$P_{ETU} = \dot{m}_K \cdot h_K = 79,14 \cdot 3\,411 \doteq 272 \text{ MW}.$$

Porovnáním těchto hodnot lze dojít k závěru, že takto navržený systém není schopen efektivně fungovat v kombinaci s blokem ETU. Ačkoli je pára uhelné elektrárny „ostřejší“ (má vyšší teplotu a vyšší tlak), vyšší entalpií nelze vyrovnat řádově nižší hmotnostní tok a blok tedy není schopen dodat požadovaný výkon, a to ani v případě, že by pára odevzdala veškerou svou energii. Možným řešením by bylo využití páry z více bloků ETU, tímto by však vznikla problematická situace – generátory těchto bloků by nevyráběly energii, docházelo by k nadměrnému opotřebení lopatek turbín v důsledku častějších rozběhů apod.

3.5 Popis kombinovaného systému 2

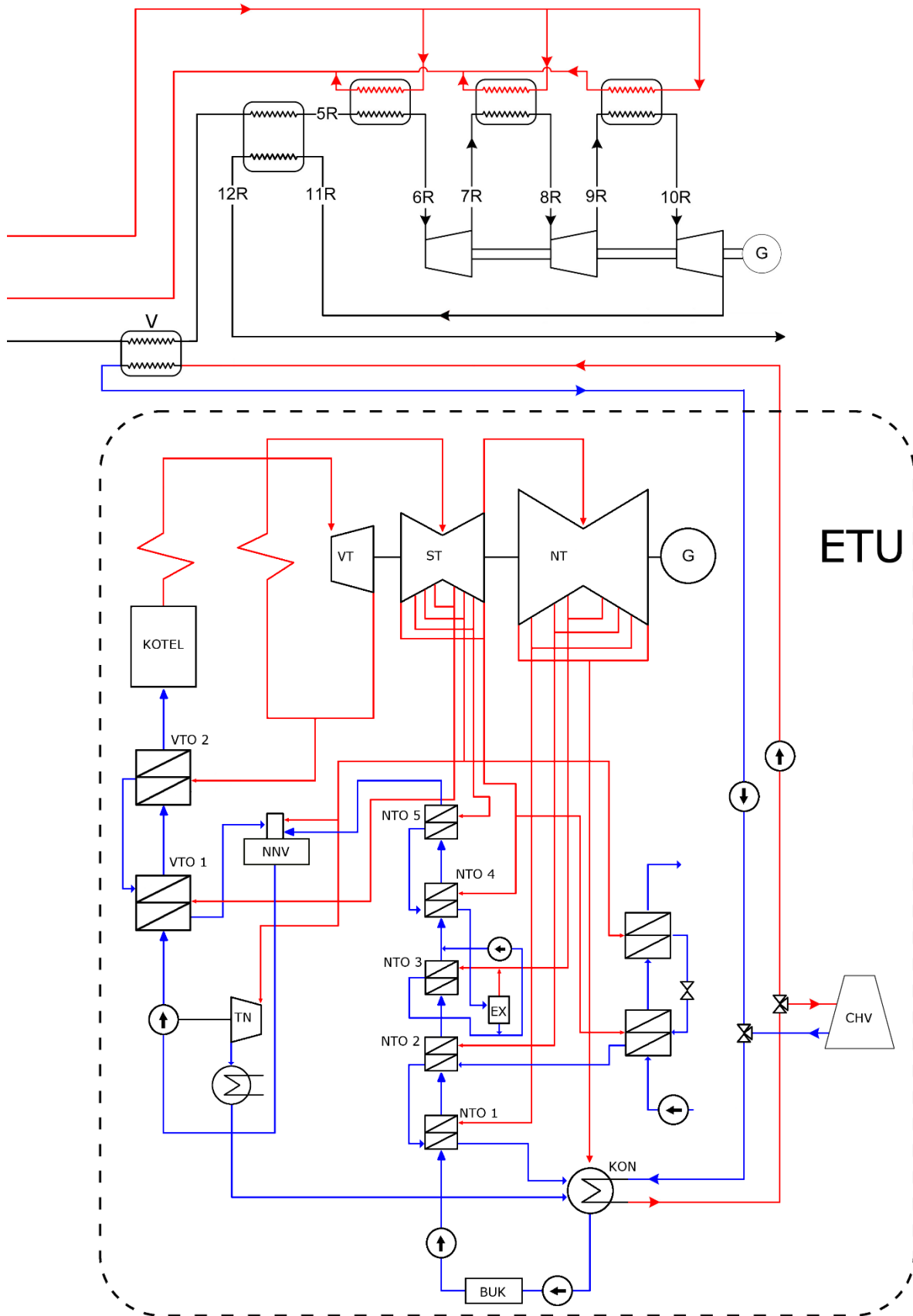
Druhý návrh systému vychází z myšlenky, že existující elektrárna má jedno konkrétní místo, ve kterém dochází k největším termodynamickým ztrátám – jedná se o energii páry, která většinu tepla odevzdala turbíně a v plynné podobě již nelze využít; tímto místem je kondenzátor. Zde pára za sníženého tlaku odevzdává latentní teplo chladicí vodě a kondenzuje. Toto teplo je v rámci termodynamického okruhu poměrně značné a ve standardní konfiguraci je odváděno do atmosféry pomocí chladicích věží. Navrhovaný LAES systém by část tohoto tepla mohl využívat k predehřátí vzduchu ve výrobní části v režimu generování energie; pokud by tento systém byl dostatečně velký (jedná se zejména o velký hmotnostní průtok vzduchu), mohl by **teoreticky** nahradit tradiční chladicí věže a značně zlepšit celkovou tepelnou účinnost elektrárny. Schéma navrhovaného systému je na následující dvoustraně na Obr. 13.



Legenda

-  kryopumpa
-  pumpa teplotního oleje
-  nádrž chladných médií
-  nádrž teplotního oleje
-  vodní čerpadlo (ETU)
-  trojcestný ventil (ETU)

Obr. 13 Schéma kombinace LAES a ETU 2



3.6 Výpočet systému 2

Při výpočtech vycházím z hodnot uvedených v Příloze 2 [15], Příloze 3 a Příloze 4 [11]. Z dokumentu *Pasportizace chladicích soustav v energetice ČR* [17] lze získat parametry chladicího okruhu ETU:

Tab. 4 Vybrané parametry chladicího okruhu ETU (zdroj: CENIA Praha)

Parametr	Hodnota	Jednotka
Jmen. chladicí výkon věže	254,7	MW
Množství chladicí vody	6,07	m ³ /s
Základní teplota ochlazené vody	22,5	°C
- při suché teplotě okolního vzduchu	15	°C
- při rel. vlhkosti	70	%

Výkon odváděný chladicí věží do okolí (tlak vody uvažuji 1 MPa):

$$P_{\text{věž}} = \dot{m}_{\text{věž}} \cdot (h_{\text{vst}} - h_{\text{výst}}) = 6\,070 \cdot (126 - 94) = 194,24 \text{ MW}, \quad (11)$$

kde $\dot{m}_{\text{věž}}$ je hmotnostní průtok chladicí vody [kg/s],

h_{vst} je entalpie vstupní (teplé, tj. 30 °C) vody [kJ/kg],

$h_{\text{výst}}$ je entalpie výstupní (ochlazené, tj. 22,5 °C) vody [kJ/kg].

Pokud by veškeré teplo (resp. výkon dle rovnice 11) mělo být odevzdáno vzduchu ve výměníku *V* (viz Obr. 13, parametry vzduchu uvažovány z bodu 4R), lze při zanedbání účinnosti tepelné výměny určit potřebný hmotnostní tok vzduchu (entalpie vzduchu byly získány pomocí kalkulačky parametrů chladiv [18]):

$$\dot{m}_{\text{vzduch}} = \frac{\dot{m}_{\text{věž}} \cdot (h_{\text{vst}} - h_{\text{výst}})}{(h_{\text{vzduch}} - h_{4R})} = \frac{6\,070 \cdot (126 - 94)}{(281 - 267)} = 13\,874 \text{ kg/s}, \quad (12)$$

kde $T_{4R} = 9,85 \text{ °C}$ je teplota vzduchu na vstupu do výměníku,

$p_{4R} = p_{\text{vzduch}} = 6,37 \text{ MPa}$ je tlak vzduchu ve výměníku,

$h_{4R} = 267 \text{ kJ/kg}$ je odpovídající entalpie vstupního vzduchu,

$T_{vzduch} = 22,5 \text{ }^\circ\text{C}$ je teplota vzduchu na výstupu z výměníku,

$h_{vzduch} = 281 \text{ kJ/kg}$ je odpovídající entalpie výstupního vzduchu.

Měrná práce turbíny (za předpokladu 100 % účinnosti; hodnoty viz Příloha 3):

$$w_T = (h_{6R} - h_{7R}) + (h_{8R} - h_{9R}) + (h_{10R} - h_{11R}) - (h_{2R} - h_{1R}) \doteq 513 \text{ kJ/kg},$$

výkon turbíny dle rovnice (10) a hmotnostního toku z rovnice (12) při 85 % účinnosti (viz Tab. 1):

$$P_T = (w_T \cdot \eta_T) \cdot \dot{m}_{vzduch} = 513 \cdot 0,85 \cdot 13\,874 \doteq 6\,050 \text{ MW}. \quad (13)$$

Z vypočtených hodnot je patrné, že by takto navržený LAES systém musel dosahovat nereálně velkého výkonu a pokud by měl zcela nahradit chladicí věž, musel by pracovat nepřetržitě (na 24 hodin provozu by potřeboval přes milion tun kapalného vzduchu), což v principu popírá původní myšlenku vyhlazování spotřeby elektrické energie v průběhu dne.

V úvahu připadá situace, kdy do výměníku V není směřován veškerý hmotnostní tok chladicí vody – většina tepla je stále mařena v chladicí věži. Parametry uvažované v tomto výpočtu jsou (kromě hmotnostního toku) shodné s předchozími. Potřebný hmotnostní tok vzduchu je:

$$\dot{m}_{vzduch} = \frac{\dot{m}_V \cdot (h_{vst} - h_{výst})}{(h_{vzduch} - h_{4R})} = \frac{100 \cdot (126 - 94)}{(281 - 267)} \doteq 229 \text{ kg/s},$$

kde $\dot{m}_V = 100 \text{ kg/s}$ je hmotnostní tok chladicí vody do výměníku V.

Odpovídající výkon generovaný turbínou:

$$P_T = (w_T \cdot \eta_T) \cdot \dot{m}_{vzduch} = 513 \cdot 0,85 \cdot 229 \doteq 100 \text{ MW}. \quad (14)$$

Tepelné ztráty v chladicí věži:

$$P_{v\acute{e}z} = \dot{m}_{v\acute{e}z} \cdot (h_{vst} - h_{vyst}) = 5\,970 \cdot (126 - 94) \doteq 191 \text{ MW},$$

kde $\dot{m}_{v\acute{e}z} = 6\,070 - \dot{m}_V = 5\,970 \text{ kg/s}$ je zbývající h. tok vody do chladicí věže.

Množství exergie akumulované v chladných médiích (za jednotku času) viz (6):

$$\begin{aligned} E_{CS} &= m_{1C} \cdot (e_{2C} - e_{1C}) + m_{3C} \cdot (e_{4C} - e_{3C}) = \\ &= 27 \cdot (62 - (-182)) + 11,5 \cdot (-131 - (-303)) = 8\,566 \text{ kJ}, \end{aligned}$$

množství exergie akumulované teplonosným olejem (za jednotku času) viz (7):

$$E_{HS} = m_{1H} \cdot (e_{1H} - e_{2H}) = 27 \cdot (850 - 27) = 22\,221 \text{ kJ}.$$

Požadovanou funkcí teplonosného oleje je také chlazení kompresorů – z tohoto důvodu musí být médium ochlazeno na teplotu okolí (entalpie „chladného“ oleje vracejícího se do zásobníku (4H) je 395 kJ/kg, entalpie „chladicího“ oleje (2H) je 27 kJ/kg). Část tepla akumulovaného do oleje je tedy ztracena:

$$E_{ztr} = m_{1H} \cdot (e_{2H} - e_{4H}) = 53 \cdot (395 - 27) = 19\,504 \text{ kJ}.$$

Měrná práce kompresoru:

$$\begin{aligned} w_C &= (h_{2A} - h_1) + (h_{2C} - h_{2B}) - (h_4 - h_5) = \\ &= (707 - 300) + (705 - 309) - (-77 + 94) = 786 \text{ kJ/kg}. \end{aligned}$$

Celková účinnost viz (1):

$$\eta_{RT} = \frac{W_{out}}{W_{in}} = \frac{m_{1R} \cdot t_R \cdot w_T}{m_1 \cdot t_A \cdot w_C} = \frac{45 \cdot 5 \cdot 513}{27 \cdot 10 \cdot 786} \doteq 0,544$$

Na základě těchto hodnot lze konstatovat, že by takto navržený systém mohl v kombinaci s elektrárnou Tušimice fungovat a vyžadoval by pouze minimální úpravy existujících zařízení. Systém o výkonu 100 MW sice není dosud v praxi provozován, ale komponenty potřebné pro jeho výstavbu jsou běžně dostupné. Pokud by bylo žádoucí prodloužit dobu, po kterou je systém schopen dodávat elektrickou energii – z tohoto důvodu uvažuji 5 hodin denně, nepřímě úměrně této době se sníží hmotnostní tok vzduchu (na cca 45 kg/s) a generovaný výkon (ze 100 MW na 20 MW), ale i hmotnostní tok chladicí vody z okruhu elektrárny (na 20 kg/s). Systém o výkonu 20 MW by navíc mohl být schopen poskytovat regulační zálohu elektrizační soustavy (např. tzv. minutovou zálohu MZ_{15} [19]). Otázkou však zůstává, zda by se vyplatila instalace tohoto systému v kombinaci s již existující elektrárnou (která má navíc plánovanou životnost „pouze“ do roku 2035); jako logičtější řešení vidím zakomponování LAES systému do nově budované elektrárny, a to již v časných fázích projektu. Vhodné by v tomto případě bylo i využití ztrátového tepla teplonosného oleje, například k ohřevu vody v okruhu elektrárny.

4 Odhad investice

V této části se pokusím z dostupných zdrojů a aproximací odhadnout cenu jednotlivých komponent potřebných pro výstavbu systému o výkonu 20 MW. Vzhledem k tomu, že se komponenty takto velkých výkonů obvykle vyrábějí na zakázku po jednotlivých kusech, nejsou jejich ceny běžně dostupné. Z tohoto důvodu budu odhadovat, v jakých řádech se ceny pohybují – dle AACE se jedná o cenový odhad 5. třídy, v rámci kterého se výsledná cena pohybuje v rozmezí od -20 % do + 30 % odhadnuté ceny v případě „optimistického odhadu“, nebo dokonce od -50 % do + 100 % odhadnuté ceny v případě „pesimistického odhadu“ [20]. Z těchto dílčích cen bude stanovena celková velikost investice, se kterou bude dále kalkulováno.

Před samotnou kalkulací je nutno zmínit předpoklady, za kterých bude odhad proveden:

- odhadní ceny jsou zaokrouhleny na stovky tisíc Kč,
- historické ceny jsou uvažovány jako současné (zanedbána inflace a vývoj cen na trhu),
- není uvažována cena projektu, doprava komponent ani jejich instalace,
- není uvažován transformátor, cena el. vedení, potrubí a spojovacího materiálu,
- částky v cizích měnách jsou přepočteny na Kč (1 \$ = 21 Kč, 1 € = 25 Kč, 1 £ = 29 Kč).

4.1 Komponenty systému a jejich velikost

Stavební úpravy pozemku

Nepředpokládám, že by systém vyžadoval zásadní úpravy terénu nebo výstavbu složitých budov – většina komponent je samostatně stojící, na jejich upevnění tedy stačí např. betonové patky. „Nejhorším“ možným případem je teoreticky betonová deska přes celou plochu uvažovaného pozemku (200×200 metrů), která dle konfigurátoru spol. DEK² stojí cca 3 miliony Kč. Pravděpodobnějším řešením by však byla asfaltová plocha³, která stojí cca 219 Kč/m², celkem tedy zhruba **9 milionů Kč**; tato částka bude uvažována.

² <https://www.dek.cz/konfigurator/41000-zakladova-deska/>

³ <http://www.pozkom.cz/asfaltovani>

Skladovací nádrž kapalného vzduchu

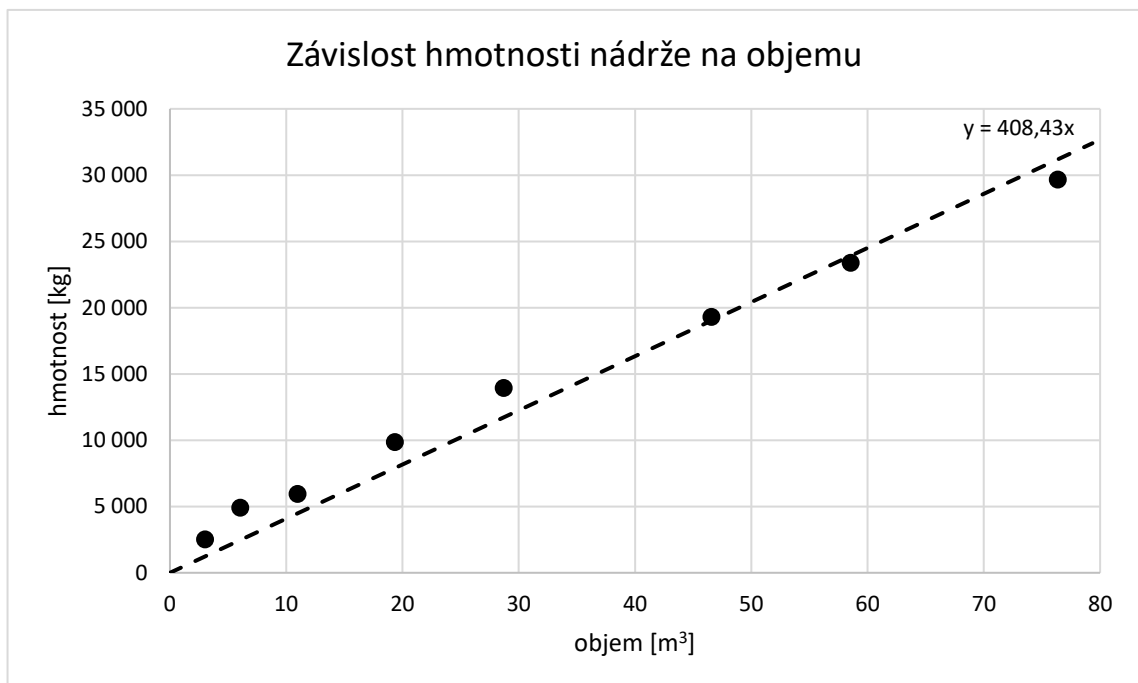
Budu-li systém navrhovat tak, aby akumuloval energii po dobu 10 hodin denně (za příznivých podmínek, tzn. přebytku energie i v průběhu dne díky VE a hlavně FVE) a generování výkonu po dobu 5 hodin denně (tj. 20 MW), lze z požadované doby generování výkonu a hmotnostního toku vzduchu vypočteného v části 3.6 určit potřebnou velikost skladovací nádrže:

$$m_{\text{vzduch}} = t_{\text{gen}} \cdot \dot{m}_{\text{vzduch}} \cdot 3,6 = 5 \cdot 45 \cdot 3,6 \doteq 810 \text{ t} - \text{hmotnost skladované kapaliny, příp.}$$

$$V_{\text{vzduch}} = \frac{m_{\text{vzduch}}}{\rho_{\text{kap}}} = \frac{810\,000}{871} \doteq 930 \text{ m}^3 - \text{požadovaný přibližný objem nádrže (hustota}$$

kapalného vzduchu ρ_{kap} uvažována 871 kg/m³).

Při odhadu ceny mohou vycházet z množství materiálu potřebného pro konstrukci takovéto nádrže. Z grafu závislosti hmotností existujících nádrží na jejich objemu z katalogu spol. Linde [21] lze zjistit, že hmotnost roste s objemem téměř lineárně (viz Obr. 14).



Obr. 14 Graf závislosti hmotnosti nádrže na jejím objemu

Za předpokladu, že tato závislost platí i pro řádově větší nádrže, je hmotnost materiálu potřebného pro výrobu nádrže o objemu 1 000 m³ (70 m³ přidáno „pro jistotu“ – nádrž by neměla být plná na 100 %):

$$m_{\text{nádrž}} = V_{\text{nádrž}} \cdot 408,43 \doteq 408 \text{ t.}$$

Dle údajů spol. MEPS se cena za tunu nerezové oceli (typ AISI 304/DIN 1.4301, za tepla válcovaná) v prosinci 2017 pohybovala kolem hodnoty 2 723 \$ [22]. Celková cena za materiál (cena izolace je zanedbána) je tedy cca 23 milionů Kč. K ceně materiálu je nutno přičíst cenu výroby a marži výrobce, kterou však nelze jednoznačně odhadnout – uvažují 75 % ceny materiálu. Celková cena nádrže je tedy cca **40 milionů Kč**. Podobnou částku (43 milionů Kč) odhaduje *The Liquid Air Energy Network* [23].

Nádrže na akumulaci exergie

Skladovací nádrže na chlad (tzn. na propan a methanol) jsou v principu totožné s hlavní nádrží na kapalný vzduch. Nádrže na propan jsou velikostně obdobné (viz hmotnostní toky v bodech 1C a 2C; hustota cca 750 kg/m³), a proto je uvažována shodná cena s cenou hlavní nádrže. Nádrže na methanol budou z pohledu ceny uvažovány poloviční (zhruba poloviční hmotnostní toky v bodech 3C a 4C, hustota cca 850 kg/m³). Celková cena čtyř nádrží na chlad je tedy cca **120 milionů Kč**.

Skladovací nádrže na teplo (tzn. na teplotnosný olej) nevyžadují izolaci vakuem – není zde zcela nezbytné, aby médium nepřicházelo do styku se stěnami nádrže; postačuje vnější tepelná izolace. Velikostně jsou opět podobné hlavní nádrži (viz hmotnostní toky v bodech 1H, 2H, 3H a 4H; hustota cca 850 kg/m³), spotřeba materiálu je však poloviční (nádrž je jednoplášťová), a proto je uvažována polovina ceny hlavní nádrže. Celková cena dvou nádrží na teplo je tedy cca **40 milionů Kč**.

Kompresor

Kompresor lze považovat za jednu z nejdůležitějších součástí systému – na jeho výkonu a účinnosti závisí množství zkapalněného vzduchu a celková účinnost akumulace energie. V předchozí kapitole byla měrná práce kompresoru stanovena na hodnotu 786 kJ/kg; při předpokládaném hmotnostním toku 27 kg/s (který při hustotě vzduchu 1,17 kg/m³ odpovídá

průtoku cca 83 000 m³/h) a účinnosti 85 % je požadovaný výkon cca 25 MW. Kompresory těchto parametrů vyrábí např. společnost Siemens [24] nebo GE Oil & Gas [25], ceny jednotlivých produktů však nemám k dispozici. Z tohoto důvodu využiji-li odhad z části 4.1 z reportu *Cost and performance data for power generation technologies* [26], který se sice týká CAES (*compressed air energy storage*) systému, ale také využívá kompresor srovnatelných parametrů; zde je autory odhadována cena cca 2 700 Kč/kW výkonu. Dle interních informací spol. ČEZ se cena (menšího) kompresoru pohybuje kolem částky 5 800 Kč/kW; lze předpokládat, že s rostoucím výkonem cena za kW klesá, budu tedy uvažovat částku 3 500 Kč/kW. Celková cena kompresoru je tedy cca **87,5 milionů Kč**.

Čerpadla

Čerpadla chladných kapalin kladou velké nároky na materiál, který má vlivem extrémně nízkých teplot tendenci křehnout; překvapivě však nejsou příliš nákladná a ani při relativně velkých výkonech (desítkách kW) nejsou rozměrná [27]. Např. čerpadlo *CTI-Cryogenics Cryo-Torr Cryopump CT-10* stojí cca 200 tisíc Kč. Celkem je v systému použito pět těchto čerpadel.

Čerpadla teplotnosného oleje musejí naopak snášet teploty přes 200 °C. I přesto, že mají odlišnou konstrukci oproti kryopumpám, z pohledu ceny budu uvažovat stejnou částku. V systému jsou celkem dvě tato čerpadla.

Celková cena čerpadel je tedy cca **1,4 milionu Kč**.

Kryoturbína

Kryoturbína (technicky správnější termín je turboexpandér) je zařízení, ve kterém probíhá změna skupenství vzduchu. Dodává je například spol. *Atlas Copco* nebo *Cryostar* [28], [29]. V cenovém odhadu *NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA)* je odhadována částka cca **60 milionů Kč** [30].

Výměníky

Nezbytnou součástí systému jsou výměníky umožňující předávání tepla mezi dvěma pracovními látkami. Vyrábí je např. společnost *Chart Industries* [31], jejíž dceřiná společnost *Chart Ferox* sídlí v Děčíně. Celkem je v systému projektováno 11 výměníků různých parametrů; v rámci zjednodušení však bude uvažován pouze jeden typ výměníku. Budu-li opět vycházet z odhadu *NREL* [30], kde je nejvyšší cena výměníku stanovena na částku cca 5,8 milionu Kč, je celková cena všech výměníků přibližně **63,8 milionu Kč**.

Separátor

Nádrž, ve které je kapalným vzduch průchodem přes membránu oddělen od plynného. Z důvodu nedostatku dostupných dat je cena opět převzata z odhadu *NREL* [30] – přibližně **4,7 milionu Kč**.

Turbína + generátor

S výrobou turbín má bohaté zkušenosti např. společnost Siemens (viz řada turbín SST, která pokrývá výkony od desítek kW do tisíců MW [32]) nebo spol. GE [33]. Jako u většiny komponent velkých výkonů se obvykle jedná o kusovou výrobu na zakázku a ceny nejsou běžně k dispozici. Dle interních informací spol. ČEZ se cena (větších než zde uvažované) turbín pohybuje v rozmezí od cca 1 300 Kč/kW do cca 1 600 Kč/kW – s rostoucím výkonem cena za kW opět klesá. Je-li uvažována lineární závislost ceny za kW na celkovém výkonu, celková cena 25 MW turbíny činí cca **43,5 milionu Kč**.

Generátory vyrábí opět například spol. Siemens (např. dvou- nebo čtyřpólové vzduchem či vodou chlazené synchronní generátory [34]). V odhadu *NREL* [26] je u CAES systému uvedena hodnota cca 5 700 Kč/kW pro turbínu i generátor dohromady. Odečtením výše uvedené ceny turbíny je získána cena generátoru – cca **99 milionů Kč**. Tato částka mi osobně přijde poměrně vysoká, budu ji však považovat za dostatečně reálnou a dále s ní kalkulovat.

Celková cena systému – velikost investice

Celkový cenový odhad je prostý součet odhadnutých cen všech komponent systému:

$$\begin{aligned} I &= I_{poz} + I_{n.kap.vz.} + I_{n.chlad} + I_{n.teplo} + I_{kompres} + I_{čerp} + \\ &+ I_{KT} + I_{vým} + I_{separ} + I_{turb} + I_{gen} = 9 + 40 + 120 + 40 + \\ &+ 87,5 + 1,4 + 60 + 63,8 + 4,7 + 43,5 + 99 = 568,9 \text{ mil. Kč} \end{aligned}$$

Tuto hodnotu je vhodné vyjádřit jako cenu za uskladněnou jednotku energie:

$$I_{kWh} = \frac{I}{kapacita_{kWh}} = \frac{568\,900\,000}{100\,000} = 5\,689 \text{ Kč/kWh,}$$

případně jako cenu za jednotku generovaného výkonu:

$$I_{kW} = \frac{I}{výkon_{kW}} = \frac{568\,900\,000}{20\,000} = 28\,445 \text{ Kč/kW při předpokládaném výkonu 20 MW.}$$

Dle „kalkulačky“ z webu spol. Highview Power [35] je celková cena 15 MW/60 MWh (514 t) systému odhadována na cca 533 milionů Kč. V článku *Liquid Air in the energy and transport systems* [36] je cena zařízení s výrobní kapacitou 600 t/den odhadována na cca 495 milionů Kč. Na základě porovnání těchto hodnot se mnou odhadnutou částkou si dovoluji konstatovat, že mnou odhadnutá velikost investice není zcela nereálná.

5 Ekonomická analýza, porovnání s ostatními metodami

Poslední část této práce se věnuje ekonomickému zhodnocení LAES systému zejména v porovnání s ostatními „konvenčními“ metodami akumulace elektrické energie – přečerpávacími vodními elektrárnami a bateriovými úložišti. Před samotným porovnáním je nutno stanovit parametry systému a předpoklady, za kterých bude provedeno:

- celková účinnost je (na rozdíl od třetí a čtvrté kapitoly) uvažována 70 %⁴ - odhad v předchozích kapitolách je poměrně konzervativní,
- ostatní vlastní spotřeba a výpar kapalného vzduchu jsou zanedbány,
- diskont byl po dohodě s vedoucím práce stanoven na hodnotu 5 % (standardně by byl určen např. metodou WACC, případně dle výnosu alternativní investice),
- inflace je uvažována 2 % (dle cílování ČNB [37]),
- rozběh a doběh turbíny je zanedbán (pro účely akumulace a výroby je předpokládán okamžitý nájezd),
- předpokládaná životnost LAES systému je 30 let, poté je provedena obnova zařízení s měrnými náklady 20 000 Kč/kW (u nové technologie lze očekávat její zlevnění).

Vzhledem k různým předpokládaným dobám životnosti jednotlivých zařízení (10, 30 a 60 let) jsou analýzy provedeny na dobu 60 let. Je předpokládán příznivý vývoj cen elektřiny, tj. dvouprocentní meziroční pokles kupované a dvouprocentní růst prodávané energie po dobu 30 let. V budoucích letech je tento vývoj v důsledku rostoucího výkonu intermitentních zdrojů (a útlumu zdrojů na fosilní paliva) předpokládatelný, dlouhodobý odhad je ale problematický a pravděpodobně i nepřesný; z tohoto důvodu se ceny energie od třicátého roku nemění. Zařízení jsou účetně odpisována rovnoměrně po celou dobu životnosti, daňově jsou odpisována rovněž rovnoměrně dle příslušných odpisových skupin.

5.1 Stanovení ceny elektrické energie

Zásadním předpokladem pro stanovení rentability projektu na akumulaci elektřiny je stanovení ceny, za kterou bude energie nakupována při akumulaci, a ceny, za kterou bude prodávána při generování. Vycházet budu z historických cen na denním trhu ČR z roční zprávy

⁴ této účinnosti lze dosáhnout např. instalací systému v blízkosti zařízení na zkapalňování LPG/LNG využitím tepla a chladu z tohoto procesu

OTE za rok 2017 [38]. V ideálním případě by systém akumuloval energii po dobu deseti hodin, během kterých je cena nejnižší, a generoval během pěti „nejdražších“ hodin; roční zisk by v tomto případě činil cca 10 milionů Kč. Z hodinových cen elektřiny v průběhu roku je však patrné, že se cena v průběhu jednotlivých dní dramaticky mění, není ji proto jednoduché predikovat a „naplánovat“ akumulaci a výrobu do budoucna. Z tohoto důvodu jsem jako rozhodující kritérium použil průměrnou cenu za předchozích 24 hodin; je-li poté aktuální cena např. o 10 % nižší než průměr předchozího dne a nádrž není plná, je energie akumulována. Analogicky je-li cena např. o 10 % vyšší než průměr předchozího dne a v nádrži je dostatek kapalného vzduchu, je energie generována a prodávána. Za těchto podmínek je průměrná cena akumulační energie cca 561 Kč/MWh a průměrná cena prodávané energie cca 1 203 Kč/MWh.

5.2 Podpůrné služby

Jak již bylo naznačeno, jedním z pravděpodobných účelů akumulačního systému je poskytování podpůrných služeb (PpS), jimiž se rozumí schopnost zařízení dodávat elektrickou energii ve chvíli, kdy dispečer (příp. automatický systém) přenosové soustavy rozhodne, že výroba v dané chvíli nepokrývá spotřebu (nebo naopak). Jedná se zejména o:

- primární regulaci frekvence bloku (PR) – nájezd do 30 sekund, minimální výkon 3 MW, maximální výkon 10 MW;
- sekundární regulaci výkonu bloku (SR) – nájezd do 10 minut, rychlost změny výkonu minimálně 2 MW/min, výkon 10 až 70 MW;
- snížení výkonu (SV_{30}) – minimální výkon 30 MW;
- minutovou zálohu (MZ_t)
 - $t = 15$ min (MZ_{15+} , MZ_{15-}) – výkon 10 až 70 MW (příp. dle dohody);
 - $t = 5$ min (MZ_5) – výkon min. 30 MW (příp. dle dohody), čas min. 4 hod.

Dodávání PpS podléhá soutěži, případně jsou PpS nakupovány na denním trhu dle potřeby. Navrhované systémy však nedisponují dostatečným výkonem na poskytování MZ_5 , na PR nejsou schopny dostatečně rychlého nájezdu (kromě Li-Ion akumulátorů) a nemají dostatečnou kapacitu – výnosy z poskytování PpS tedy nebudou uvažovány; tento fakt nepříznivě ovlivní ekonomickou výhodnost investic. V případě, že by zařízení disponovala dostatečným výkonem, bylo by žádoucí část výkonu rezervovat pro PpS a tím zvýšit výnosy.

5.3 Li-Ion akumulátory

Princip fungování akumulátorů na bázi lithiových iontů je komerčně využíván od devadesátých let minulého století. V současné době se v důsledku rostoucího objemu výroby snižuje cena za kWh kapacity; předpokládá se, že dosáhne částky 200 \$/kWh (4 200 Kč/kWh) [39]. Původně jsem chtěl využít data z plánovaného projektu výstavby zařízení v Tušimicích společnosti ČEZ, ale v době psaní práce nejsou zveřejněny žádné informace o tomto zařízení. Z tohoto důvodu v analýze využiji zařízení spol. E.ON v Mydlovarech na Českobudějovicku, které disponuje kapacitou 1,75 MWh a výkonem 1 MW. Zařízení celkem stálo 24 milionů Kč [40], tedy cca 13 714 Kč/kWh, příp. 24 000 Kč/kW. V rámci zjednodušení porovnání budu předpokládat zařízení se stejnými parametry jako u LAES systému, tzn. 100 MWh a 20 MW; nabíjení je uvažováno výkonem 20 MW. Předpokládaná životnost baterií je nejnižší z porovnávaných zařízení – 10 let; účinnost je však nejvyšší, a to cca 85 % [41]. Na konci životnosti (tj. vždy po deseti letech) bude provedena obnova zařízení – měrné náklady budu (za předpokladu pokračujícího trendu snižujících se cen technologie) uvažovat 70 % předchozí investice před započtením inflace.

5.4 Přečerpávací vodní elektrárna

Princip přečerpávací vodní elektrárny (PVE) je dlouho známý (nejstarší PVE na českém území je elektrárna Černé jezero z roku 1930) a poměrně hojně využívaný k akumulaci značného množství energie. V rámci zjednodušení bude opět předpokládáno zařízení shodných parametrů, tzn. 100 MWh a 20 MW (což jsou dle mého názoru pro PVE velice nízké hodnoty). Cena za jednotku výkonu je 35 000 Kč/kW dle [42], při přepočtu PVE Dlouhé Stráně (s cenou 6,5 mld. Kč v roce 1996 a výkonem 650 MW [43]) na současnou hodnotu investice (při dvouprocentní roční inflaci) vychází měrná cena cca 15 460 Kč/kW. Mnou uvažované měrné náklady jsou tedy 20 000 Kč/kW (tj. 4 000 Kč/kWh), životnost 60 let a účinnost 75 %. Předpokládaná doba akumulace je stejná jako u LAES systému, tedy 10 hodin denně.

5.5 Kritéria porovnání investic

K porovnávání investic se využívá několik ukazatelů, které (lépe či hůře) ukazují, který z projektů je vhodnější k investování peněz. Mnou použité metody jsou:

NPV

Čistá současná hodnota (zkratka z angl. *net present value*) je hodnota vyjadřující celkovou současnou (diskontovanou) hodnotu všech peněžních toků (CF) projektu. Při zadaném diskontu r a životnosti projektů T je výhodnější projekt s vyšší kladnou hodnotou NPV. Vypočte se dle vzorce:

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

IRR

Vnitřní výnosové procento (zkratka z angl. *internal rate of return*) je ukazatel relativního výnosu (rentability) projektu během jeho životnosti. Číselně je rovno hodnotě diskontu, při kterém je čistá současná hodnota nulová. Preferován je projekt s vyšším kladným IRR. Symbolicky se vypočte dle následujícího vzorce, prakticky např. iterační metodou:

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

PP

Doba návratnosti (zkratka z angl. *payback period*) je kritérium vhodné pro zdůvodnění (ne)výhodnosti investice laické veřejnosti, neboť je jednoduše pochopitelné. Metoda však nezohledňuje časovou hodnotu peněz, není proto pro seriózní rozhodování příliš vhodná. V principu se jedná o dobu T_{PP} , za kterou se kumulovaný hotovostní tok vyrovná velikosti investice (tzv. „za jak dlouho se to zaplatí“). Preferovaný projekt má kratší dobu návratnosti.

$$I = \sum_{t=1}^{T_{PP}} CF_t.$$

DPP

Diskontovaná doba návratnosti (zkratka z angl. *discounted payback period*) je vhodnější než prostá doba návratnosti, jelikož uvažuje časovou hodnotu peněz (diskont). Jedná se o dobu T_{DPP} , za kterou se kumulovaný diskontovaný hotovostní tok vyrovná velikosti investice. Preferovaný projekt má kratší DPP.

$$I = \sum_{t=1}^{T_{DPP}} \frac{CF_t}{(1+r)^t}.$$

5.6 Parametry zařízení

Základní parametry jednotlivých zařízení, se kterými byla provedena analýza, jsou zobrazeny v Tab. 5. Kompletní analýza je k dispozici v Příloze 5 (online).

Tab. 5 Porovnání parametrů zařízení

Technologie	LAES	Li-Ion	PVE
Činný výkon	20 MW	20 MW	20 MW
Kapacita	100 MWh	100 MWh	100 MWh
Investice v 0. roce	568,9 mil. Kč	480 mil. Kč	400 mil. Kč
Cena 1 kW výkonu	28 445 Kč	24 000 Kč	20 000 Kč
Cena za 1 kWh kapacity	5 689 Kč	13 714 Kč	4 000 Kč
Příkon akumulace	10 MW	20 MW	10 MW
Výkon výroby	24,00 MW	21,74 MW	22,22 MW
Účinnost výroby	85 %	92 %	90 %
Celková účinnost	70 %	85 %	75 %
Roční opravy, údržba	1 % investice	1 % investice	2 % investice
Životnost	30 let	10 let	60 let
Roční účetní odpisy	3,33 %	10 %	1,67 %
Roční provoz	350 dní	350 dní	350 dní
Odpisová skupina	4.	2.	5.
Cena kupované energie v 1. roce	561 Kč/MWh	561 Kč/MWh	561 Kč/MWh
Cena prodávané energie v 1. roce	1 203 Kč/MWh	1 203 Kč/MWh	1 203 Kč/MWh

5.7 Výsledky ekonomické analýzy

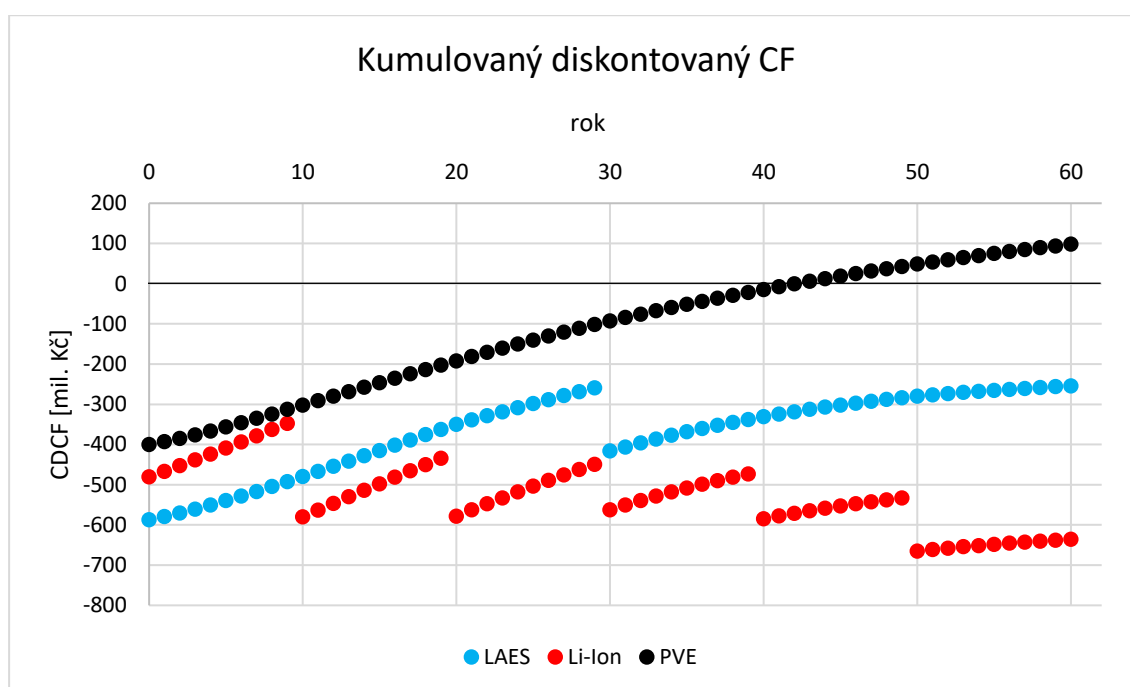
Cílem výpočtů je určení ročního hotovostního toku (CF) a diskontovaného hotovostního toku (DCF). Z hodnot CF je následně určeno NPV a IRR a jsou odečteny doby návratností. Postup výpočtů je následující:

- vyrobená energie je součinem výkonu zařízení, účinnosti výroby a počtu hodin výroby za rok,
- výnosy jsou součinem vyrobené energie za rok a prodejní ceny za MWh (jak již bylo zmíněno dříve, výnosy z PpS nejsou uvažovány),
- spotřebovaná energie je součinem příkonu zařízení, převrácené hodnoty celkové účinnosti a počtu hodin akumulace za rok,
- náklady na spotřebovanou energii jsou součinem spotřebované energie za rok a nákupní ceny energie v Kč/MWh,
- náklady na opravy a údržbu jsou rozpuštěny do celé životnosti zařízení (uvažovány jsou od roku následujícího po roce, ve kterém byla provedena investice), jsou vyjádřeny jako procentní podíl aktuální investice a jsou upraveny o inflaci,
- hrubé náklady jsou součtem nákladů na spotřebovanou energii a nákladů na opravy a údržbu,
- účetní odpisy jsou vyjádřeny jako procentní podíl velikosti aktuální investice,
- čisté náklady jsou součtem hrubých nákladů a účetních odpisů,
- daňové odpisy jsou vyjádřeny jako procentní podíl velikosti aktuální investice, jehož velikost je daná zákonem,
- zisk/ztráta před zdaněním (EBT) je rozdílem výnosů a čistých nákladů,
- daňový základ je rozdílem výnosů a součtu hrubých nákladů a daňových odpisů,
- je-li daňový základ záporný, je zahrnut do ztráty minulých let; později, je-li daňový základ kladný, je o ztráty minulých let zmenšen (snížený daňový základ),
- daň z příjmu právnických osob je 19 % ze sníženého daňového základu, pokud je kladný,
- zisk po zdanění (EAT) je rozdílem EBT a daně z příjmu,
- roční CF je součtem EAT a účetních odpisů,
- roční DCF je roční CF diskontovaný danou diskontní mírou,
- NPV je vypočteno ze všech CF za životnost projektu,
- IRR je vypočteno iterativní metodou MS Excel.

Výsledné hodnoty ukazatelů použitých při zhodnocení jednotlivých projektů zobrazuje Tab. 6 a Obr. 15:

Tab. 6 Výsledky ekonomického zhodnocení projektů

Technologie	LAES	Li-Ion	PVE
Diskont	5 %	5 %	5 %
NPV	-253 934 tis. Kč	-635 582 tis. Kč	98 444 tis. Kč
IRR	2,60 %	-	5,92 %
PP	26 let	-	22 let
DPP	-	-	43 let



Obr. 15 Graf kumulovaného DCF v čase pro všechny projekty

Zhodnocení jednotlivých technologií a výsledků analýzy

Z výše uvedených hodnot je na první pohled patrné, že jediná investice, kterou lze při požadovaném pětiprocentním výnosu doporučit k realizaci, je přečerpávací vodní elektrárna, která nabízí o necelé jedno procento vyšší výnos. Důvodem „úspěšnosti“ této technologie je kombinace nízkých nákladů na jednotku výkonu, vysoké účinnosti a dlouhé životnosti. Pravděpodobně i z těchto důvodů jsou PVE stále dominantním způsobem akumulace energie.

Nepředpokládám však, že by kdokoliv plánoval výstavbu takto malé PVE – větší akumulční kapacita je rozhodně výhodnější.

V pořadí druhou „nejvýhodnější“ technologií je dle mých výpočtů systém akumulující energii pomocí zkapalňování vzduchu. Nevýhodou je vysoká cena odhadnutá ve čtvrté kapitole této práce a nejnižší účinnost z porovnávaných technologií. Lze ale očekávat, že s rostoucím počtem podobných zařízení v provozu bude cena za jednotku výkonu klesat a účinnost bude růst. Jednou z největších výhod LAES systému oproti PVE je skutečnost, že jej lze vybudovat prakticky kdekoli (v ideálním případě v blízkosti zařízení, které do okolí vypouští odpadní teplo nebo chlad); nejsou nutné téměř žádné terénní úpravy a také lze bez větších problémů upravovat výkon a kapacitu zařízení dle přání investora.

Poslední („nejhorší“) technologií jsou Li-Ion akumulátory, které sice dosahují nejvyšší celkové účinnosti, mají ale vysokou cenu za jednotku výkonu a nízkou životnost (danou maximálním počtem vybíjecích a nabíjecích cyklů). Do budoucna je předpokládáno pokračování trendu poklesu cen, navíc stále probíhá intenzivní výzkum nových typů akumulátorů (např. s využitím sodíkových solí, ZEBRA baterie, ZnBr baterie, vanad-redox baterie a mnoho dalších [44]). Možným znevýhodněním této technologie z mé strany bylo neuvažování výnosů z poskytování PpS. Projekt má hluboko záporné NPV i přes předpokládaný 30% pokles nákladů na obnovu.

6 Závěr

Tématem této bakalářské práce byl systém na akumulaci elektrické energie pomocí zkapalňování plynného vzduchu.

V úvodní části práce byly popsány jednotlivé části, ze kterých se systém skládá, jejich účel a princip funkce. Tento princip byl následně detailně popsán na konkrétním příkladu systému využívajícího odpadní teplo. Zmíněny byly také faktory ovlivňující účinnost systému – v současnosti asi největší nedostatek celého systému.

Následující část měla za cíl navrhnout LAES systém v konkrétní lokalitě – po domluvě s vedoucím práce byla zvolena uhelná elektrárna Tušimice II. Byly provedeny dvě verze návrhu možného propojení akumulačního systému s elektrárnou. Myšlenka odběru „ostré“ páry z kotle elektrárny se ukázala jako nereálná a nevhodná, byl proto proveden výpočet druhé varianty, ve které bylo odebíráno odpadní teplo chladicí vodě. Zde bylo zjištěno, že množství tohoto tepla (v porovnání s celkovým teplem vyzářeným chladicí věží) je zanedbatelně malé; z tohoto důvodu nepovažují propojení elektrárny s takto navrženým systémem za vhodné.

V předposlední části práce byl proveden odhad velikosti investice na výstavbu 20 MW / 100 MWh systému. Jak bylo zmíněno, odhad je pravděpodobně nepřesný z důvodu nedostupnosti dat a nezkušenosti autora v oboru. Celková cena byla stanovena na hodnotu cca 586,9 milionu Kč, tedy téměř 150 % ceny přečerpávací vodní elektrárny shodných parametrů.

Závěrečná část se věnuje srovnání LAES systému s „konvenčními“ metodami akumulace energie – přečerpávací vodní elektrárnou a lithium-iontovými akumulátory. Jedinou doporučitelnou investicí se ukázala být přečerpávací vodní elektrárna – LAES systém stěží pokrývá předpokládanou inflaci, nelze však říct, že by se jednalo o projekt jednoznačně ztrátový. Jako nejméně vhodný projekt byly vyhodnoceny akumulátory, zejména kvůli vysokým měrným nákladům a krátké životnosti; jejich výhodou však je (při dané kapacitě) nejmenší zastavěná plocha (nejvyšší energetická hustota) ze všech popisovaných technologií.

LAES systém do budoucna rozhodně nabízí zajímavou alternativu dnes používaných zařízení na akumulaci elektrické energie – jeho hlavní výhodou je nezávislost na lokaci (reliéfu krajiny), což je zároveň jedna z největších nevýhod PVE. Pokud bude dosavadním tempem pokračovat růst podílu intermitentních OZE na celkovém instalovaném výkonu, je žádoucí pokračovat ve výzkumu alternativních metod akumulace energie a podporovat je.

Použitá literatura

- [1] *Zákon o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů: §2, část (1)*. Česká republika: Sbirka zákonů, ročník 2005, částka 66, č. 180. Dostupné také z: <http://web.archive.org/web/20091127073650/http://aplikace.mvcr.cz/archiv2008/sbirka/2005/sb066-05.pdf>
- [2] Prices go negative in Germany. *The New York Times* [online]. 2017, [cit. 2018-03-11]. Dostupné z: <https://www.nytimes.com/2017/12/25/business/energy-environment/germany-electricity-negative-prices.html>
- [3] Mature technology. *Wikipedia: the free encyclopedia* [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001, [cit. 2018-03-17]. Dostupné z: https://en.wikipedia.org/wiki/Mature_technology
- [4] KISHIMOTO, Kenji, Keiichi HASEGAWA a Takahisa ASANO. Development of Generator of Liquid Air Storage Energy System. *Mitsubishi Heavy Industries* [online], 1998, [cit. 2018-04-13]. Dostupné z: <http://mhi.co.jp/technology/review/pdf/e353/e353117.pdf>
- [5] Liquid air 'offers energy storage hope'. *BBC News* [online]. 2012, [cit. 2018-03-17]. Dostupné z: <http://www.bbc.com/news/science-environment-19785689>
- [6] Hampson-Linde cycle. *Wikipedia: the free encyclopedia* [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001, [cit. 2018-03-17]. Dostupné z: https://en.wikipedia.org/wiki/Hampson%E2%80%93Linde_cycle
- [7] Joule-Thomson effect. *Wikipedia: the free encyclopedia* [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001, [cit. 2018-03-17]. Dostupné z: https://en.wikipedia.org/wiki/Joule%E2%80%93Thomson_effect
- [8] Liquified Air Energy Storage (LAES). *www.the-linde-group.com* [online]. The Linde Group, 2016, [cit. 2017-10-20]. Dostupné z: http://www.the-linde-group.com/en/clean_technology/clean_technology_portfolio/energy_storage/liquid_air_energy_storage/index.html
- [9] Liquid Air Energy Storage. *www.geoilandgas.com* [online]. GE: Oil & Gas, 2017, [cit. 2017-10-20]. Dostupné z: <https://www.geoilandgas.com/solution/liquid-air-energy-storage>
- [10] Conceptual GigaPlant. *Highview Power* [online]. 2017, [cit. 2018-03-29]. Dostupné z: <http://www.highview-power.com/conceptual-gigaplant-200mw1-2gwh/>
- [11] GUIZZI, Giuseppe, Michele MANNO, Ludovica TOLOMEI a Ruggero VITALI. Thermodynamic analysis of a liquid air energy storage system. *Energy* [online]. 2015, **93**(2), 1639-1647 [cit. 2017-11-18]. DOI: 10.1016/j.energy.2015.10.030. ISSN 03605442. Dostupné z: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544215013985>
- [12] Essotherm 650. *Optilube Services s.r.o* [online]. [cit. 2018-04-07]. Dostupné z: <http://www.optilube.cz/oleje-maziva/produkt/602>

- [13] LI, Yongliang, Hui CAO, Shuhao WANG, Yi JIN, Dacheng LI, Xiang WANG a Yulong DING. Load shifting of nuclear power plants using cryogenic energy storage technology. *Applied Energy* [online]. 2014, **113**(113), 1710-1716 [cit. 2017-12-09]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.08.077. ISSN 03062619. Dostupné z: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261913007216>
- [14] Tušimice - Skupina ČEZ. *ČEZ* [online]. [cit. 2017-12-27]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/uhelne-elektrarny/cr/tusimice.html>
- [15] DVORSKÝ, Emil. Materiály k předmětu Elektrárny 1. *FEL ZČU* [online]. [cit. 2018-04-23]. Dostupné z: <http://home.zcu.cz/~dvorsky/E1/DalkariZadani2006/36.pdf>
- [16] Program TVVP. [online]. Emil Dvorský; ČEZ, [cit. 2018-04-25]. Dostupné z: <http://home.zcu.cz/~dvorsky/E1/Tusimice/i-s.zip>
- [17] Pasportizace chladicích soustav v energetice ČR. *Cenia* [online]. [cit. 2018-04-29]. Dostupné z: [http://cenia.cz/web/www/web-pub2.nsf/\\$pid/CENMSFLZ68BT/\\$FILE/Kapitola%202_%C4%8C%C3%A1st%201.pdf](http://cenia.cz/web/www/web-pub2.nsf/$pid/CENMSFLZ68BT/$FILE/Kapitola%202_%C4%8C%C3%A1st%201.pdf)
- [18] Fluid Property Calculator. *Industrial Refrigeration Consortium* [online]. [cit. 2018-04-29]. Dostupné z: <https://www.irc.wisc.edu/properties/>
- [19] Kodex přenosové soustavy: Část II.: Podpůrné služby. *ČEPS* [online]. 2018, [cit. 2018-04-30] Dostupné z <http://www.ceps.cz/cs/kodex-ps>.
- [20] Cost Estimate Classification System: As applied in engineering, procurement, and construction for the process industries. *AACE International* [online]. [cit. 2018-04-29]. Dostupné z: https://web.aacei.org/docs/default-source/toc/toc_18r-97.pdf?sfvrsn=4
- [21] Cryogenic Standard Tanks. *The Linde Group* [online]. [cit. 2018-05-05]. Dostupné z: https://www.linde-engineering.com/internet.global.lindeengineering.global/en/images/P_3_3_e_12_150dpi19_5774.pdf?v=4.0
- [22] Stainless Steel Prices. *MEPS* [online]. [cit. 2018-05-06]. Dostupné z: <http://www.meps.co.uk/Stainless%20Prices.htm>
- [23] Liquid air production and cost. *The Liquid Air Energy Network* [online]. [cit. 2018-05-04]. Dostupné z: <http://liquidair.org.uk/full-report/report-chapter-six>
- [24] Siemens electric motor pipeline compressor. *Siemens* [online]. [cit. 2018-05-06]. Dostupné z: <https://www.siemens.com/content/dam/webassetpool/mam/tag-siemens-com/smdb/oil-and-gas/dresser-rand/pipeline---transmission/edm-pipelinecompressors.pdf>
- [25] Vertically split overhung compressors. *GE Oil & Gas* [online]. [cit. 2018-05-06]. Dostupné z: <https://www.geoilandgas.com/sites/geog/files/1100.pdf>
- [26] Cost and performance data for power generation technologies. *National Renewable Energy Laboratory* [online]. [cit. 2018-05-06]. Dostupné z: <https://www.bv.com/docs/reports-studies/nrel-cost-report.pdf>
- [27] Modular centrifugal pumps. *Cryostar* [online]. [cit. 2018-05-06]. Dostupné z: <http://www.cryostar.com/pdf/data-sheet/en/mcp.pdf>

- [28] Turboexpanders. *Atlas Copco* [online]. [cit. 2018-05-07]. Dostupné z: <http://www.atlascopco-gap.com/products/turboexpanders/>
- [29] Cryogenic turbines. *Cryostar* [online]. [cit. 2018-05-07]. Dostupné z: <http://www.cryostar.com/web/cryogenic-turbines.php>
- [30] Equipment design and cost estimation for small modular biomass systems, ... *NREL* [online]. [cit. 2018-05-07]. Dostupné z: <https://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39943.pdf>
- [31] Plate fin & brazed aluminium heat exchanger. *Chart Industries* [online]. [cit. 2018-05-07]. Dostupné z: <http://www.chartindustries.com/Energy/Brazed-Aluminum-Heat-Exchangers>
- [32] Steam turbine product overview 2018. *Siemens* [online]. [cit. 2018-05-07]. Dostupné z: <https://www.siemens.com/content/dam/webassetpool/mam/tag-siemens-com/smdb/power-and-gas/steamturbines/steam-turbine-product-overview-01-2018.pdf>
- [33] Gas and steam turbines - industrial generators. *GE Power Conversion* [online]. [cit. 2018-05-07]. Dostupné z: <http://www.gepowerconversion.com/product-solutions/large-industrial-generators/gas-and-steam-turbine-driven-generators>
- [34] SGen-100A/1000A generator series. *Siemens* [online]. [cit. 2018-05-07]. Dostupné z: <https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/power-generation/generators/sgen-100a.html#!/>
- [35] Highview Power Cost calculator. *Highview Power* [online]. [cit. 2018-05-07]. Dostupné z: <https://www.highviewpower.com/benefits/>
- [36] Liquid Air in the energy and transport systems. *Liquid air energy network* [online]. [cit. 2018-05-07]. Dostupné z: <http://liquidair.org.uk/files/full-report.pdf>
- [37] Cílování inflace. *ČNB* [online]. [cit. 2018-05-12]. Dostupné z: http://www.cnb.cz/cs/menova_politika/cilovani.html
- [38] Roční zpráva. *OTE ČR* [online]. 2017, [cit. 2018-05-11]. Dostupné z: http://www.ote-cr.cz/statistika/rocn-zprava/page_report_62_162
- [39] Lithium-ion batteries below 200\$/kWh by 2019... *PV Magazine* [online]. 2017, [cit. 2018-05-12]. Dostupné z: <https://www.pv-magazine.com/2017/08/03/lithium-ion-batteries-below-200kwh-by-2019-will-drive-rapid-storage-uptake-finds-ihs-markit/>
- [40] E.ON spustil největší bateriové úložiště v České republice. *E.ON* [online]. 2018, [cit. 2018-05-12]. Dostupné z: <https://www.eon.cz/o-nas/media/tiskove-zpravy/e-on-spustil-nejvetsi-bateriove-uloziste-v-ceske-republice>
- [41] SCHIMPE, Michael, Maik NAUMANN, Nam TRUONG, Holger C. HESSE, Shriram SANTHANAGOPALAN, Aron SAXON a Andreas JOSSEN. Energy efficiency evaluation of a stationary lithium-ion battery container storage system via electro-thermal modeling and detailed component analysis. *Applied Energy* [online]. 2018, **210**(-), 211-229 [cit. 2018-05-12]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.129. ISSN 03062619. Dostupné z: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261917315696>

- [42] Batteries vs pumped storage hydropower - a place for both?. *Renew Economy* [online]. 2017, [cit. 2018-05-12]. Dostupné z: <https://reneweconomy.com.au/batteries-vs-pumped-storage-hydropower-place-87554/>
- [43] Dlouhé Stráně: Technický div, který změnil tvář Jeseníků. *Voda - základ života* [online]. 2016, [cit. 2018-05-13]. Dostupné z: <http://www.vodazakladzivota.cz/clanky/dlouhe-strane-technicky-div-ktery-zmenil-tvar-jeseniku>
- [44] CHEN, Haisheng, Thang Ngoc CONG, Wei YANG, Chunqing TAN, Yongliang LI a Yulong DING. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science* [online]. 2009, **19**(3), 291-312 [cit. 2018-05-14]. DOI: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014. ISSN 10020071. Dostupné z: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S100200710800381X>

Seznam příloh

- Příloha 1 – Parametry systému kombinovaného s jadernou elektrárnou [13]
- Příloha 2 – Parametry uhelné elektrárny Tušimice II [15]
- Příloha 3 – Parametry akumulční a výrobní části systému [11]
- Příloha 4 – Parametry části akumulace tepla a chladu [11]
- Příloha 5 – Sešit MS Excel s výpočty [dostupné online na www.dspace.cvut.cz]

Přílohy

Příloha 1 Parametry kombinace LAES a JE (zdroj: Yongliang Li et al.)

Bod č.	Hmotnostní tok	Tlak	Teplota	Médium
[-]	[kg/s]	[kPa]	[K]	[-]
1	15	101	288	vzduch
2	15	101	288	vzduch
3	179	1 159	288	vzduch
4	179	1 159	282	vzduch
5	179	13 409	288	vzduch
6	179	13 409	102	vzduch
7	179	101	81	vzduch
8	29	101	83	vzduch
9	29	101	250	vzduch
10	29	101	288	vzduch
11	167	101	95	propan
12	167	101	212	propan
13	90	101	219	methanol
14	90	101	286	methanol
15	1 195	101	80	vzduch
16	1 195	11 385	83	vzduch
17	1 195	11 385	283	vzduch
18	1 195	11 385	380	vzduch
19	1 195	11 385	553	vzduch
20	1 195	3 497	396	vzduch
21	1 195	3 497	553	vzduch
22	1 195	1 074	397	vzduch
23	1 195	1 074	553	vzduch
24	1 195	330	397	vzduch
25	1 195	330	553	vzduch
26	1 195	101	397	vzduch
27	1 195	101	288	vzduch
28	1 195	101	288	vzduch
29	723	101	288	methanol
30	723	101	217	methanol
31	1 337	101	214	propan
32	1 337	101	93	propan
33	442	7 093	560	pára
34	442	7 093	493	pára

Parametr	Hodnota	Jednotka
Činný výkon	190	MW
Množství přehřáté páry za kotlem	284,9	t/h
Teplota admisní páry	542,3	°C
Tlak admisní páry	16,6	MPa
Teplota přehřáté páry	536,7	°C
Tlak přehřáté páry	3,0	MPa
Teplota emisní páry	30,2	°C
Teplota napájecí vody za VTO2	232,0	°C
Teplota napájecí vody za VTO1	195,3	°C
Teplota napájecí vody před VTO1	164,2	°C
Teplota kondenzátu za NTO5	139,6	°C
Teplota kondenzátu za NTO4	119,7	°C
Teplota kondenzátu za NTO3	97,2	°C
Teplota kondenzátu za NTO2	81,1	°C
Teplota kondenzátu za NTO1	54,0	°C
Teplota kondenzátu před NTO1	37,6	°C
Tlak páry ve 4. odběru	120,9	kPa
Teplota páry ve 4. odběru	126,4	°C
Teplota topné vody před ZO	61,9	°C
Teplota topné vody za ZO	106,0	°C
Teplota topné vody za SO	92,8	°C
Tlak páry v 6. odběru	0,5	MPa
Teplota páry v 6. odběru	339,6	°C
Tlak páry v 8. odběru	3,3	MPa
Teplota páry v 8. odběru	249,9	°C

	Bod	Poměrný hmotnostní tok $\frac{\dot{m}}{\dot{m}_1}$ [-]	p [MPa]	T [K]	h [kJ/kg]
Akumulační část	1	1,000	0,10	296	300
	2A	1,000	1,48	688	707
	2B	1,000	1,47	308	309
	2C	1,000	18,10	682	705
	2	1,000	17,92	308	282
	3	1,000	17,74	246	199
	4	1,000	17,56	98	-77
	5	1,000	0,10	79	-94
	6	0,842	0,10	79	-126
	7	0,158	0,10	79	78
	8	0,158	0,10	238	244
	9	0,158	0,10	286	294
10	0,842	0,10	298	300	

Výrobní část	1R	0,842	0,10	78	-126
	2R	0,842	6,50	82	-116
	3R	0,842	6,44	209	180
	4R	0,842	6,37	283	267
	5R	0,842	6,31	436	436
	6R	0,842	6,24	616	629
	7R	0,842	1,59	451	455
	8R	0,842	1,57	616	629
	9R	0,842	0,40	451	456
	10R	0,842	0,40	611	629
	11R	0,842	0,10	451	457
	12R	0,842	0,10	288	290

	Bod	Poměrný hmotnostní tok $\frac{\dot{m}}{\dot{m}_1}$ [-]	T [K]	h [kJ/kg]	Médium
Akumulace chladu	1C	1,019	93	-182	propan
	2C	1,019	214	63	propan
	3C	0,437	214	-303	methanol
	4C	0,437	288	-131	methanol
Akumulace tepla	1H	0,999	626	850	tep. olej
	2H	0,999	288	27	tep. olej
	3H	0,999	626	850	tep. olej
	4H	0,999	461	395	tep. olej