

**ČESKÉ VYSOKÉ  
UČENÍ TECHNICKÉ  
V PRAZE**

**FAKULTA  
STROJNÍ**



**DIPLOMOVÁ  
PRÁCE  
2021**

**JAROSLAV  
DIVIŠ**



# ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

## I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Diviš** Jméno: **Jaroslav** Osobní číslo: **457659**  
Fakulta/ústav: **Fakulta strojní**  
Zadávací katedra/ústav: **Ústav energetiky**  
Studijní program: **Strojní inženýrství**  
Studijní obor: **Energetika**

## II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

**Integrace vysokoteplotní akumulace tepla do hnědouhelné teplárny**

Název diplomové práce anglicky:

**Integration of high temperature heat storage into brown coal fired CHP plant**

Pokyny pro vypracování:

Rostoucí neřízená výroba elektřiny v obnovitelných zdrojích vyžaduje zapojení více skladování do možnosti přenosové soustavy. Skladování elektřiny do vysokopotenciálního tepla se komerčně využívá pro solární tepelné elektrárny, nabízí se ale možnost tyto metody využít ke zvýšení flexibility zdrojů pro základní zatížení jako uhelné elektrárny v rámci konceptu tzv. Carnotovo baterií. Součástí práce bude:

- Rešerše aktuálního stavu vývoje Carnotovo baterií se zaměřením na systémy vysokoteplotního skladování tepla umožňující integraci do stávajících tepelných elektráren
- Návrh integrace systému „power to heat“ a vybraného konceptu skladování tepla do vybraného teplárenského provozu (procesní schéma, bilanční model a účinnosti systému pro možné provozní režimy, rámcový návrh komponent)
- Technicko - ekonomické zhodnocení perspektivy daného řešení (rámcový odhad CAPEX, cena elektřiny a tepla v jednotlivých provozních režimech v závislosti na rozdílu nákupní a prodejní ceny elektřiny)

Seznam doporučené literatury:

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

**Ing. Václav Novotný, ústav energetiky FS**

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

Datum zadání diplomové práce: **19.10.2020**

Termín odevzdání diplomové práce: **23.12.2020**

Platnost zadání diplomové práce: **30.06.2022**

Ing. Václav Novotný  
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Ing. Michael Valášek, DrSc.  
podpis děkana(ky)

## III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

**27.11.2020**

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně pod vedením vedoucího diplomové práce a uvedl jsem všechny použité podklady a literaturu.

V Praze dne \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Jméno a příjmení

## **Poděkování**

Tímto bych chtěl poděkovat vedoucímu diplomové práce Ing. Václavu Novotnému za cenné rady, připomínky, trpělivost a věnovaný čas mé práci.

## **Anotační List**

---

Jméno autora:	Bc. Jaroslav Diviš
Název DP:	Integrace vysokoteplotní akumulace tepla do hnědouhelné teplárny
Anglický název:	Integration of high temperature heat storage into brown coal fired CHP plant
Akademický rok:	2020/2021
Ústav/Odbor:	Ústav energetiky
Vedoucí DP:	Ing. Václav Novotný
Konzultant:	
Bibliografické údaje:	Počet stran: 86
	Počet obrázků: 21
	Počet tabulek: 23
	Počet příloh: 0
Klíčová slova:	Carnotova baterie, tekuté soli, akumulační systém, úložiště elektřiny
Keywords:	Carnot Batteries, molten salts, storage system, electricity storage
Anotace:	Práce se v úvodní rešerši zabývá seznámením s akumulací energie, zejména tepelné. Dále nabízí seznámení s konceptem akumulačních zařízení označovaných jako Carnotovy baterie. Praktická část se zabývá základním návrhem tohoto konceptu pro integraci do vysloužilého hnědouhelného energetického zařízení. Dále obsahuje návrh komponent, stanovení CAPEX a OPEX pro integraci tohoto skladovacího systému a stanovení možných provozních režimů s přihlédnutím na ceny elektřiny.
Abstract:	In the research part this thesis deals with the introduction to the energy accumulation, especially heat. It also offers an introduction to the concept of storagesystems called Carnot batteries. The practical part deals with the basic design of this concept for integration into a decommissioned brown coal-fired power plant. It contains the design of components, the determination of CAPEX and OPEX for the integration of this storage system and the determination of possible operating modes, taking into account electricity prices.

# Obsah

Seznam symbolů a zkratk .....	9
1. Úvod .....	11
2. Technologie akumulace energie. ....	13
2.1. Akumulace primárních zdrojů .....	13
2.2. Akumulace sekundárních zdrojů .....	13
3. Skladovací technologie .....	14
4. Akumulace tepelné energie .....	17
4.1. Akumulace citelného tepla .....	18
4.2. Akumulace latentního tepla .....	19
4.3. Akumulace termochemického tepla .....	20
4.4. Akumulace sorpčního tepla .....	20
5. Akumulační látky .....	21
5.1. Akumulace do tekutých solí.....	21
5.2. Akumulace do pevných látek.....	22
5.2.1. Beton a štěrk .....	22
5.3. Parní akumulátor .....	25
5.3.1. Konstrukce akumulátoru .....	26
5.3.2. Projekt Flexi-Tes .....	26
5.4. Porovnání akumulačních systému TES .....	27
6. Carnotovy baterie.....	28
6.1. Carnotovy baterie (Brayton).....	30
6.2. Přímý elektrický ohřev .....	32
6.3. Postavené a navržené demo jednotky .....	33
6.3.1. Malta Inc.....	33
6.3.2. Siemens Gamesa .....	34

6.3.3.	Isentropic Ltd.....	35
6.3.4.	Highview Power.....	35
6.4.	Shrnutí technologií CB .....	37
6.5.	Ekonomika Carnotových baterií .....	38
7.	Možnosti akumulace pro konvenční uhelnou teplárnu .....	39
7.1.	Využití tepelného úložiště v tekuté soli.....	39
7.2.	Výroba páry z tekuté soli .....	40
8.	Návrh systému.....	42
8.1.	Předpoklady a volené hodnoty.....	42
8.2.	Pracovní média a komponenty.....	42
8.2.1.	Solární sůl .....	43
8.2.2.	Hitec sůl.....	44
8.3.	Popis cyklu .....	46
8.3.1.	Solný cyklus .....	47
8.3.2.	Cyklus voda – pára.....	47
8.4.	Akumulační nádrže na tekutou sůl .....	50
8.4.1.	Výpočet pro solární sůl:.....	51
8.4.2.	Výpočet pro HITEC sůl .....	53
8.4.3.	Tepelné ztráty akumulačních nádrží .....	56
8.4.4.	Doba zatuhnutí soli ve vybrané studené nádrži.....	60
8.5.	Návrh tepelného výměníku / parního generátoru .....	61
8.6.	Topná tělesa .....	63
9.	CAPEX, OPEX systému .....	64
9.1.	CAPEX varianta A .....	65
9.2.	CAPEX varianta B .....	65
9.3.	CAPEX varianta C .....	66

9.4.	CAPEX varianta D .....	67
9.5.	Provozní náklady OPEX .....	69
10.	Provozní režimy .....	70
10.1.	Provoz systému – letní dny .....	71
10.2.	Provoz systému zimní den .....	73
10.3.	Účinnosti systému v různých provozních režimech .....	75
11.	Závěr .....	78
12.	Reference .....	79
13.	Seznam obrázků .....	85
14.	Seznam tabulek .....	86



## Seznam symbolů a zkratek

Symbol	Jednotka	Význam
$P$	$[kWh], [kW]$	Výkon
$t$	$[^{\circ}C]$	Teplota
$p$	$[MPa]$	Tlak
$c_p$	$[MPa]$	Měrná tepelná kapacita
$\eta$	$[-]$	Účinnost
$\dot{m}$	$[kg/s]$	Hmotnostní tok
$m$	$[kg]$	Hmotnost
$V$	$[m^3]$	Objem
$h$	$[J/kg]$	Měrná entalpie
$\lambda$	$[W/mK]$	Tepelná vodivost
$\rho$	$[kg/m^3]$	Hustota
$s$	$[J/kgK]$	Měrná entropie
$k$	$[W/mK]$	Součinitel přestupu tepla
$\dot{Q}$	$[kW]$	Tepelný výkon
$D, d$	$[m]$	Průměr
$H$	$[m]$	Výška
$tl$	$[m]$	Tloušťka
$Q$	$[J]$	Teplo
$T$	$[s], [h]$	Čas
$S$	$[m^2]$	Povrch
$\alpha$	$[W/m^2K]$	Součinitel přestupu tepla
	$[-]$	Měrné odběrové množství
$I$	$[\$][EUR]$	Cena, Náklady
$l$	$[J/kg]$	Entalpie fázové změny
$\pi$	$[-]$	Ludolfovo číslo

**Zkratka****Význam**

HTF	Heat transfer fluid
CSP	Concentrated Solar Power
PCM	Phase Change materials
PTES	Pumped Thermal Energy Storage
PHES	Pumped Heat Electricity Storage
ETES	Electro-Thermal Energy Storage
TEES	Thermo-Electrical Energy Storage
CHEST	Compressed Heat Energy Storage
PHES, PCES	Pumped Heat/Cold Electricity Storage
LAES	Liquid Air Energy Storage
CAPEX	Kapitálové Náklady
OPEX	Provozní Náklady
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
CAES	Compressed Air Energy Storage
LAES	Liquid Air Energy storage
TES	Thermal Energy Storage
DSG	Direct Steam Generation

## 1. Úvod

Rostoucí světová spotřeba energií v důsledku zvětšující se lidské populace a ekonomického rozvoje zapříčiňuje také rostoucí emise lidmi produkovaných skleníkových plynů. V posledních desetiletích vzrostla světově spotřeba energie o 30 %. [1, 2] Tato skutečnost vede světové vlády k ratifikacím mezinárodních dohod o klimatu a ochraně životního prostředí s cílem snižovat emise skleníkových plynů, zejména CO<sub>2</sub>. V roce 2017 činila výroba energie a tepla téměř 40 % celkových emisí CO<sub>2</sub> na celém světě, což z nich dělá největšího producenta emisí. Spolu s odvětvím dopravy je výroba energie a tepla odpovědná za téměř celý globální růst emisí od roku 2010. [3] Za účelem omezení emisí CO<sub>2</sub> vzrůstá podpora pro výrobu elektrické energie používáním obnovitelných zdrojů energie (OZE). Nejvíce instalovanými obnovitelnými zdroji jsou zdroje větrné a solární. Na rozdíl od dalšího obnovitelného zdroje, kterým jsou vodní elektrárny, jsou větrné a solární zdroje zatíženy nepředvídatelností díky neustálé proměnlivosti počasí.

Negativní vliv proměnlivosti počasí nabírá na důležitosti se stále se zvětšujícím podílem intermitentních obnovitelných zdrojů, pro které jsou dopadající sluneční paprsky nebo vzdušné proudění předpokladem funkce. Ve velkých rozvodných sítích vedou fluktuace výkonu způsobené zvětšujícím se zastoupením OZE k problémům s udržení stability a velké rozdíly mezi výrobou a spotřebou elektřiny by mohli vést nejen v lokální, ale v nejhorších scénářích i v globální výpadky elektřiny. [9]

Současná elektrická rozvodná síť je složitý a jeden z nejdůležitějších systémů dnešní doby. Klasické uspořádání rozvodné soustavy tvoří četná skupina koncových odběratelů v podobě domácností, škol, nemocnic či průmyslových podniků, a několik velkých jednotek na výrobu energie. V ideálním případě je elektřina dodávána nepřerušovaně, po celý rok. Pro správné fungování elektrické sítě je potřebné, aby v daný moment bylo vyrobené množství elektřiny stejné jako množství spotřebovávané.

Měnicí se poptávka koncových uživatelů je předpovídána pomocí matematických modelů založených na historických datech, vzorcích lidského chování a statistikách dodavatelů elektřiny. Nepředvídatelné změny ve spotřebě způsobené například fluktuací povětrnostních vlivů nebo slunečního svitu pak vykrývají systémy s rychlou odezvou jakými jsou například přečerpávací vodní elektrárny. Velké uhelné a jaderné zdroje nejsou schopny dostatečně pružně své výkony měnit a vhodná místa pro výstavbu přečerpávacích vodních elektráren jako

regulačního prvku jsou v Evropě takřka vyčerpána v důsledku ochrany životního prostředí, jejich výstavba si vždy vyžádá citelný zásah do krajiny. [4]

Pro spolehlivé integrování obnovitelných zdrojů bude nutné zakomponovat do sítě zařízení pro dlouhodobou velkokapacitní akumulaci elektrické energie. Akumulace přebytkové energie hraje důležitou roli ve hře o udržení spolehlivě fungující rozvodné sítě. V této souvislosti jsou jednou z rozvíjejících se akumulačních technologií, které se v poslední době dostává velké pozornosti, Carnotovy baterie, které akumulují tepelnou energii, kterou poté využívají k výrobě elektřiny.

## 2. Technologie akumulace energie.

Samotným procesem akumulace energie se rozumí ukládání některé její formy, která je později vhodně využita v případě potřeby a převedena zpět do využitelné formy energie, nejčastěji elektrické [5]. Existuje řada fyzikálních a chemických principů umožňujících elektřinu skladovat. Mezi ně patří přečerpávací elektrárny, akumulátory, palivové články, průtočné baterie, stlačený vzduch (CAES), setrvačnický a další. Technologie přečerpávacích elektráren, CAES nebo průtočných baterií jsou komerčně dostupné s omezenými možnostmi využití. Proto je potřeba vyvíjet nové technologie, které nám umožní skladovat energii ve využitelné formě bez těchto omezení.

Zdroje energie se dají fundamentálně rozdělit na primární a sekundární zdroje energie. Primární zdroje jsou všechny přírodní energetické zdroje, které nepodléhají žádnému druhu přeměny či transformace. Lze je rozdělit na obnovitelné a neobnovitelné. Patří mezi ně uhlí, ropa, plyn a sluneční energie. Sekundární energetické zdroje jsou zdroje energie vzniklé lidskou činností. Jsou jimi například elektřina, nafta, odpadní teplo. [6] Na základě tohoto rozdělení zdrojů energie lze podobně rozdělit i způsoby akumulace energie na primární a sekundární.

### 2.1. Akumulace primárních zdrojů

Jedná se o nejrozšířenější způsob akumulace energie. Většina zdrojů primární energie se vyskytuje ve snadno uchovatelných formách. Skladování ropy či zemního plynu je v obrovských měřítcích ve světě zcela běžné. To samé platí pro skladování uhlí a dřevní biomasy, která se dá skladovat ve mnoha formách. [7]

### 2.2. Akumulace sekundárních zdrojů

Některé zdroje primární energie, kterými jsou například větrná a sluneční energie ovšem skladovatelné nejsou a musí se převést na sekundární zdroje energie. Skladování některých sekundárních zdrojů, jakými jsou například benzín, motorová nafta nebo butan není nijak technicky náročné, protože se tyto suroviny vyskytují opět v kapalných či plynných skupenstvích. Cílem v tomto odvětví je akumulace energie ve formě elektřiny nebo tepla s vysokou účinností. [7] Právě akumulace těchto dvou forem energie může pomoci ke snazší integraci obnovitelných zdrojů, snížení spotřeby fosilních paliv a tím snížení emisí CO<sub>2</sub>.

### 3. Skladovací technologie

Existuje mnoho různých skladovacích technologií pro akumulaci přebytečné elektřiny v různých fázích vývoje a různých konfiguracích. Zařízení se dají klasifikovat podle několika kritérií. Jedním z kritérií je forma uložené energie.

- Mechanická: Přečerpávací vodní elektrárny (PVE) tlakovzdušné akumulační elektrárny (CAES), setrvačníky,
- Elektrochemická: Lithium- iontové baterie, průtokové baterie
- Elektrická: kondenzátory, superkondenzátory
- Chemická: skladování vodíku, palivové články
- Tepelná: Akumulace latentního nebo citelného tepla, akumulace zkapalněného vzduchu (LAES)

Pro velkokapacitní akumulaci (nad 100 MWh) jsou použitelné PVE, CAES, průtokové baterie, akumulace vodíku a dále PTES a PTES systémy. [8]. V tabulce 1 jsou uvedené vybrané technologie akumulace energie.

*Tabulka 1 Druhy skladovacích technologií se základními parametry [5] [9]*

Skladovací technologie	Rozsah výkonů	Hustota energie [Wh/l]	Cena za akumulovanou jednotku [\$/kWh]	Zpětná účinnost [%]	Životnost technologie [roky]
PVE	100 – 5000 MW	0.5 – 1.5	5 – 100	65 – 87	30 – 60
CAES	5 – 300 MW	3 – 12	2 – 200	40 – 95	20 – 60
LAES	350 – 5 MW	50	260 – 530	40 – 85	20 – 40
Průtoková baterie	30 kW – 3 MW	16 – 60	120 – 1000	57 – 85	5 – 15
Akumulace vodíku	0 – 50 MW	500 – 300	1 – 10	20 – 50	5 – 30
PTES	Desítky – stovky MW	110 – 170	60	70 – 80	25 – 30

Nejpoužívanější a nejrozšířenější technologií akumulace energie ve světě zůstávají přečerpávací vodní elektrárny. Tlakovzdušné elektrárny se jeví jako jejich současná konkurence. Skladování energie ve stlačeném vzduchu je druhým používaným způsobem velkokapacitní akumulace energie. Technologie byla prvně patentována v roce 1940 a první zařízení bylo postaveno o 30 let později v 70. letech. Do jisté míry je to technologie ekvivalentní vodním přečerpávacím elektrárnám využívající místo akumulování vody stlačování okolního vzduchu. Prvním zařízením byla elektrárna Hunfort v Německu. [10] Prostorem pro akumulaci jsou solné jeskyně a elektrárna běží v režimu 8 h akumulace stlačováním vzduchu a 2 h provozu při jmenovitém výkonu 290 MW. Elektrárna byla postavena jako záložní zdroj při startech jaderných zdrojů. Druhou komerční elektrárnou je zařízení McIntosh ve Spojených státech amerických, které která je schopna do sítě dodávat 110 MW po dobu 26 h. [5]

Pracovní princip CAES technologie je podobně jako u přečerpávacích elektráren jednoduchý. Pro akumulaci stlačeného vzduchu se používají podzemní jeskyně nebo doly. CAES využívá přebytečnou elektřinu mimo špičku ke stlačování vzduchu a jeho skladování. Během nedostatku množství elektřiny na trhu se stlačený vzduch ohřívá, nejčastěji zemním plynem a expanduje ve vzduchové turbíně, která pohání generátor. Na obrázku 1 je zobrazena instalovaná kumulovaná kapacita skladovacích systémů a počet zařízení pro 10 zemí s největší instalovanou akumulační kapacitou. [11] Je patrné, že akumulaci dominují mechanické systémy akumulace, zejména právě Přečerpávací elektrárny.

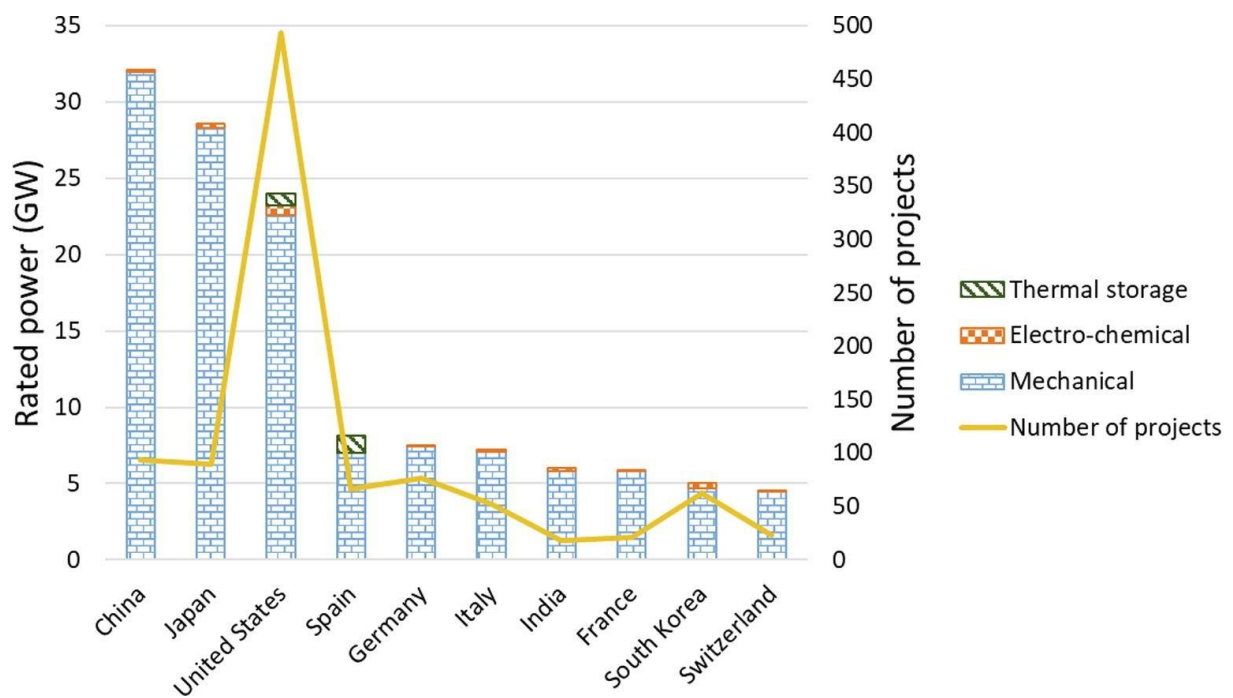
Ovšem obě zmíněné technologie mají pro svou aplikaci geologická omezení. Průtoková baterie s sebou nese zátěž nízké životnosti v porovnání s ostatními technologiemi. V tabulce 2 je instalovaný výkon v GW a počet projektů pro různé skladovací technologie po celém světě. [11]

Systémy PTES a jejich příbuzné technologie se jeví jako slibná velkokapacitní alternativa k přečerpávacím vodním elektrárnám. Systémy s sebou nenesou žádné geologické požadavky. Jedná se o technologie využívající akumulace tepelné energie označované také někdy jako Carnotovy baterie. Bližší popis těchto technologií je v kapitole 6.

Tabulka 2 Celkový světový instalovaný výkon [GW] a počet projektů dle technologie [11][12]

Skladovací technologie	V provozu	Mimo provoz / odstavené	Plánované (smluvně)	Avizované	Vyřazené z provozu	Ve výstavbě
Mechanická *)	166,2 (372)	0,28 (2)	2,31 (11)	11,63 (26)	0,08 (3)	5,97 (7)
Elektrochemická	10 (-)	0,05 (3)	0,95 (67)	0,63 (136)	0,09 (40)	0,70 (10)
Chemická (pouze skladování vodíku)	0,01 (7)	-	0,003 (3)	0,001 (1)	0,00007 (1)	-
Tepelná	3,21 (193)	0,21 (1)	0,13 (3)	0,16 (5)	-	0,12 (2)

\*) zahrnuje vodní přečerpávací, stlačený vzduch a setrvačníky



Obrázek 1 První desítka zemí seřazená podle instalované kapacity úložišť energie [11]



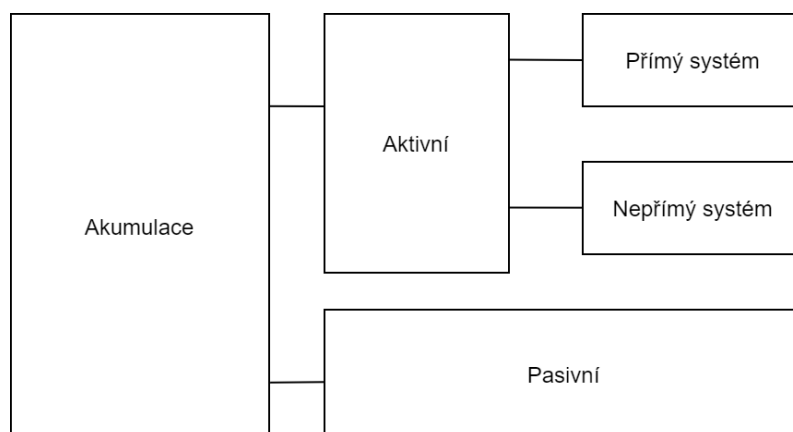
## 4. Akumulace tepelné energie

Systémy pro akumulaci tepelné energie (TES) se používají k akumulaci tepla nebo chladu nejčastěji k vyrovnání nesouladu mezi výrobou a spotřebou energie a jejího pozdějšího využití. Standardní pracovní TES cyklus zahrnuje 3 základní pracovní kroky: nabíjení, skladování a zpětné vybíjení systému.

Existují čtyři hlavní technologické způsoby akumulace tepelné energie. Akumulace citelného tepla, při které nedochází k fázové přeměně akumulčního média, akumulaci skupenského tepla, kde k fázové přeměně akumulčního média dochází, termochemické a sorpční (termochemická a fyzická).

Další možné dělení znázorněné na Obrázku 2 je na aktivní a pasivní skladovací systémy. Aktivní systém je charakterizován nucenou konvekcí tepla do akumulčního materiálu. Pasivní systémy všeobecně využívají pro akumulaci a přenos tepla dvou různých médií nebo radiace. Teplonosná média se označují jako HTF – heat transfer fluid proudí přes vrstvy akumulčního materiálu při vybíjení nebo nabíjení systému.

Aktivní akumulční systém dále lze rozdělit na přímý a nepřímý. U přímého systému slouží HTF i jako médium akumulční. U nepřímé akumulace se pro skladování využívá jiného média. [13]



Obrázek 2 Schéma klasifikace různých způsobů akumulace podle konceptu úložiště [13]

## 4.1. Akumulace citelného tepla

Akumulace tepla probíhá zvyšováním nebo snižováním teploty materiálu, při které neprobíhá skupenská (fázová) změna. Vhodný skladovací materiál by měl být běžně dostupný, měl by mít velkou tepelnou kapacitu a nízkou cenu. Skladovacím materiálem může být voda, oleje, beton, náplňové vrstvy různých hornin, keramika atd. Vybrané materiály používané běžně pro akumulaci citelného tepla jsou uvedeny v tabulce 3. V tabulce 4 jsou poté uvedeny charakteristiky materiálů používaných pro koncentrované solární elektrárny (CSP). Naakumulovaná energie se dá vyjádřit pomocí následující rovnice (při konstantní  $c_p$ ):

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta t \quad (1)$$

$Q$  je množství nakumulovaného tepla [J]

$m$  je hmotnost akumulčního materiálu [kg]

$c_p$  je měrná tepelná kapacita materiálu [ $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ ]

$\Delta t$  je změna teploty při nabíjení / vybíjení energie [ $^{\circ}\text{C}$ ]

Tabulka 3 charakteristiky akumulčních materiálů [13]

Materiál	Hustota [ $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ ]	Tepelná kapacita [ $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ ]	Objemová tepelná kapacita [ $10^6 \text{ J} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{K}^{-1}$ ]
Hlína	1458	879	1.28
Cihla	1800	837	1.51
Pískovec	2200	712	1.57
Dřevo	700	2390	1.67
Beton	2000	880	1.76
Sklo	2710	837	2.27
Hliník	2710	896	2.43
Železo	7900	452	3.57
Ocel	7840	465	3.68
Štěrka	2050	1840	3.77
Magnetit	5177	752	3.89
Voda	988	4182	4.17

Tabulka 4 Akumulační materiály pro solární aplikace[13][14][15][16]

Médium	Tepelná vodivost [W·m <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup> ]	Tepelná kapacita [J·kg <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup> ]	Hustota [kg·m <sup>-3</sup> ]	Cena [€/kg]	€/((kW·h) ΔT= 100K	Maximální teploty [°C]
Tekutá sůl *)	0.15 – 2,0	1500	900 – 2600	0.63	14	585
Cofalite	1.4 – 2.1	800 – 1034	3120	0.01	0,4	>600
Litá keramika	1.35	866	3500	4.50	188	2000 #)
Vysokoteplotní beton	1	916	2750	0.08	3	500

\*) nejpoužívanější jsou dusičné soli (solární sůl, HITEC soli)

#) tepelná odolnost materiálu přesahuje tepelnou odolnost dalších komponent systému

## 4.2. Akumulace latentního tepla

Při latentní akumulaci se využívá skupenského tepla, což je teplo uvolněné nebo spotřebované při fázové změně akumulačního materiálu. Nejčastěji se jedná o fázovou změnu z pevného na kapalné médium, kdy dochází k tání či tuhnutí média. Při dosažení teploty, při které fázová přeměna probíhá, se teplo předává při konstantní teplotě akumulačního média. Materiály používané pro latentní akumulaci se označují jako PCM (Phase change materials). Naakumulovaná energie se dá vyjádřit pomocí následující rovnice:

$$Q = m \cdot \Delta l \quad (2)$$

$Q$  je množství naakumulovaného tepla [J]

$m$  je hmotnost akumulačního materiálu [kg]

$\Delta l$  je entalpie fázové změny [J/kg]

Tabulka 5 Teploty tání a entalpie tání vybraných materiálů pro latentní akumulaci [13]

Materiál	Teplota tání [°C]	Entalpie tání [MJ·m <sup>-3</sup> ]
Solný roztok ve vodě	-100 – 0	200 – 300
Voda	0	330
Kladráty	-50 – 0	200 – 300
Parafíny	-20 – 100	150 – 250
Solné hydráty	-20 – 80	200 – 600
Cukerné alkoholy	20 – 450	200 – 450
Dusičnany	120 – 300	200 – 700
Hydroxidy	150 – 400	500 – 700
Chloridy	350 – 750	550 – 800
Uhličitany	400 – 800	600 – 1000
Fluoridy	700 – 900	>1000

### 4.3. Akumulace termochemického tepla

Při akumulaci termochemického tepla se tepelná energie absorbuje a uvolňuje při rozbití nebo znovuvytvoření molekulárních vazeb při plně reverzibilních chemických reakcích. Výhodou skladování termochemického tepla je velmi vysoká hustota této energie, tím pádem není zapotřebí velké množství akumulačního média. Dále možnost skladování reaktantů při okolní teplotě je též výhodou z důvodů minimalizace tepelných ztrát. Jednou z nevýhod skladování termochemického tepla je nízká tepelná vodivost akumulačních médií a neúplná vratnost chemických reakcí. [17]

### 4.4. Akumulace sorpčního tepla

Při akumulaci sorpčního tepla se tepelná energie ukládá (uvolňuje) pomocí desorpce (sorpce) vodní páry do daného sorbentu, jenž může být jak v pevném, tak v kapalném stavu. Pojem sorpce se používá k souhrnnému označení absorpce, adsorpce a chemisorpce. K akumulaci se využívá bilance tepla při sorpci/desorpci vlhkosti v pracovní látce. Rozdíl oproti jiným způsobům akumulace tepla je v tom, že sorpce nezávisí přímo na teplotě, ale na relativní vlhkosti okolního vzduchu, která ovšem není problémem v uvažovaných procesech probíhajících nejčastěji v ochranných atmosférách. Může tedy probíhat při konstantní teplotě, to se využívá při vybíjení akumulátoru. U sorbentu v pevném stavu se jedná o adsorpci, u sorbentu v kapalném stavu o absorpci. Výhodou skladování sorpčního tepla je velmi vysoká

hustota této energie. Hlavní nevýhodou je velký požadovaný teplotní rozdíl mezi nabíjecí a vybíjecí teplotou. [17] [18]

## 5. Akumulační látky

### 5.1. Akumulace do tekutých solí

Pokud by provoz akumulačního systému vyžadoval a dovoľoval dosažení teplot vyšší než 400 °C byly by vhodnou volbou akumulačního média právě tekuté soli. Tento způsob akumulace se již běžně využívá zejména pro akumulaci tepla z koncentrované sluneční energie (CSP).

Technologie akumulace citelného tepla do tekutých solí se dnes používá především v koncentrovaných solárních elektrárnách. Technologie umožňuje kontinuální výrobu elektřiny ze sluneční energie. Nejpoužívanějším akumulačním médiem jsou dusičné soli. Používají se zejména vícesložkové solné směsi, u kterých lze dosáhnout mnohem nižší teploty tání než u jednosložkových směsí. Tekuté soli se používají i v dalších energetických odvětvích např. v jaderných reaktorech III a III+ generace. [19] Vyznačují se vysokým bodem varu, jsou chemicky stabilní a mají vysokou měrnou tepelnou kapacitu. Maximální možná dosažitelná teplota u dusičných solí se blíží 600°C. Nejpoužívanější solí pro solární aplikace je tzv. solární sůl. Jde o dvousložkovou směs dusičných solí v hmotnostním poměru 60% NaNO<sub>3</sub> a 40% KNO<sub>3</sub>. Další používané soli jsou ternární směsi označované jako HITEC. Základní parametry těchto solí jsou uvedeny v tabulce 6. [20]

Tabulka 6 Hlavní charakteristiky nejpoužívanějších tekutých solí [20]

Vlastnost	Solární sůl	HITEC	Hitec XL
Hmotnostní složení [-]	60% NaNO <sub>3</sub> 40% KNO <sub>3</sub>	7% NaNO <sub>3</sub> 53% KNO <sub>3</sub> 40% NaNO <sub>2</sub>	45% KNO <sub>3</sub> 7% NaNO <sub>2</sub> 48% Ca(NaNO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>
Teplota tání [°C]	220	142	120
Maximální provozní teplota [°C]	585	450-538	480-502
Měrná tepelná kapacita při 300°C [J·kg <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup> ]	1495	1560	1447
Hustota při 300°C [kg/m <sup>3</sup> ]	1899	1860	1992
Cena [\$/kg]	1.30	1.93	1.66

Celosvětově je v solárním odvětví instalována kapacita téměř 13 GWh<sub>el</sub>. [21] Nejmodernější technologií pro velkokapacitní akumulaci je beztlaký systém se dvěma či více nádržemi s minimálně jedním studeným zásobníkem (obvykle 290°C) a minimálně jedním horkým zásobníkem (obvykle 560°C pro koncentrovanou solární elektrárnu s centrální věží nebo 390°C pro parabolické žlaby). [20, 22] kapacita systému se odvíjí od velikosti (objemu) nádrží. Systém obsahuje i další kapacitně nezávislé komponenty (čerpadla, výměníky tepla atd.)

Tepelné modelování nádrže s roztavenou solí se dá obecně provádět za předpokladu konstantního rozložení teploty v nádrži, jak prostorového i časového. [21] V této práci přistupuji k návrhu nádrže pouze bilančně bez dynamických jevů.

## 5.2. Akumulace do pevných látek

Tepelná energie může být uložena jako citelné teplo v pevných látkách. Tento typ skladování umožňuje dosažení nejvyšších teplot skladování, čímž se přechází vysokým tlakům par u kapalných medií. Pro aplikace se dá použít široké spektrum materiálů, které mohou přinést i ekonomicky atraktivní řešení.

Akumulace tepla do pevných látek se standartně využívá v mnoha průmyslových odvětvích pro různé teplotní rozsahy. Materiály jako písek, štěrk, beton a další se používají v těchto tepelných výměnících v náplňových vrstvách, kterými proudí různé teplonosné látky (HTF) nejčastěji plyny, například vzduch. Využívá se strmého přechodu v teplotní stratifikaci. HTF je s akumulačním médiem v přímém kontaktu, při kterém dochází k přestupu tepla. Tyto systémy se označují jako pasivní.

### 5.2.1. Beton a štěrk

Beton se vhodným akumulačním materiálem. Dá se převážet, vylévat do různých forem, je dostupný po celém světě a je naprosto ekologicky neškodný. Beton se skládá z cementových materiálů (např. Portlandský cement), hrubých a jemných frakcí (štěrk a písek), a vhodného množství vody odpovídající poměru vody / cementu. Často se pro zlepšení konkrétních vlastností betonu přidávají i různá chemická aditiva. Během hydratace a tvrdnutí probíhají v betonu fyzikální a chemické procesy, při kterých beton získává mechanickou pevnost a chemickou stabilitu. Aplikace betonu pro vysokoteplotního skladovacího materiálu vyžaduje speciální složení směsi a specifická opatření k dosažení dlouhodobě stabilního akumulačního

materiálu. Jeden z hlavních problémů při aplikaci betonu je volná voda uvnitř materiálu, která se při normálním tlaku při 100 °C začne odpařovat. Aby se zabránilo nebezpečnému nárůstu tlaku uvnitř komponent, je třeba zajistit, aby betonová komponenta nebyla parotěsná. [13]

Osvědčená používaná směs je složená z vysokopecního cementu jako pojiva, kamenné frakce (štěrka, písek) a malého množství polyethylenových vláken pro zajištění propustnosti. Po počátečním sušení a pozdějším zahříváním na teplotu 500 °C ztrácí tato směs zhruba 3,9% hmotnosti kde dominuje hmotnost odpařitelné vody. Vzorky si po cyklickém zahřívání zachovaly zhruba 30-50 % své počáteční pevnosti v tahu. Vzhledem k charakteru použití betonu, kdy na něj nepůsobí žádné vnější síly a beton musí nést pouze svou vlastní hmotnost se zdá použití pro vysokoteplotní akumulaci jako proveditelné. [13]

Parametrem ovlivňujícím akumulační výkon je tepelná vodivost betonu. Byly zkoumány různé způsoby, jak vodivost zvětšit. Jedním ze způsobů, jak zlepšit přenos tepla materiálem je přidání kovových nebo grafitových částí do materiálu. Přínos tohoto opatření ovšem ani zdaleka nevykompenzuje naložené náklady.

#### 5.2.1.1. HEATCRETE®

Společnost EnergyNest je tvůrcem technologie využívající akumulace tepla do materiálu v pevné fázi. Mezi klíčové komponenty naší termální baterie patří vysoce výkonný typ betonu podobného skladovacího materiálu (HEATCRETE®) a ocelové trubky. Jednoduchost systému a použití levných materiálů má za následek nízký CAPEX a téměř zanedbatelný OPEX po celou dobu životnosti termální baterie. Dobu životnosti výrobce odhaduje na minimálně 30 let a pravděpodobněji více než 50 let. Technologie dovoluje konstrukci modulárních kompaktních systémů s vysokou hustotou energie a kapacitou v rozsahu od megawatt po gigawatthodiny. Energie ve formě tepla při vysoké teplotě se akumuluje do tepelné baterie pomocí teplotnosné kapaliny (HTF) uvnitř trubek. Materiál má vyšší tepelnou vodivost ve srovnání s běžnými betony pro efektivnější přenos tepla a zároveň chemicky stabilní pro provoz do 450 °C. [23] Mezi teplotnosnou kapalinou a HEATCRETE® materiálem tedy nedochází k přímému kontaktu a ocelové potrubí je kompatibilní s běžnými HTF, jako je termální olej, voda / pára nebo stlačený plyn atd. To umožňuje přímou integraci v širokém rozsahu aplikací. Na obrázku 3 je modul baterie tvořený zadním železobetonovými elementy. Větší množství těchto modulů poté vytváří celý akumulační systém. [24]



*Obrázek 3 Modul akumulční betonové baterie od EnergyNest [24]*



### 5.3. Parní akumulátor

Kromě tekutých solí může být jako HTF (heat transfer fluid) i jako akumulární médium použita voda. Svoje využití nalezne v systémech přímé výroby páry označovaných anglickou zkratkou DSG (direct steam generation). Výhodou těchto systémů je že u nich odpadají náklady na výměníky tepla olej/voda nebo tekutá sůl/voda a generovaná pára je často přiváděna přímo do turbíny. Jediná využitelná technologie TES je aktivní systém založená na koncepci parního akumulátoru Ruth. [20]

Ruthsův akumulátor je tlaková nádoba naplněná kondenzátem, k jejíž nabíjení se využívá přebytečná pára (obvykle přehřátá) z turbíny nebo parního generátoru (kotle). Akumulátory páry využívají akumulaci citelného tepla v nasycené tlakové vodě, kde plynná a kapalná fáze jsou v termodynamické rovnováze. Pára předává své kondenzační teplo což má za následek zvyšování tlaku a teploty v nádrži. Při kondenzaci je měrná úspora tepla 2250 kJ/kg páry, které se vynaložilo na odpařování ve výparníku. Při vybíjení se využívá „flash evaporation“ (bleskového odpařování) snížením tlaku v nádrži otevřením regulačního ventilu na vrchu nádrže. Akumulátor vyžaduje systém řízení hladiny, který buďto napájí vodu nebo odvádí kondenzát. Výhodou akumulátoru je, že poskytuje vysoce dynamickou možnost nabíjení/vybíjení. Technologie Ruthsova akumulátoru je známá téměř 100 let. [25, 26]

Voda jako akumulární médium profituje z vysoké hodnoty tepelné kapacity. Skladovací kapacita je dána čistě objemem tlakové nádoby. Charakteristická hodnota objemové hustoty energie je 20 – 30 kWh/m<sup>3</sup> závisí ovšem na změně teploty vycházející ze změny tlaku v nádrži. [20] Pro zajištění správné funkce parního akumulátoru z provozního hlediska je potřeba zejména:

- Zajistit dostatečnou hladinu vody v akumulátoru
- Mít přesně stanovenou rychlost uvolňování páry. Při vyšší rychlosti se bude produkovat vlhká pára
- Vnitřní tlak v akumulátoru musí být vždy vyšší než tlak v potrubí. Vytvoření této tlakové difference umožní vytvořit požadovaný průtok ze zařízení.

### 5.3.1. Konstrukce akumulátoru

Akumulátor tvoří ocelová tlaková nádoba nejčastěji válcovitého tvaru s klenutý dny. Jako materiál se běžně volí uhlíková ocel. Při návrhu je nutné počítat s tepelným cyklováním kvůli životnosti materiálu a co nevíce omezit tepelné namáhání ve stěnách nádoby. Jejich orientace může být vodorovná nebo svislá. Horizontálně umístěné akumulátory mají relativně nízkou hladinu s velkým povrchem, u vertikálních je tomu přesně obráceně. Limitní velikosti akumulátorů jsou dány maximálním provozním tlakem nebo logistikou. [20]

Hlavním komponentem jsou napájecí trysky, které během fáze nabíjení do obsahu vody vstříkují páru. Ve velkých nádobách je pro využití celého objemu nádrže nutná vnitřní cirkulace vody, která je zajišťována specifickým umístěním a orientací trysek. [20]

### 5.3.2. Projekt Flexi-Tes

Cílem projektu je zvýšit flexibilitu uhelných elektráren za použití systémů akumulace tepla. Projekt zkoumá různé možnosti integrace TES do nových i stávajících zařízení. Investiční náklady na Ruthsův akumulátor závisí převážně na objemu úložiště potřebném pro akumulaci. Projekt FLEXI-TES se mimo jiné zabývá i kombinací parního akumulátoru Ruths s kaplemi obsahující PCM. Při volbě vhodného PCM, jehož teplota tání leží mezi teplotami nasycené páry pro oba mezní tlaky by bylo možné dosáhnout významného snížení potřebného objemu zařízení při dané akumulační kapacitě a tím i snížení investičních nákladů. [21]

## 5.4. Porovnání akumulčních systému TES

Výhodou akumulace citelného tepla při použití vody nebo horninových materiálů jako akumulčního média je nízká cena a dobrá dostupnost. Měrná tepelná kapacita vody je vyšší než u ostatních materiálů pro akumulaci citelného tepla, pro dosažení teplot nad 100 °C je potřeba pracovat s vodou o vysokých tlacích. U materiálů horninového typu se dá snadněji dosáhnout vysokých teplot.

U latentních akumulčních systémů se teplo akumuluje v materiálech, které procházejí fázovou změnou. Většinou se jedná o fázovou změnu pevná látka – kapalina. K těmto fázovým přechodům dochází přibližně při konstantní teplotě, což umožňuje stabilizaci teploty, při které dochází k akumulaci tepla. [27]

V tabulce 7 je porovnání tří hlavních typů systémů akumulace tepla dle vybraných parametrů.

Tabulka 7 Porovnání hlavních technologií akumulace tepla [27]

Typ akumulace	Výkony [MW]	Kompaktnost [kW/t]	Maximální teploty [°C]	Náklady [\$/kWh]	Akumulační doba	Používané materiály (maximální teplota [°C])
Citelná	0.1 – 10	10 – 50	900	0.1 – 10	dny – měsíce	Voda (150) Horniny (900) Oleje (350)
Latentní	0.001 – 1	50 – 150	660	10 – 50	hodiny – měsíce	Led (0) Kovy (500)
Chemická	0.01 – 1	150 – 200	180	8 – 100	hodiny – dny	NaOH (150) LiCl (100)

Pozn. Ostatní výše zmíněné systémy akumulace (sorpce, adsorpce, absorbce) nejsou v tabulce zahrnuty, nejsou primárně využívanými způsoby vzhledem k jejich experimentálnímu stádiu vývoje a výzkumu). [28][18]

## 6. Carnotovy baterie

Carnotovy baterie (CB) je označení pro rozvíjející se velkokapacitní technologie (stovky až tisíce MWh). [29] Pro skladování energie využívají transformace nebo uložení elektrické energie na tepelnou energii (P2H - power to heat) uloženou v levných akumulacích materiálech, jakými jsou například voda nebo roztavená sůl. CB jsou alternativou k elektrochemickému skladování energie. Název vychází z označení energetického Carnotova cyklu, který popisuje energetický cyklus s maximální účinností přeměny tepla na mechanickou práci a termín „baterie“ označuje účel využití technologie pro akumulaci. [30] Seznam technologií, které lze jako CB označit je uveden níže. Pro transformaci elektřiny do tepla (H2P – Heat to power) lze využít přímý odporový nebo indukční ohřev, nebo nepřímý pomocí energetických cyklů s různými médii.

Na základě zmíněných parametrů CB lze do této kategorie zařadit následující technologie: [31]

- PTES (Pumped Thermal Energy Storage)
- PHES (Pumped Heat Electricity Storage)
- ETES (Electro-Thermal Energy Storage)
- TEES (Thermo-Electrical Energy Storage)
- CHEST (Compressed Heat Energy Storage)
- PHES, PCES (Pumped Heat/Cold Electricity Storage)
- LAES (Liquid Air Energy Storage)

Systémy PTES se podle použitých energetických cyklů, na kterých jsou založeny, dají dále klasifikovat na Braytonovy, Rankinovy a na hybridní systémy. [31] Bez ohledu na použitý termodynamický cyklus akumulují systémy PTES tepelnou energii do tepelného akumulátoru provozováním tepelného čerpadla, které čerpá teplo z chladnějšího místa na teplejší vynaložením vnější práce.

Způsob integrace k určitému tepelnému zdroji je také jedním z hledisek klasifikace systémů tepelné akumulace.

Energie je požadovanou dobu akumulována v zásobnících. Po dobu akumulace, a hlavně při přestupech tepla v systému a reálných dějích při nabíjení a vybíjení dochází přirozeně k exergické ztrátě. Při vybíjení systém využívá tepelného motoru, cyklu (Rankinův cyklus, plynová turbína, Stirlingův motor) pro pohon generátoru a výrobu elektřiny. Základním

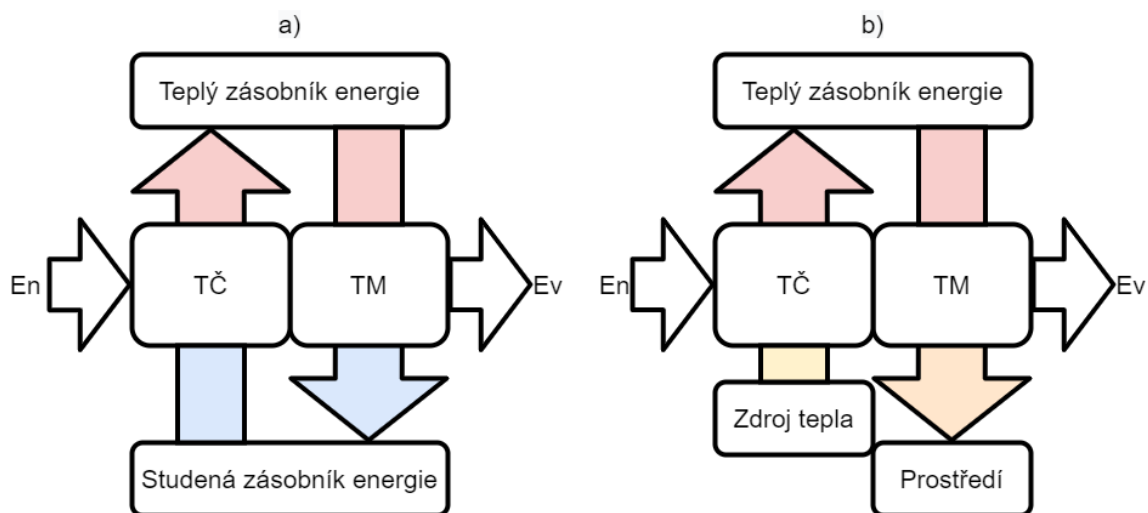
schématem PTES systému je na obrázku 5. Schéma 5a) Ukazuje systém se dvěma zásobníky energie a Obrázek 5b) ukazuje PTES využívající Pouze teplý akumulční zásobník. [31]

En= elektřina pro nabití systému

TČ= Tepelné čerpadlo

TM= Tepelný motor

Ev= elektřina vyrobená při vybíjení systému



Obrázek 4 Základní schémata PTES technologií, upraveno z [31]

Pro výběr termodynamického cyklu je třeba vzít v úvahu celkový výkon, objemový průtok a tlakovou hladinu, protože tyto parametry určují výsledné náklady na zařízení. Dále potom teplotní hladiny, protože vysoká maximální teplota má vliv na výslednou účinnost termodynamického cyklu, ovšem náklady na materiály schopné tyto teploty snášet se zvyšují. Vliv maximální teploty na výslednou účinnost se může lišit v závislosti na režimu (nabíjení, vybíjení) Ideální je proto najít ekonomické optimum. [32]

Dále je důležité vhodně spárovat termodynamický cyklus s technologií akumulace, protože přímé skladování pracovního média obvykle není možné. Proto je třeba minimalizovat teplotní rozdíly mezi pracovním a akumulčním médiem během nabíjení a vybíjení systému. [32]

Elektrická vratná účinnost Carnotovy baterie  $\eta_{round}$  je definována podle rovnice:

$$\eta_{round} = \frac{E_v}{E_n} \quad (3)$$

$E_v$  elektrina vyrobená vybíjením systému

$E_n$  elektrina spotřebovaná při nabíjení systému

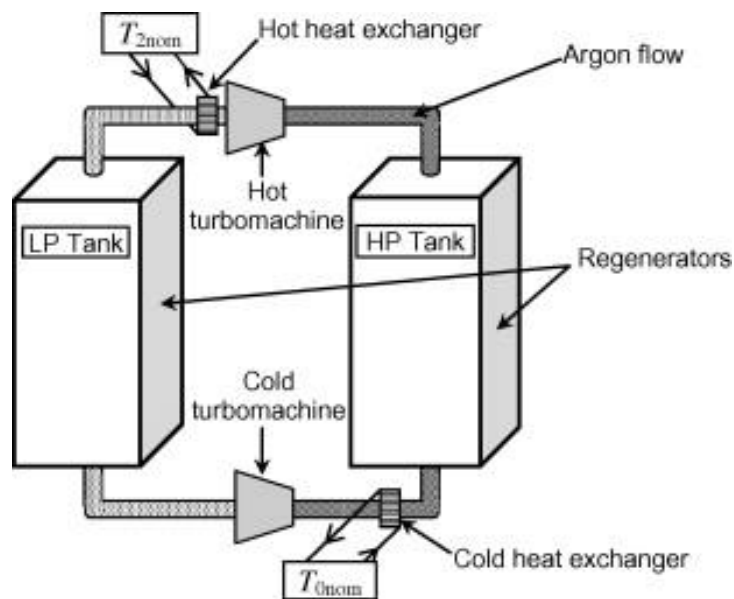
Elektrická vratná účinnost je omezena účinností reálného tepelného vycházejícího z maximální a minimální teploty pracovní látky. K výrobě elektřiny lze použít externě tepelné cykly s vnějším přívodem tepla, zatímco menší systémy (<5 MW) lze realizovat pomocí organického Rankinova cyklu (ORC). Pro větší elektrárny by se díky vyšší tepelné účinnosti upřednostňovaly parní cykly. [33]

Nespornými výhodami těchto systému je, že například oproti PVE není technologie limitována geologickými požadavky, technologii lze instalovat na vhodném místě pro lepší optimalizaci zatížení sítě a systémy lze implementovat za pomoci běžných komponent využívajících se běžně v koncentračních solárních elektrárnách.

## 6.1. Carnotovy baterie (Brayton)

Tuto Carnotovu baterii obvykle tvoří tepelný motor Brayton a tepelné čerpadlo Brayton. Tepelné čerpadlo pracuje na základě obráceného Brayton cyklu se dvěma zásobníky – nízkoteplotním a vysokoteplotním (NT a VT) na citelné teplo. Kompletní baterii tak tvoří dva tepelné zásobníky, a dvojice motorů (kompresorů) a expandérů. Pracovní princip je jednoduchý. V režimu nabíjení se teplo přenáší prostřednictvím stlačování plynu z NT do VT zásobníku (kompresor spotřebovává více energie než expandér). Během vybíjení se diference tlaku mezi oběma zásobníky využívá k pohonu expandéru (práce turbíny je vyšší než práce kompresoru).

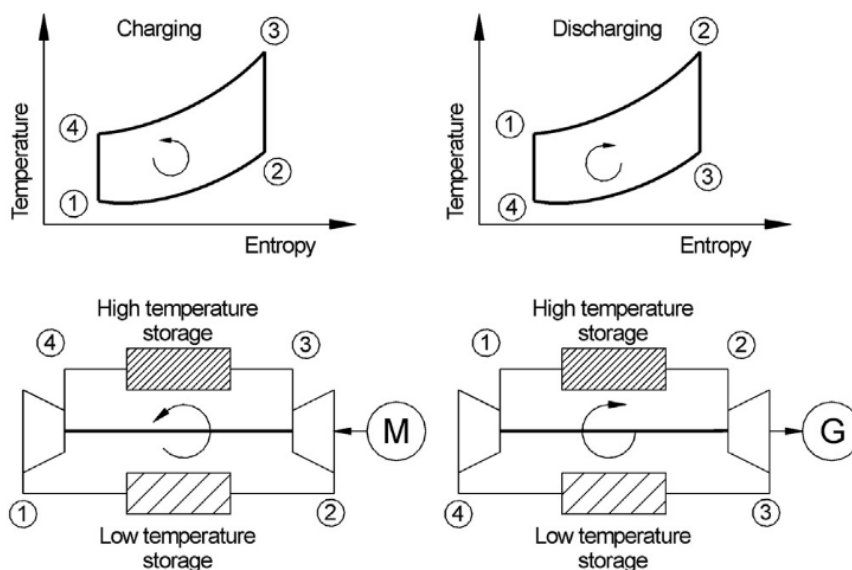
V roce 2010 by podle Desrues [34] poprvé představen návrh PHES systému pro aplikaci tohoto druhu akumulace energie pro velké výkony založené na Braytonově cyklu. Systém obsahoval vysokotlakou a nízkotlakou nádrž, kompresor, dvě turbosoustrojí a dva výměníky tepla. Tepelně izolované nádrže jsou regenerační, postaveny ze žáruvzdorného materiálu. Teplo se v nich střídavě akumuluje nebo odebírá. Pracovní látkou byl argon. Na obrázku 5 je schématické znázornění principu akumulace energie dle Desrues. [34]



Obrázek 5 znázornění PHEs systému dle Desrués po směru hodinových ručiček nabíjení systému, protisměru vybíjení [34]

Na obrázku 6 je znázorněn pracovní princip včetně TS diagramů cyklu. Pracovní látka vstupuje do kompresoru za okolní teploty a zde je stlačena (3-2). Kompresor je poháněn elektromotorem, kde se zužitkovává přebytečná elektrická energie. Kompresí ohřátá pracovní látka vstupuje do akumulární nádrže, kde své teplo při pomalém postupném průchodu nádrží předává akumulární hmotě (3-4). Po průchodu se pracovní látka na vysokém tlaku, ale opět na okolní teplotě vede do expandéru (turbíny), kde dochází k expanzi na okolní tlak a ochlazení pracovní látky (4-1), která poté vstupuje do studené akumulární nádrže. Zde při průchodu ochlazuje akumulární látku a samotné pracovní médium se ohřívá zpět na okolní teplotu (1-2). Při vybíjení systému, kdy je požadovaná opět produkce elektřiny se chod systému obrací (pravý obrázek).

Stlačené pracovnímu médium (4-1) prochází přes teplou akumulární nádrž (1-2), V další fázi je takto stlačené a ohřáté pracovní médium expandované v turbíně (2-3), kde předá svou energii a pohání tím elektrický generátor. Poté ještě před kompresí prochází studenou akumulární nádrží. [35] K úpravě teplotních posunů způsobených disipací energie při kompresních a expanzních dějích se do systému zařazují pomocné výměníky tepla, které pomáhají udržovat médium na okolní teplotě. Pracovní médium v tomto cyklu neprochází fázovou změnou. [36, 37]



Obrázek 6 Pracovní princip systému PTES využívající Braytonův cyklus, vlevo nabíjení, vpravo vybíjení systému [32]

Vzhledem k vysokým provozním teplotám VT zásobníků přesahující výrazně hodnotu 200°C je poměrně obtížné integrovat další energetické vstupy. Možné úpravy systému zahrnují integraci nízkoteplotního úložiště pro odpadní teplo nebo integraci elektrického ohřevu. Použití elektrického ohřevu může při nabíjení systému zvyšovat teplotu HTF před vstupem do teplé akumulární nádrže. Tak by se dala snížit výstupní teplota látky za kompresorem, jehož některé komponenty by kvůli vysoké teplotě trpěli nízkou životností a kompresor by nedosahoval dobré účinnosti. [27]

## 6.2. Přímý elektrický ohřev

Použití přímého elektrického ohřevu je jednodušší a levnější než technologie tepelného čerpadla. Možnost přímého ohřevu umožňuje dosahování vyšších teplot a menší velikosti zařízení než při použití tepelného čerpadla. Uvažovány jsou možnosti využití elektrického odporového nebo indukčního ohřevu. Jsou možné celkově tři konfigurace zařízení:

- Samostatné zařízení schopné ukládání a produkce elektřiny, páry a tepla nezávisle na geografických podmínkách. Zařízení v měřítku GWh.
- Zařízení pro zlepšení flexibility elektrické sítě. Zařízení je integrováno v elektrárně na fosilní paliva nebo k jinému energetickému podniku.



- Kombinace nové technologie a stávající elektrárny na fosilní paliva. Využije se parní části zařízení a elektrárna se tak přemění na akumulční zařízení.

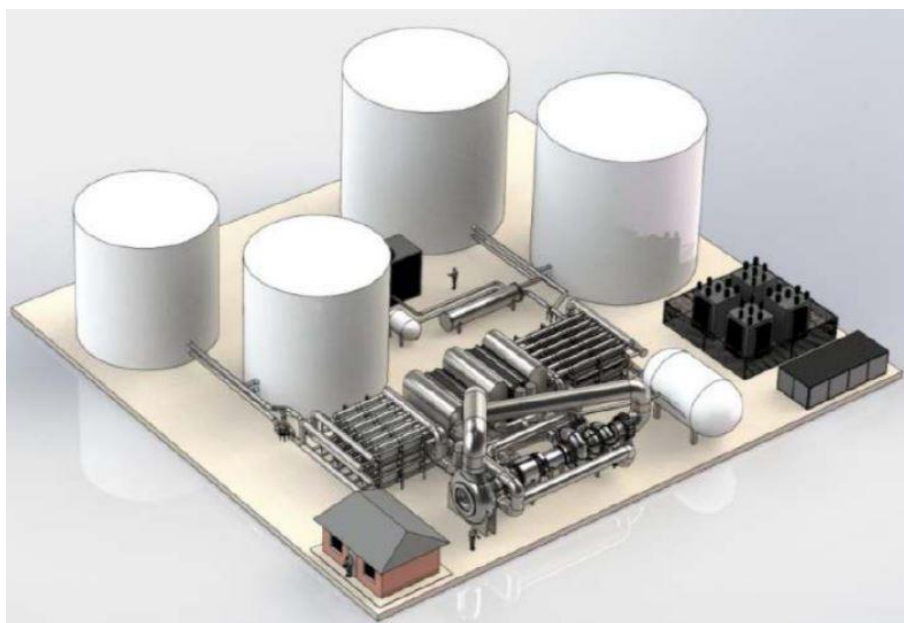
### 6.3. Postavené a navržené demo jednotky

#### 6.3.1. Malta Inc.

Malta je poskytovatelem průmyslových řešení pro akumulaci elektřiny z rozvodné sítě. Zařízení zobrazené na Obrázku 7 se používá pro akumulaci elektřiny vyrobené obnovitelnými zdroji (větrnými a solárními elektrárnami). Elektřina napájí tepelné čerpadlo, které přeměňuje elektrickou energii na tepelnou. Teplo je skladované ve čtyřech zásobnících, dva menší s teplým médiem (tekutá sůl) a menší s médiem studeným. Skladování ve 4 zásobnících se zvyšuje provozní rozsah zařízení. Medium vždy proudí z horké do horké a ze studené do studené nádrže jedním směrem při nabíjení a druhým při vybíjení systému.

Provoz v širším teplotním rozsahu od studené chladicí kapaliny po horkou sůl zvyšuje výkon a účinnost akumulace tepla. V teplých zásobnících se pro akumulaci tepla používá tekutá sůl mezi teplotami 280-565 °C a ve studených je směs vody a glykolu při teplotě -60 °C.

Použitý termodynamický oběh je Joule-Braitonův, který je obdobou Ericson- Braitonova oběhu. Doba akumulace se pohybuje v řádu dní, dokonce týdnů. [38–40] Projekt ještě nebyl realizován.



Obrázek 7 Vizualizace projektu Malta Inc. [38]

### 6.3.2. Siemens Gamesa

Společnost Siemens Gamesa Renewable Energy již několik let prováděla výzkum v oblasti přeměny energie na teplo v akumulované v náplňové vrstvě štěrku v Hamburku. Jedná se o konfiguraci ETES (Electro Thermal energy storage). ETES odebírá přebytečnou elektřinu ze sítě a maří ji při ohřevu vzduchu, jehož teplo se poté skladuje v náplňové vrstvě štěrku o teplotě 600 °C a vyšší. Vzduch se ohřívá pomocí topných těles a proudí systémem díky ventilátorům. Otočením směru chodu tepla lze poté generovat páru, a tak ho převést zpět na elektřinu pomocí konvenční parní turbíny.

Demonstrační zařízení postavené v roce 2019 má kapacitu 130 MWh. Zařízení je zobrazeno na Obrázku 8. Akumulačním médiem je 1000 tun štěrku. Výhodou systému je, že ho tvoří z 80 % běžné, dlouho používané komponenty. Dalším benefitem je, že se dá implementovat do klasické tepelné elektrárny jako úložiště tepla. Došlo by tak ke zlepšení účinnosti tohoto zařízení. [38, 41]



Obrázek 8 Zařízení Siemens Gamesa [41]

### 6.3.3. Isoentropic Ltd.

Isoentropic je Britská soukromá společnost založená v roce 2007 za účelem vývoje PHES technologií a postavením. Elektřina se používá k ohřevu a natlakování argonu, který funguje jako HTF (Heat transfer fluid) a slouží k ukládání tepla do dvou akumulčních nádrží. Po kompresi a ohřátí vstupuje argon do teplého akumulátoru, jehož výplň zahřívá na 500 °C a sám se po průchodu ochlazuje. Plyn ochlazený po průchodu na teplotu okolí prochází druhou akumulční nádrží, kde pomalu expaduje na okolní tlak a ochlazuje tak akumulční materiál druhého úložiště na -160 °C. Isoentropic tvrdí, že účinnost systému je až 80 % a náklady systému na kilowatthodinu se pohybují mezi 10 a 55 dolary. Prototyp nebyl dokončen, když v roce 2015 došly peníze pro jeho financování. [38, 42]



Obrázek 9 Zařízení Isoentropic [42]

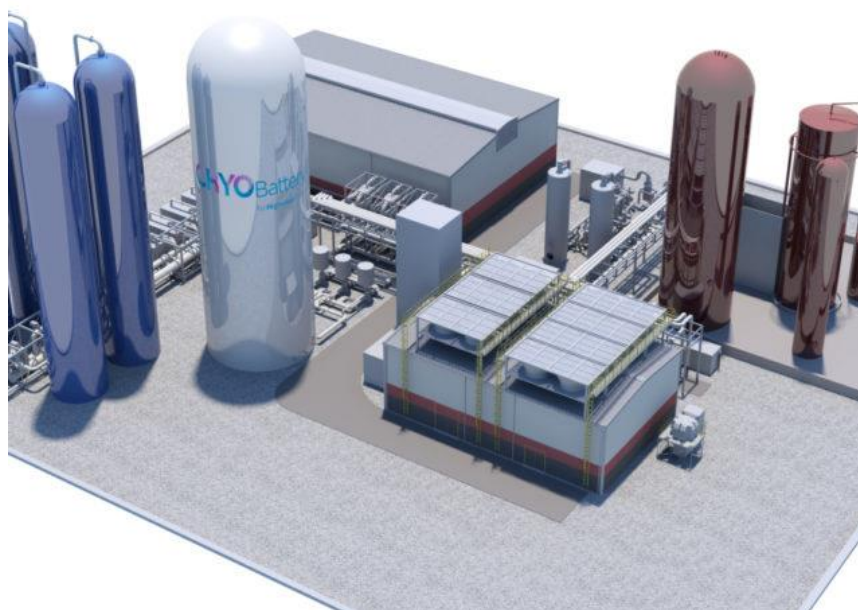
### 6.3.4. Highview Power

Jedná se o Zařízení využívání technologie LAES. Uvedeno bylo do provozu v roce 2018 ve Velké Británii. Vzduch se nejdříve dokonale přefiltruje a vysuší v úpravně vzduchu a následně se zkapalňuje při teplotě -196 °C a skladuje se při nízkém tlaku v izolovaných nádobách. Zkapalnění probíhá po sérii kompresí a expanzí. Proces je založený na známém Claudeově cyklu. Zkapalněnému vzduchu se poté zvýší tlak a při následném ohřátí dochází k jeho okamžité zpětné fázové změně a vzduch 700násobně zvětší objem. Vzduch se pak používá pro pohon plynové turbíny, která pohání generátor a dodává elektřinu zpět do sítě. Vzniklou emisí při tomto procesu je čistý vzduch. Systém pro zvětšení zpáteční účinnosti využívá akumulace tepla/chladu vzniklého při kompresi/expansi vzduchu do náplňových vrstev minerálů v akumulčních nádržích. Jak už bylo zmíněno, zařízení využívá Braitonova oběhu a pracovní látkou je vzduch.[38, 43, 44] Zařízení je zobrazeno na obrázku 10.

Společnost Highview Power vytvořila společný podnik se společností Energía Latina S.A. (Enlasa), kde plánují vývoj a vytvoření velkoobjemového akumulčního zařízení využívající kryogenní technologii pro Chile i ostatní latinskoamerické trhy. Projekt nese název Highview Enlasa. Chile, která jednou z nejlépe osluněnou zemí světa tímto udělá významný krok k dekarbonizaci energetiky. Vizualizace zařízení je na obrázku 11. [45][40]



Obrázek 10 Vizualizace zařízení Highview Power [43]



Obrázek 11 Vizualizace plánovaného kryogenního zařízení Enlasa [45]

## 6.4. Shrnutí technologií CB

Carnotovy baterie jsou technologie vzniklá spojením technologií (P2H) převádějící elektřinu na teplo a technologie (H2P) teplo na elektřinu.

Mezi třemi typy TES je mnoho typů konfigurací a použitých akumulčních materiálů. U Carnotových baterií využívající Braytonův či Rankinův cyklus kombinovaný s elektrickým ohřevem se očekávají vysoké teploty. Jako akumulátor se nejčastěji používají náplňové vrstvy materiálů jako jsou horniny, beton nebo se používají tekuté soli. U Carnotovy baterie využívající čistě Rankinův cyklus jsou teploty nižší. Jako akumulční médium se obvykle používá voda kvůli ceně a dostupnosti. Určení nejvhodnější technologie Carnotových baterií je momentálně složité, neboť je tato technologie stále ve vývoji a dosud bylo uvedeno do provozu jen několik málo zařízení a prototypů. Přehled zmíněných projektů dle typu úložiště je v tabulce 8. [27]

Tabulka 8 Přehled projektů Carnotových baterií [28]

Nabíjení systému	Způsob akumulace	Vybíjení systému	Zmíněný projekt
Reverzní Braitonův oběh	Tekutá sůl (teplý zásobník) glykol/voda (studený zásobník)	Braytonův oběh	Malta Inc.
Odporový ohřev	Štěrkové lože (teplý zásobník)	Rankinův oběh	Siemens Gamesa
Tepelné čerpadlo	Zkapalněný vzduch Štěrkové lože	Rankinův oběh	Highview Power
Reverzní Braitonův oběh	Štěrkové lože	Braytonův oběh	Isentropic Ltd.

## 6.5. Ekonomika Carnotových baterií

Z hlediska CAPEX a OPEX (investičních a provozních nákladů) lze vycházet ze současných energetických systémů, protože Carnotovy baterie pojí známé technologie akorát v doposud netradičních způsobech. Celkově u akumuláčnických technologií často výrazně převažují investiční náklady nad provozními. K určení nákladů na elektřinu dodávanou z akumuláčnického zařízení lze vyjádřit pomocí vzorce (4) [28, 46]

$$P_d = \frac{P_f}{\eta} + \frac{I}{N} \quad (4)$$

$P_d$	Náklady na elektřinu z akumuláčnické jednotky
$P_f$	Cena elektřiny nabíjejí systém
$\eta$	Vratná elektrická účinnost Carnotovy baterie
$I$	Investiční náklady (CAPEX)
$N$	Počet cyklů

Ze vzorce lze vyčíst, že významnou proměnnou je cena elektřiny vstupující do systému. Celkové náklady budou snižovat vysoké hodnoty vratné účinnosti a vysoký počet cyklů, které je zařízení schopno vykonat během své životnosti. Carnotovy baterie se podle [46] vyznačují menšími investičními náklady oproti klasickým elektro-chemickým bateriím zároveň ale také dosahují nižší zpáteční účinnosti (35%-75%). Při nízké ceně elektřiny nabíjejí systém  $P_f$  jsou, co se nákladů na technologii týče, výhodnější Carnotovy baterie. Při zvyšující se ceně této elektřiny vyšší účinnost elektrochemického úložiště převáží nižší investiční náklady u Carnotovy baterie. [28, 46]

## 7. Možnosti akumulace pro konvenční uhelnou teplárnu

Flexibilní provoz konvenční teplárny, která by dosahovala vysokých účinností přeměny energie je velice náročné. Integrace akumulace tepelné energie do výrobního cyklu elektrárny / teplárny je jedním z možných opatření pro zvýšení flexibility, efektivity a zlepšení stability sítě kvůli integraci obnovitelných zdrojů.

Přebytečná tepelná energie vznikající z parního cyklu zejména při nízké poptávce může být akumulována a znovu využita v období vysoké poptávky integrací tepelné energie jako předehřevu nebo pro přímou výrobu páry. K tepelným ztrátám v systému dochází, pokud se i při minimálním výkonu kotle generuje více páry, než je momentálně potřeba pro vytížení turbíny. Tyto tepelné ztráty poté končí jako odpadní teplo v kondenzátoru z obtoku parní turbíny apod. Toto teplo se poté maří v atmosféře nebo v moři. [47] TES by tak pomohl k méně frekventovanému nočnímu odstavení provozu či snižování na minimální úroveň výkonu elektrárny, která má také negativní vliv na její účinnost. Integrovaní akumulace by také měla vyhladit provoz elektrárny a prodloužit životnost některých jejích komponent. [48–50]

Pokud je provoz uhelné elektrárny/teplárny nadále nemožný například z důvodu světového trendu snižování emisí skleníkových plynů v energetickém odvětví lze pro tyto vysloužilé zdroje najít nové využití při jejich přeměně na čistě akumulární jednotku využívající stávající parní cyklus zařízení a jeho připojení s rozvodné sítě. V tomto zařízení by se ukládala tepelné energie.

### 7.1. Využití tepelného úložiště v tekuté soli

Uhelná elektrárna/teplárna, která dosáhla limitů své životnosti, by se pomocí integrace tepelného úložiště dala přeměnit na Carnotovu baterii. Do systému elektrárny by se implementoval systém akumulace tepla v tekutých solích, kde by se tekutá sůl ohřívala pomocí odporového ohříváče napájeného přebytkovou elektřinou. Tímto způsobem lze poměrně snadno přebytkovou elektřinu ze sítě vyrobenou obnovitelnými zdroji převést a uložit jako energii tepelnou. Na obrázku 12 je zachycen odporový ohříváč tekuté soli. [50]

V době vyšší poptávky po elektřině se bude teplo akumulované využívat pro produkci páry v parním generátoru pro výrobu elektřiny soli. [50]

Aplikací tohoto systému dojde k dekarbonizaci původního zařízení, uchování pracovních míst pro zaměstnance, využije se hotového připojení k síti a stávajících postupů a komponent. Obě použité technologie jsou vyspělá, nová je pouze jejich kombinace. Právě touto variantou se bude zabývat návrh systému v následující kapitole.



Obrázek 12 Odporový ohříváč pro tekuté soli [50]

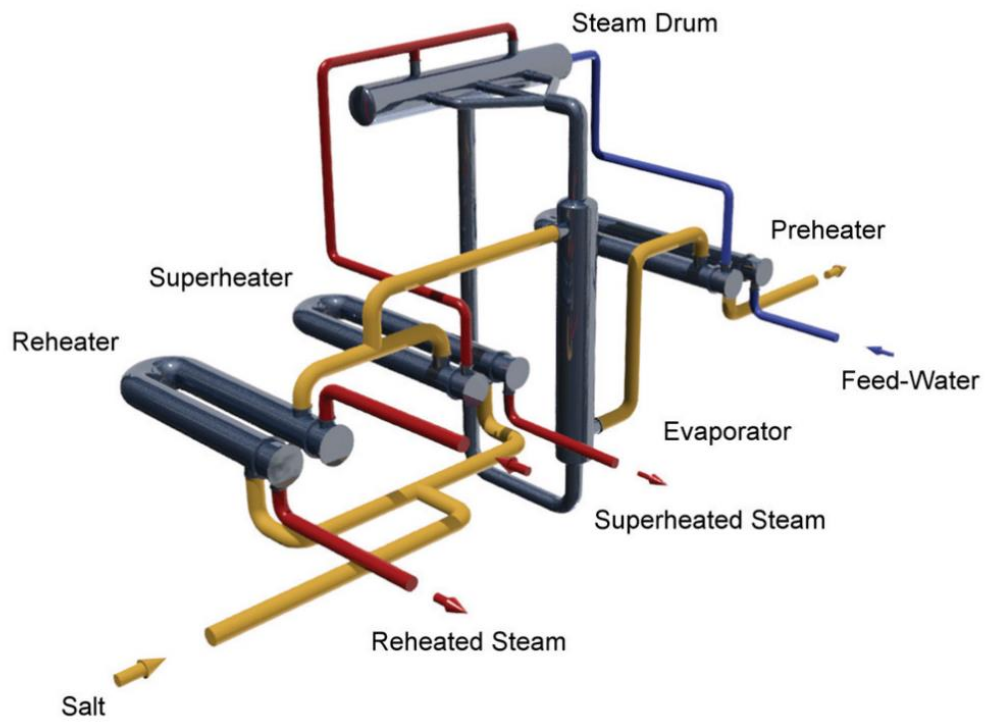
## 7.2. Výroba páry z tekuté soli

Parní generátor má za úkol přenášet tepelnou energii z horké tekuté soli a využívat ji k výrobě admisní páry o parametrech pro vstup do turbíny. Na obrázku 13 je zobrazena konfigurace parního generátoru. Generátor se obvykle skládá ze čtyř nejběžněji používaných typů výměníků (plášťových a trubkových):

- Ohřívák napájecí vody – zajišťuje předání tepla soli do napájecí vody
- Výparník – zajišťuje předání tepla tekuté soli do vody na mezi sytosti a její fázovou změnu na sytou páru
- Přehřívák páry – zajišťuje předání tepla soli do pracovního média pro jeho přehřátí
- Přihřívák páry – zajišťuje předání tepla soli do vratného pracovního média z turbíny pro jeho přehřátí na požadovanou teplotu

Kromě těchto výměníků také systém obsahuje čerpadla napájecí vody, čerpadla tekuté soli a další systémy. Voda může ve výměnících proudit vně nebo uvnitř trubek výměníků. Při umístění vody na vnější straně vede konstrukce výměníků k větším tloušťkám materiálů, protože voda je na rozdíl od soli pod vyšším tlakem. [51]





Obrázek 13 Konfigurace generátoru páry z tekuté soli [51]

## 8. Návrh systému

V této kapitole je provedena integrace systému s akumulací tepla v tekutých solích pro uhelnou teplárnu o čistém elektrickém výkonu 200 MWe nahrazením uhelného kotle parním generátorem využívající tekutou sůl.

### 8.1. Předpoklady a volené hodnoty

Elektrický výkon	$P_{netto} = 200MW$
Admisní tlak	$p_a = 12,7 MPa$
Admisní teplota	$t_a = 540\text{ }^{\circ}C$
Teplota chladící vody	$t_{v,ch} = 20\text{ }^{\circ}C$
Teplotní spád chladící vody	$\Delta t_{v,ch} = 10\text{ }^{\circ}C$
Koncový tep. Spád v kondenzátoru	$\Delta t_{v,ks} = 3\text{ }^{\circ}C$
Zvolená teplota napájecí vody	$t_{nn} = 150\text{ }^{\circ}C$
Účinnost čerpadel	0.75 [-]
Účinnost turbíny termodynamická	$\eta_{td} = 0.88$ [-]
Účinnost mechanická	$\eta_m = 0.98$ [-]
Účinnost generátoru	$\eta_g = 0.97$ [-]
Účinnost odporového ohřevu	$\eta_r = 98$ [-]
Koeficient korekce tlakové ztráty ve výměnících	1.3 [-]
Ztrátová teplota odběru z turbíny	$\Delta t_o = 2\text{ }^{\circ}C$

Při integraci uvažuji parní oběh bez VT a NT regenerace napájecí vody a veškerou regeneraci a ohřev napájecí vody provádím bilančně v napájecí nádrži. Při zohlednění VT a NT regenerace by se pravděpodobně zvedla účinnost Rankinova cyklu o několik desetin procentních bodů.

Admisní parametry páry byly zvoleny podle výrobního bloku elektrárny Mělník II. [52]

### 8.2. Pracovní média a komponenty

Pracovními médii pro navržený okruh je voda a tekutá sůl sloužící jako akumulační a teplotnosné médium. Jako vhodnější se jeví výběr binární směsi dusičné soli, popsané již dříve jako solární sůl. Systém obsahuje 3 výměníky tepla: ohřívák vody, výparník a přehřívák páry.

Vybraná sůl se bude skladovat ve dvou izolovaných akumulacích nádržích. V jedné nádrži bude uskladněna solární sůl o teplotě 565 °C a ve druhé, studené nádrži bude sůl skladována při 300 °C. Teplota soli ve studené nádrži je zvolena kvůli předejití problému se zatuhnutím soli v systému. Systém obsahující sůl musí být doplněn čerpadly, která pracovní médium budou přečerpávat mezi oběma nádržemi a tepelnými výměníky.

Vodní okruh tvoří standartní komponenty známé z klasických elektráren. Zahrnují například: napájecí nádrž s odplyněním, napájecí čerpadla, parní turbínu, kondenzátor, kondenzátní čerpadla.

### 8.2.1. Solární sůl

Použitou solí v systému bude nejpoužívanější tekutá sůl nazývaná jako solární sůl. Jedná se směs dusičných solí  $\text{NaNO}_3$  a  $\text{KNO}_3$  v hmotnostních poměrech 60 %  $\text{NaNO}_3$  a 40 %  $\text{KNO}_3$ . Fyzikální vlastnosti této směsi jsou popsány pomocí následujících empirických rovnic platných pro rozmezí teplot 270 °C – 600 °C. Teplota se dosazuje ve °C.

Zdroj korelačních vzorců [53]

**Hustota [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]:**

$$\rho = 2090 - 0.636 \cdot t \quad (5)$$

**Měrná tepelná kapacita [ $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ ]:**

$$c_p = 1443 + 0.172 \cdot t \quad (6)$$

**Tepelná vodivost [ $\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ ]:**

$$\lambda = 0.443 + 1.9 \cdot 10^{-4} \cdot t \quad (7)$$

**Dynamická viskozita [ $\text{Pa} \cdot \text{s}^{-1}$ ]:**

$$\mu = (22.714 - 0.120 \cdot t + 2.281 \cdot 10^{-4} \cdot t^2 - 1.474 \cdot 10^{-7} \cdot t^3) \cdot 10^{-3} \quad (8)$$

## 8.2.2. Hitec sůl

Druhým možným akumulacním médiem je Hitec sůl. Jedná se o ternární směs  $\text{NaNO}_3$ ,  $\text{NaNO}_2$ ,  $\text{KNO}_3$ . HITEC sůl má nižší maximální možnou provozní teplotu ( $538^\circ\text{C}$ ) [20]. Při návrhu nádrží na tekutou sůl se tato sůl uvažuje pro její vyšší provozní teplotní rozdíl a následnému porovnání se solí solární.

Fyzikální vlastnosti této směsi se dají popsat následujícími rovnicemi. Teplota se dosazuje v K. Zdroj korelačních vzorců [54]

### Hustota [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]:

Korelace je funkční v rozmezí teplot  $200\text{--}600^\circ\text{C}$  s odchylkou  $\pm 2\%$

$$\rho = 2293.6 - 0.7497 \cdot t \quad (9)$$

### Měrná tepelná kapacita [ $\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ ]:

Korelace je funkční v rozmezí teplot  $153\text{--}503^\circ\text{C}$  s odchylkou  $\pm 5\%$

$$c_p = 5806 - 10,833 t + 7.2413 \cdot 10^{-3} t^2 \quad (10)$$

### Tepelná vodivost [ $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ ]:

Pro tuto sůl nebyla nalezena korelační rovnice pro výpočet její tepelné vodivosti

### Dynamická viskozita [ $\text{Pa}\cdot\text{s}^{-1}$ ]:

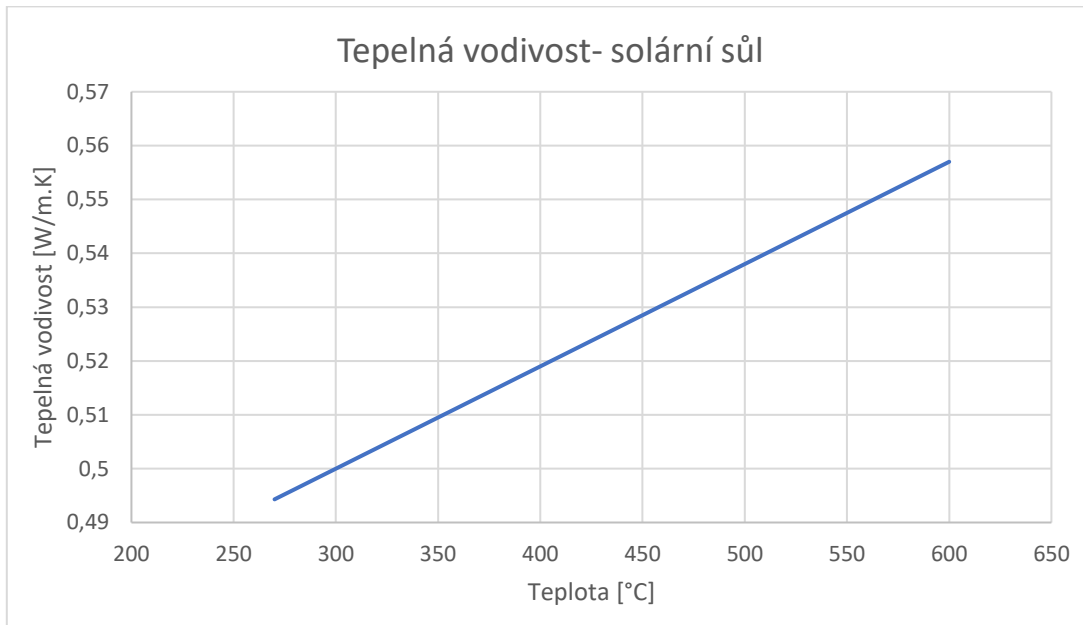
Korelace je funkční v rozmezí teplot  $147\text{--}437^\circ\text{C}$  s odchylkou  $\pm 5\%$

$$\mu = 0.4737 - 2.297 \cdot 10^{-3} t + 3.731 \cdot 10^{-6} t^2 - 2.019 \cdot 10^{-9} t^3 \quad (11)$$

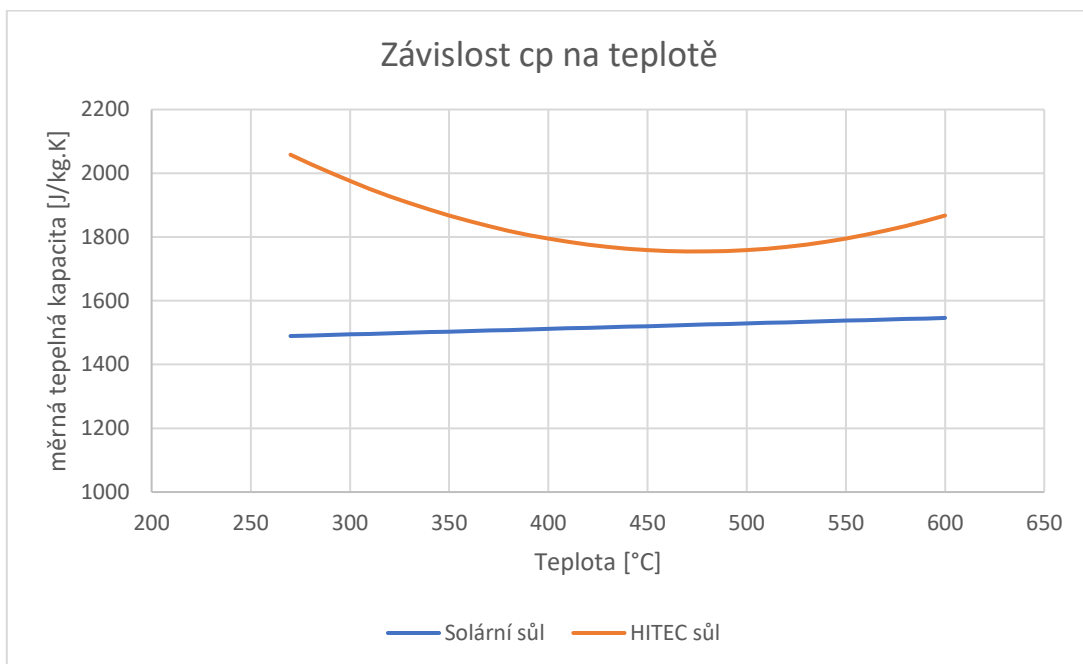
V korelačním vzorci (11) je nepřesnost. Správně upravený je následující

$$\mu = 0.4737 - 2.297 \cdot 10^{-3} t + 3.731 \cdot 10^{-6} t^2 - 2.019 \cdot 10^{-9} t^3 \quad (12)$$

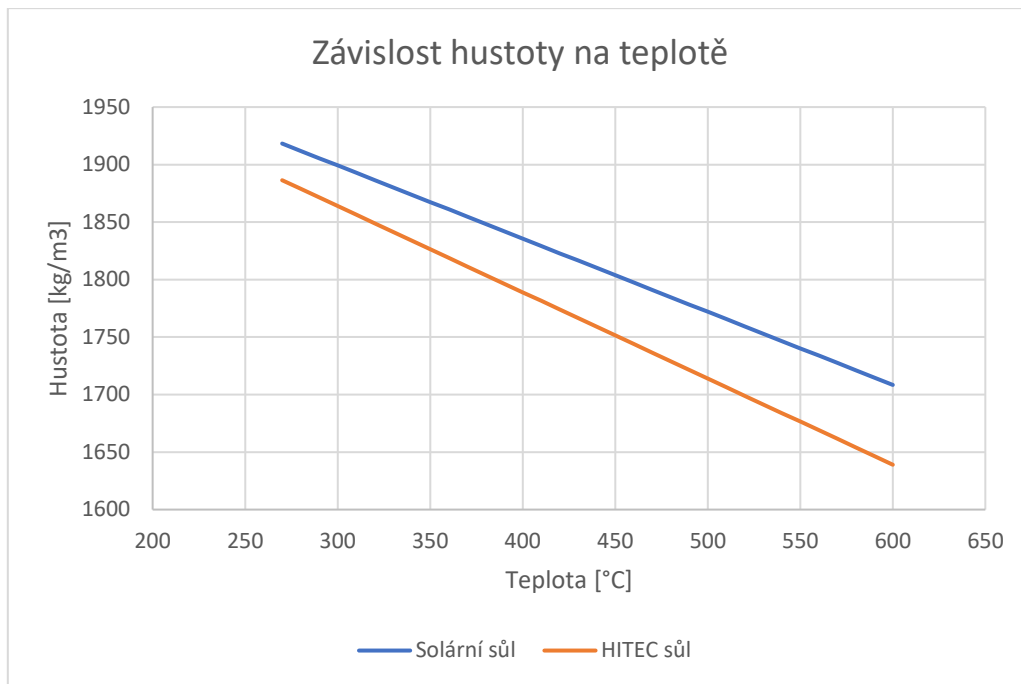
V následujících obrázcích jsou graficky vyneseny závislosti fyzikálních vlastností solí v teplotním rozsahu 270 – 600 °C.



Obrázek 14 Závislost tepelné vodivosti solární soli na teplotě



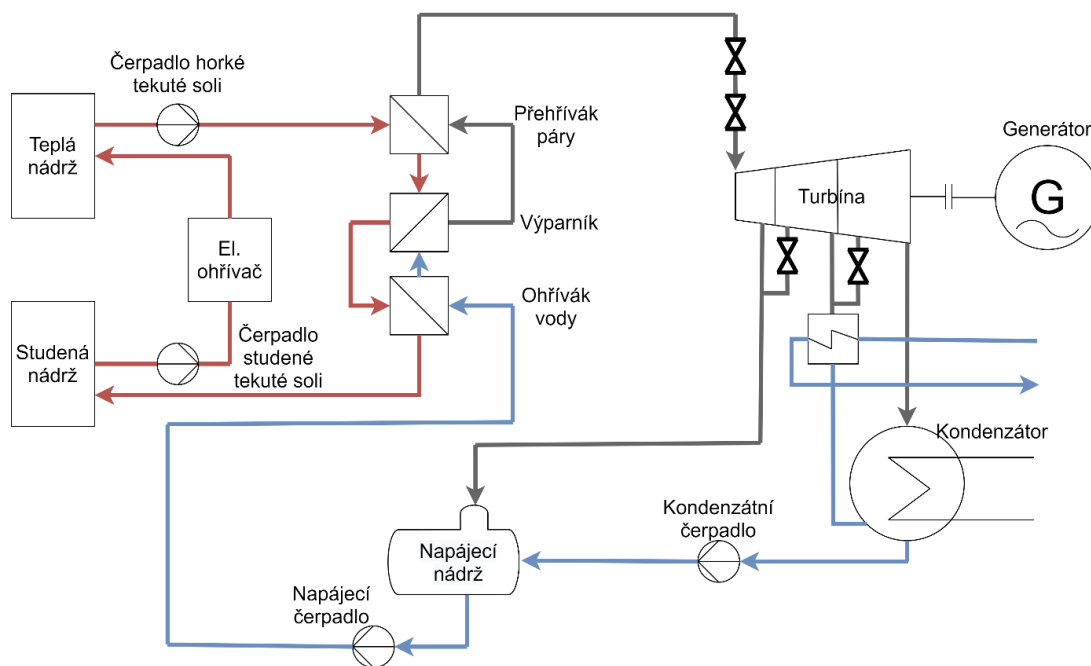
Obrázek 15 Závislost tepelné kapacity solární a HITEC soli na teplotě



Obrázek 16 Závislost hustoty solární a HITEC soli na teplotě

### 8.3. Popis cyklu

Na obrázku 17 je znázorněna integrace Carnotovy baterie místo parního kotle do tepelného oběhu modelové teplárny.



Obrázek 17 PFD navrženého systému

### 8.3.1. Solný cyklus

Při nabíjení systému se pomocí čerpadla dopravuje tekutá sůl přes odporový ohřev do teplé izolované akumulární nádrže. Zde je toto médium skladováno při definovaných parametrech. Při potřebě dodávky admisní páry do turbíny se sůl přečerpává přes výměníky (sůl/voda, pára), kde předá svojí tepelnou energii, při výrobě admisní páry pro turbínu. Po odevzdání tepla se médium přečerpává se zpět do studené, izolované nádrže.

### 8.3.2. Cyklus voda – pára

Napájecí voda je odplyněna v napájecí nádrži systému. Napájecím čerpadlem je poté vháněna do solného parního generátoru, kde dojde nejprve ke zvýšení teploty napájecí vody, jejímu odparu a zvýšení parametrů páry v přehříváku. Pára o admisních parametrech vstupuje do parní turbíny a transformuje svoji energii na rotační energii turbíny. Turbína má dva regulované odběry páry.

Na výstupu z turbíny proudí emisní pára do kondenzátoru, kde předá kondenzační teplo ve výměníku a jako kondenzát je přiváděna kondenzátním čerpadlem do napájecí nádrže. Pro získání hodnot tlaků a entalpií v různých stavech oběhu byl použit program X-steam.

#### Kondenzátor:

Teplota chladící vody (zvoleno)	$t_{v,ch} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$
Teplotní spád chladící vody (zvoleno)	$\Delta t_{v,ch} = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$
Koncový tep. Spád v kondenzátoru (zvoleno)	$\Delta t_{v,ks} = 3\text{ }^{\circ}\text{C}$

#### Teplota kondenzace:

$$t_{kond} = t_{v,ch} + \Delta t_{v,ch} + \Delta t_{v,ks} = 33\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$p_{kond} = p_{sat}(t_{kond}) = 5,035\text{ kPa}$$

$$h_{kond} = h(t_{kond}) = 138,286\text{ kJ/kg}$$

#### Admisní entalpie:

$$p_a = 12,7\text{ MPa}$$

$$t_a = 540\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$h_a = 3448,28\text{ kJ/kg}$$

$$s_a = 6,59\text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$$

**Emisní entalpie:**

$$h_{eAD} = h(p_{kond}, s_a) = 2009.6 \text{ kJ/kg}$$

$$h_{eReal} = h_a - \frac{(h_a - h_{eAD})}{\eta_{td}} = 2182,24 \text{ kJ/kg}$$

**Napájecí nádrž:**

$$p_{nv} = 1.3 \cdot p_a = 16.51 \text{ MPa}$$

$$t_{nn} = 150^\circ\text{C}$$

$$p_{nn} = p_{sat}(t_{nn}) = 476,1 \text{ kPa}$$

**Napájecí čerpadlo:**

Entropie vody na vstupu do NČ:

$$s = s_{satL}(t_{nn}) = 1.841 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$$

Entalpie na vstupu NČ

$$h_{in}^{nč} = h_{satL}(t_{nn}) = 632,25 \text{ kJ/kg}$$

$$h_{outAD}^{nč} = h(p_{nv}, s) = 649.66 \text{ kJ/kg}$$

$$h_{outReal}^{nč} = h_{in}^{nč} + \frac{h_{outAD}^{nč} - h_{in}^{nč}}{\eta_{\check{c}}} = 655,471 \text{ kJ/kg}$$

$$t_{out}^{nč} = h(p_{nn}, h_{outReal}^{nč}) = 153.1 \text{ }^\circ\text{C}$$

**Kondenzátní čerpadlo:**

$$s = s_{satL}(t_{kond}) = 0.478 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$$

$$h_{in}^{kč} = h_{satL}(t_{kond}) = 138.286 \text{ kJ/kg}$$

$$h_{outAD}^{kč} = h(p_{nv}, s) = 138.747 \text{ kJ/kg}$$

$$h_{outReal}^{kč} = h_{in}^{kč} + \frac{h_{outAD}^{kč} - h_{in}^{kč}}{\eta_{\check{c}}} = 138.901 \text{ kJ/kg}$$

$$t_{out}^{kč} = h(p_{nn}, h_{outReal}^{kč}) = 33.065 \text{ }^\circ\text{C}$$



**Napájecí nádrž s odplyněním:**

$$t_{out} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_{in} = 33.065 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_{odběr} = 152 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$p_{odběr} = 502.18 \text{ kPa}$$

$$h_{oAD} = h(p_{odběr}, s_a) = 2651.05 \text{ kJ/kg}$$

$$h_{oReal} = h_{oAD} - \frac{(h_a - h_{oAD})}{\eta_{td}} = 2725.19 \text{ kJ/kg}$$

Voda/Kondenzát

$$h_{in} = 138.55 \text{ kJ/kg}$$

$$h_{out} = 632.25 \text{ kJ/kg}$$

**Měrné odběrové množství  $\alpha$ :**

Výpočet vychází z bilanční rovnice vstupů a výstupů do napájecí nádrže

$$\dot{m} \cdot h_o + (\dot{M} - \dot{m}) \cdot h_{in} = \dot{M} \cdot h_{out}$$

$$\alpha = \frac{h_{out} - h_{in}}{h_{oReal} - h_{in}} = \frac{632.25 - 138.55}{2725.19 - 138.55} = 0.191$$

$$\mu = \frac{h_{oReal} - h_{eReal}}{h_a - h_{eReal}} = \frac{2725.19 - 2182.24}{3448.28 - 2182.24} = 0.429$$

**Průtok vody/páry v sekundárním okruhu:**

$$\begin{aligned} \dot{M}' &= \frac{P_{netto}}{(h_a - h_{eAD}) \cdot \eta_{td} \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot (1 - \alpha \cdot \mu)} = \\ &= \frac{200000}{(3448.28 - 2009.6) \cdot 0.88 \cdot 0.98 \cdot 0.97 \cdot (1 - 0.191 \cdot 0.429)} = 180.99 \text{ kg/s} \end{aligned}$$

**Výkon kondenzátního čerpadla:**

$$P_{kč} = \dot{M}' \cdot (1 - \alpha) \cdot (h_{outReal}^{kč} - h_{in}^{kč}) = 90.07 \text{ kW}$$

**Výkon napájecího čerpadla:**

$$P_{kč} = \dot{M}' \cdot (h_{outReal}^{nč} - h_{in}^{nč}) = 4202.68 \text{ kW}$$

### Tepelné výměníky:

Vstupní parametry napájecí vody do ohříváku vody:

$$t_{ov,in} = t_{out}^{nč} = 153.1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$h_{ov,in} = h_{outReal}^{nč} = 655,471 \text{ kJ/kg}$$

### Výstupní parametry přehřáté páry z přehříváku páry:

$$t_{pp,out} = 540 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$h_{pp,out} = h_a = 3448.28 \text{ kJ/kg}$$

### Tepelný výkon výměníků:

$$\dot{Q} = \dot{M}' \cdot (h_{pp,out} - h_{ov,in}) = 505.5 \text{ MW}$$

Účinnost sekundárního cyklu voda-pára

$$\eta_{steam} = \frac{P_{netto}}{\dot{Q}} = \frac{200}{505.5} = 39.56 \%$$

## 8.4. Akumulační nádrže na tekutou sůl

Pro výpočty byly zvoleny 4 různé časy pro vybíjení naakumulovaného systému a vznikly tedy celkem 4 varianty označeny písmeny A, B, C, D

Tabulka 9 Popis variant akumulačního systému

Varianta	Čas vybíjení systému $T_{discharge}$ [h]
A	4
B	8
C	10
D	12

Účinnost parního cyklu elektrárny:  $\eta_{steam} = 0.3956$  [–]

Tepelná kapacita úložišť se vypočítá pomocí následujícího vzorce:

$$Q_{storage} = \frac{200 \cdot T_{discharge}}{\eta_{steam}} \text{ [MWh]} \quad (13)$$

Množství akumulovaného tepla:

$$Q = Q_{storage} \cdot 3,6 \text{ [GJ]} \quad (14)$$

Tabulka 10 Tepelná kapacita úložišť dle zvolených variant

Doba výroby elektřiny dle varianty [h]	4	8	10	12
Účinnost parního cyklu [%]	39.56	39.56	39.56	39.56
Tepelná kapacita úložiště [MWh]	2022	4044	5055	6066
Množství akumulovaného tepla Q [GJ]	7279	14558	18198	21837

#### 8.4.1. Výpočet pro solární sůl:

**Teplota soli v horké nádrži:**

$$t_{hot} = 565 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

**Hustota soli v horké nádrži:**

$$\rho_{hot} = \rho [565^\circ\text{C}] = 1730.6 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

**Teplota soli ve studené nádrži:**

$$t_{cold} = 300 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Teplota tuhnutí solární soli je 220°C. Vyšší hodnota teploty 300 °C pro studenou akumulaci nádrž je volena kvůli minimalizaci možnosti zatuhnutí soli v systému.

**Hustota soli ve studené nádrži:**

$$\rho_{cold} = \rho [300^\circ\text{C}] = 1899.2 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

**Střední teplota soli:**

$$t_{mid} = \frac{t_{hot} + t_{cold}}{2} = \frac{565 + 300}{2} = 432.5 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

**Střední hustota soli:**

$$\rho_{mid} = \rho [432.5^\circ\text{C}] = 1814.9 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

**Množství soli pro akumulaci se vypočítá z následující rovnice:**

$$Q = m \cdot c_{p\text{mid}} \cdot \Delta T \quad (15)$$

$$c_{p\text{mid}} = c_p [T = 432,5^\circ\text{C}] = 1517,4 \text{ J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$$

$$\Delta T = t_{\text{hot}} - t_{\text{cold}}$$

$$m = \frac{Q}{c_{p\text{mid}} \cdot (t_{\text{hot}} - t_{\text{cold}})}$$

Objemy a rozměry akumulačních nádrží se spočítají z následující rovnice:

$$V_{\text{nadrze}} = \frac{m [\text{kg}]}{\rho [\text{kg}/\text{m}^3]} \quad [\text{m}^3] \quad (16)$$

**Objem horké a studené akumulační nádrže [m<sup>3</sup>]:**

$$V_{\text{hot}} = \frac{m}{\rho_{\text{hot}}} = \frac{m}{1730.6}$$

$$V_{\text{cold}} = \frac{m}{\rho_{\text{cold}}} = \frac{m}{1899.2}$$

**Rozměry nádrží:**

Tvar nádrží bude válec s plochými dny. Proporčně bude průměr nádrže D odpovídat zhruba 2,7 násobku výšky nádrže H.

Objem válce se spočítá podle rovnice:

$$V_{\text{nadrze}} = \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot H = \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot \frac{D}{2.7} \quad (17)$$

$V_{\text{nadrze}}$       Objem nádrže [m<sup>3</sup>]

$D$               Průměr nádrže [m]

$H$               Výška nádrže [m]

$\pi$               Ludolfovo číslo

Z rovnice 18 jsou spočítány průměry nádrží úpravou vzorce 18 jako:

$$D = \sqrt[3]{\frac{V_{\text{v\acute{a}lce}} \cdot 10.8}{\pi}}$$

Tabulka 11 Rozměry akumulčních nádrží pro solární sůl dle variant

Doba vybíjení systému [h]	4	8	10	12
Q [GJ]	7279	14558	18198	21837
m [t]	18102	36205	45256	54307
Objem horké nádrže [m <sup>3</sup> ]	10459	20919	26149	31379
Objem studené nádrže [m <sup>3</sup> ]	9531	19063	23829	28592
Průměr teplá nádrž [m]	33	41.6	44.8	47.6
Výška teplá nádrž [m]	12.2	15.4	16.6	17.6
Průměr studená nádrž [m]	32	40.3	43.4	46.1
Výška studená nádrž [m]	11.8	14.9	16	17

#### 8.4.2. Výpočet pro HITEC sůl

Výpočet uložitého pro HITEC soli je uveden pro umožnění porovnání se solí solární, výpočet parního cyklu počítal se solární solí díky vyšší pracovní teplotě. Teplotní rozdíl u solární soli mezi teplým a studeným médiem byl 265 °C u HITEC soli je teplotní rozdíl 320 °C.

##### Teplota soli v horké nádrži:

$$t_{hot} = 520 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

##### Hustota soli v horké nádrži:

$$\rho_{hot} = \rho [520^\circ\text{C}] = 1698.9 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

##### Teplota soli ve studené nádrži:

$$t_{cold} = 200 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Teplota tuhnutí solární soli je 140°C. Vyšší hodnota teploty 200 °C pro studenou akumulční nádrž je volena kvůli minimalizaci možnosti zatuhnutí soli v systému. Zároveň se jedná o teplotu, pro kterou má sůl platné korelační rovnice pro určení fyzikálních vlastností.

**Hustota soli ve studené nádrži:**

$$\rho_{cold} = \rho [300^{\circ}C] = 1938.9 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

**Střední teplota soli:**

$$t_{mid} = \frac{t_{hot} + t_{cold}}{2} = \frac{520 + 200}{2} = 360^{\circ}C$$

**Střední hustota soli:**

$$\rho_{mid} = \rho [432.5^{\circ}C] = 1818.9 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

Množství akumulované HITEC soli se vypočítá z rovnice (16):

$$c_{p_{mid}} = c_p [T = 360^{\circ}C] = 1849.97 \text{ J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$$

$$\Delta T = t_{hot} - t_{cold}$$

$$m = \frac{Q}{c_{p_{mid}} \cdot (t_{hot} - t_{cold})}$$

Objemy a rozměry akumuláčnických nádrží se spočítají z následující rovnice (17) [m<sup>3</sup>]:

Objem horké a studené akumuláčnické nádrže [m<sup>3</sup>]:

$$V_{hot} = \frac{m}{\rho_{hot}} = \frac{m_x}{1698.9}$$

$$V_{cold} = \frac{m}{\rho_{cold}} = \frac{m_x}{1938.9}$$

**Rozměry nádrží:**

Tvar nádrží bude válec s plochými dny se stejnými proporcemi jako u předchozí soli

Objem válce se spočítá podle rovnice (18):

Z rovnice jsou spočítány průměry nádrží úpravou rovnice 18 jako:

$$D = \sqrt[3]{\frac{V_{válc} \cdot 10.8}{\pi}}$$

Tabulka 12 Rozměry akumulčních nádrží pro HITEC sůl dle variant

Doba vybíjení systému [h]	4	8	10	12
Q [GJ]	7279	14558	18198	21837
m [t]	12296	24592	30740	36888
Objem horké nádrže [m <sup>3</sup> ]	7237	14475	18093	21712
Objem studené nádrže [m <sup>3</sup> ]	6342	12684	15855	19026
Průměr teplá nádrž [m]	29.1	36.8	39.6	42.1
Výška teplá nádrž [m]	10.8	13.6	14.6	14.9
Průměr studená nádrž [m]	27.9	35.2	37.9	40.3
Výška studená nádrž [m]	10.3	13	14	14.9

Tabulka 13 Porovnání velikosti nádrží a dob akumulace pro uvažované tekuté soli

Doba vybíjení systému [h]	4	8	10	12
Potřebné množství solární soli [t]	18102	36205	45256	54307
Potřebné množství HITEC soli [t]	12296	24592	30740	36888
Objem horké nádrže pro solární sůl [m <sup>3</sup> ]	10459	20919	26149	31379
Objem horké nádrže pro HITEC sůl [m <sup>3</sup> ]	7237	14475	18093	21712
Objem studené nádrže pro solární sůl [m <sup>3</sup> ]	9531	19063	23829	28592
Objem studené nádrže pro HITEC sůl [m <sup>3</sup> ]	6342	12684	15855	19026
Rozměry horké nádrže pro solární sůl DxH [m]	33 x 12.2	41.6 x 15.4	44.8 x 16.6	47.6 x 17.6
Rozměry studené nádrže pro solární sůl DxH [m]	32 x 11.8	40.3 x 14.9	43.4 x 16	46.1 x 17
Rozměry horké nádrže pro HITEC sůl DxH [m]	29.1 x 10.8	36.8 x 13.6	39.6 x 14.6	42.1 x 14.9
Rozměry studené nádrže pro HITEC sůl DxH [m]	27.9 x 10.3	35.2 x 13	37.9 x 14	40.3 x 14.9

### 8.4.3. Tepelné ztráty akumulčních nádrží

Výpočet tepelných ztrát je proveden pro jednu vybranou variantu nádrží (8 hodin vybíjení) se solární solí:

Zvolený průměr nádrže	D= 41.6 m
Zvolená výška nádrže	H= 15.4 m

#### Specifikace materiálu akumulčních nádrží:

Materiál nádrží (zvolený):	nerezová ocel
Tloušťka stěny (zvolená):	$s_n = 30$ mm
Tepelná vodivost materiálu: [55]	$\lambda_{nadrz} = 21$ W/m·K

#### Specifikace tepelné izolace: [56]

Materiál (zvolený):	Kamenná vlna
Tloušťka izolace (zvolená):	$tl_i = 400$ mm
Tepelná vodivost izolace (560 °C)	$\lambda_{ihot} = 0.205$ W/m·K
Tepelná vodivost izolace (300 °C)	$\lambda_{icold} = 0.094$ W/m·K
Krycí plech izolace	$tl_p = 1$ mm, $\lambda_p = 40$ W/m·K

#### Specifikace prostředí:

Teplota okolí (zvolená)	$t_f = 15^\circ\text{C}$
Součinitel přestupu tepla na vnější stěně (zvolený)	$\alpha_2 = 20$ W/m <sup>2</sup> ·K
Součinitel přestupu tepla na vnitřní stěně	$\alpha_1 \sim \infty$

Součinitel přestupu tepla vztahovaný na 1 metr délky se spočítá z rovnice

$$k = \frac{\pi}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot tl_1} + \frac{1}{2\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2\lambda_x} \cdot \ln \frac{d_{x+1}}{d_x} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot tl_2}} \quad [W/(m \cdot K)] \quad (18)$$

$tl_x$	tloušťky jednotlivých vrstev [m]
$d_x$	dílčí průměry jednotlivých vrstev rezervoáru (vnější) [m]
$\alpha_x$	součinitele přestupu tepla



Pro tuto vybranou konfiguraci rozměrů nádrže tedy platí:

$$d_1 = D = 41.6 \text{ m}$$

$$d_2 = 41.66 \text{ m}$$

$$d_3 = 42.46 \text{ m}$$

$$d_4 = 42.48 \text{ m}$$

$$k = \frac{\pi}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_1} + \frac{1}{2\lambda_{nadrz}} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2\lambda_i} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{2\lambda_p} \cdot \ln \frac{d_4}{d_3} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_4}}$$

Vzhledem k uvažované hodnotě  $\alpha_1 \sim \infty$ , kdy uvažují že vnitřní stěna má stejnou teplotu jako tekutá sůl (565°C) a zároveň vysoké tepelné vodivosti a tenké vrstvy krycího plechu, mohou tyto dva členy ze vzorce vynechat, aniž by tím došlo k veliké chybě výpočtu. Vzorec se tedy zjednoduší na:

$$k = \frac{\pi}{\frac{1}{2\lambda_{nadrz}} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2\lambda_i} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot s_2}}$$

Po dosazení:

$$k = \frac{\pi}{\frac{1}{2 \cdot 21} \cdot \ln \frac{41.66}{41.6} + \frac{1}{2 \cdot 0.205} \cdot \ln \frac{42.46}{41.66} + \frac{1}{20 \cdot 42.48}} = 65.99 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$$

Součinitel přestupu tepla vztažený na 1 metr čtvereční se spočítá z rovnice:

$$k_{hw} = \frac{k}{\pi \cdot d_1} \quad [\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})] \quad (19)$$

Po dosazení:

$$k_{hw} = \frac{65.99}{\pi \cdot 41.6} = 0.505 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$$

**Hustota měrného tepelného toku ze stěny nádrže  $q_w$ :**

$$q_w = k_{hw} \cdot (T_{in} - T_f) = 0.505 \cdot (565 - 15) = 277.7 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$$

**Tepelný tok ze stěny nádrže je tedy roven:**

$$\dot{Q}_{whot} = q \cdot S = 277.7 \cdot \pi \cdot d_1 \cdot H = 277.7 \cdot \pi \cdot 41.6 \cdot 15.4 = 557.4 \text{ kW}$$

Pro výpočet tepla unikajícího ze stěny nádrže lze v těchto případech použít vzorec pro rovinnou stěnu, a to díky velkým poloměrům a malým tloušťkám vrstev [58]

**Součinitel přestupu tepla z vrchu nádrže:**

Vrch nádrže je krytý stejnou vrstvou izolace jako její stěny. Součinitel přestupu tepla se vypočítá pomocí následující rovnice

$$k_{hr} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{tl_1}{\lambda_1} + \frac{tl_2}{\lambda_2} + \frac{tl_3}{\lambda_3} + \frac{1}{\alpha_2}} \quad [W/(m^2 \cdot K)] \quad (20)$$

Po dosazení a vynechání členu pro krycí izolaci dojdeme k následující rovnici:

$$k_{hr} = \frac{1}{0 + \frac{0.03}{21} + \frac{0.4}{0.205} + 0 + \frac{1}{20}} = 0.5 \text{ W}/(m^2 \cdot K)$$

**Tepelný tok z vrchu nádrže  $Q_{rhot}$ :**

$$\dot{Q}_{rhot} = k_{hr} \cdot (T_{in} - T_f) \cdot S = 0.5 \cdot (565 - 15) \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4} = 373.7 \text{ kW}$$

**Celkový tepelný tok (tepelná ztráta sumární) zvolenou horkou nádrží je:**

$$\dot{Q}_{chot} = Q_w + Q_r = 373.7 + 557.4 = 931.2 \text{ kW}$$

Tepelný tok dnem nádrže při výpočtu neuvažují.

**Součinitel přestupu tepla pro zvolenou studenou nádrž**

$$d_1 = D = 40.3 \text{ m}$$

$$d_2 = 40.36 \text{ m}$$

$$d_3 = 41.16 \text{ m}$$

$$d_4 = 41.18 \text{ m}$$

$$k = \frac{\pi}{\frac{1}{2 \cdot 21} \cdot \ln \frac{40.96}{40.9} + \frac{1}{2 \cdot 0.094} \cdot \ln \frac{41.76}{40.96} + \frac{1}{20 \cdot 41.78}} = 29.72 \text{ W}/(m \cdot K)$$

$$k_{cw} = \frac{29.72}{\pi \cdot 41.18} = 0.229 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$$

$$q_w = k_{cw} \cdot (T_{in} - T_f) = 0.229 \cdot (300 - 15) = 65.27 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$$

**Tepelný tok ze stěny nádrže je tedy roven  $Q_{rcold}$ :**

$$\dot{Q}_{wcold} = q_w \cdot S = 65.27 \cdot \pi \cdot d_1 \cdot H = 65.27 \cdot \pi \cdot 40.9 \cdot 15.1 = 126.7 \text{ kW}$$

$$k_{cr} = \frac{1}{0 + \frac{0.03}{21} + \frac{0.4}{0.094} + 0 + \frac{1}{20}} = 0.232 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$$

**Tepelný tok z vrchu nádrže  $Q_{rcold}$ :**

$$\dot{Q}_{rcold} = k_{cr} \cdot (T_{in} - T_f) \cdot S = 0.232 \cdot (300 - 15) \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4} = 86.9 \text{ kW}$$

**Celkový tepelný tok (tepelná ztráta sumární) zvolenou studenou nádrží je:**

$$\dot{Q}_{ccold} = \dot{Q}_{wcold} + \dot{Q}_{rcold} = 126.7 + 86.9 = 213.6 \text{ kW}$$

Tepelný tok ze studené nádrže je nižší v důsledku nižší teploty média, ale také díky tomu že tepelná vodivost izolace při nižší teplotě klesne z hodnoty 0.205 W/m·K na hodnotu 0.094 W/m·K.

#### 8.4.4. Doba zatuhnutí soli ve vybrané studené nádrži

**Teplota tuhnutí u solární soli:**

$$t_{t1} = 220 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

**Celkový tepelný tok ze studené nádrže:**

$$\dot{Q}_{ccold} = 213.6 \text{ kW}$$

**Ztráta tepla v čase:**

$$Q = \dot{Q}_{ccold} \cdot t \text{ [J]}$$

$$T \quad \text{čas [s]}$$

K ztuhnutí solární soli dojde pokud se teplota dostane na 220°C.

$$c_{p220} = c_p[T = 220^\circ\text{C}] = 1480.84 \text{ J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$$

**Teplo, které se musí z nádrže uvolnit pro ztuhnutí soli:**

$$Q_{zatuh} = m \cdot c_{p220} \cdot \Delta t$$

$$\Delta t = 300 - 220 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$Q_{zatuh} = 37696000 \cdot 1480.84 \cdot 80 = 4465,7 \text{ GJ}$$

$$T_{zatuh} = \frac{Q_{zatuh}}{\dot{Q}_{ccold} \cdot 3600 \cdot 24} = 241 \text{ dní}$$

Reálná doba zatuhnutí soli v nádrži by byla díky zjednodušením v podobě zanedbání tepelného úniku dnem nádrže kratší. Výpočet také předpokládá, že nedochází během celé doby ztráty tepla k nabíjení nebo vybíjení systému.

## 8.5. Návrh tepelného výměníku / parního generátoru

Parní generátor přenáší tepelnou energii z horké dusičné soli do vody za vzniku přehřáté páry o admisních parametrech pro turbínu.

Výměníky používané pro tyto aplikace jsou nejčastěji trubkové výměníky s tlakovým médiem proudícím v trubkovém prostoru výměníku a tekutá sůl v prostoru mezitrubkovém.

Pro vybranou aplikaci budou uvažovány 3 výměníky tepla:

- Ohřívák vody
- Výparník
- Přehřívák páry

### Ohřívák vody:

Teplota vstupující vody:

$$t_{wo,in} = 153.1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Entalpie vstupující vody do ohříváku:

$$h_{ow,in} = h_{outReal}^{n\check{c}} = 655,471 \text{ kJ/kg}$$

Entalpie vystupující vody z ohříváku:

$$t_{ov,out} = t_{satL}(p_a) = 329,04 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$h_{ow,out} = h(p_a, t_{wo,out}) = 1519.45 \text{ kJ/kg}$$

Teplota vystupující soli z ohříváku vody:

$$t_{s,out} = 300 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Výkon výměníku:

$$\dot{Q}_o = \dot{M}' \cdot (h_{wo,out} - h_{wo,in}) = 188.99 \cdot (1519.45 - 655.471) = 156379 \text{ kW}$$

### Výparník:

Ve výparníku dochází k fázové změně pracovního média za konstantní teploty

Vstupní teplota vody a výstupní teplota páry:

$$t_{wv,in} = t_{wv,out} = t_{satL}(p_a) = 329,04 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Entalpie vody na vstupu:

$$h_{wv,in} = h_{wo,out} = h(p_a, t_{wo,out}) = 1519.45 \text{ kJ/kg}$$

Entalpie páry na výstupu:

$$h_{wv,out} = h_{satv}(p_a) = 2669.91 \text{ kJ/kg}$$

Výkon výměníku:

$$\dot{Q}_v = \dot{M}' \cdot (h_{wv,out} - h_{wv,in}) = 188.99 \cdot (2669.91 - 1519.45) = 208228.1 \text{ kW}$$

**Přehřívák páry:**

Teplota výstupní páry:

$$t_{w,out} = 540 \text{ }^\circ\text{C}$$

Entalpie výstupní páry z přehříváku =  $h_a$

$$h_a = 3448.28 \text{ kJ/kg}$$

Entalpie vstupní páry do přehříváku =  $h_{wv,out}$

$$h_{pp,in} = h_{wv,out} = 2669.91 \text{ kJ/kg}$$

Výkon výměníku:

$$\dot{Q}_p = \dot{M}' \cdot (h_a - h_{wp,in}) = 188.99 \cdot (3448.28 - 2669.91) = 140883.8 \text{ kW}$$

Teplota vstupní soli do přehříváku:

$$t_{s,in} = 565 \text{ }^\circ\text{C}$$

Střední tepelná kapacita soli:

$$c_{p,mid} = \rho [432.5^\circ\text{C}] = 1517.39 \text{ J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$$

Hmotnostní průtok tekuté soli primárním solným okruhem:

$$\dot{m}_s \cdot c_{p,mid} \cdot (t_{s,in} - t_{s,out}) = \dot{M}' \cdot (h_a - h_{w,in})$$

$$\dot{m}_s = \frac{\dot{M}' \cdot (h_a - h_{w,in})}{c_{p,mid} \cdot (t_{s,in} - t_{s,out})} = \frac{180.99 \cdot (3448.28 - 653.14)}{1,51739 \cdot (565 - 300)} = 1258.15 \text{ kg/s}$$

## 8.6. Topná tělesa

Pro nabíjení akumulčního systému budou použity odporové ohříváče s účinností 0.98. Budou zvoleny různé doby pro nabití systému.

Zvolené doby pro nabití systému: 4, 8, 10 hodin

- Účinnost topného tělesa 0.98
- Pracovní teplota 565 °C = teplota soli v horké nádrži
- Pracovní tlak 12 bar

Příkon elektrického ohříváče se vypočítá pomocí následující rovnice:

$$P_{eo} = \frac{Q_{storage}}{T_{charge} \cdot \eta_e} \quad (21)$$

$\eta_e$  Účinnost el. Ohřevu [-]

$T_{charge}$  Doba nabíjení [h]

$Q_{storage}$  Tepelná kapacita úložiště [MWh]

$P_{eo}$  Příkon odporového ohříváče [MW]

Tabulka 14 Příkon odporového ohřevu dle variant systému

Varianta	Kapacita úložiště [MWh]	Doba nabíjení [h]	Příkon ohříváče [MW]
A	2022	4	516
	2022	8	258
	2022	10	206
B	4044	4	1032
	4044	8	516
	4044	10	413
C	5055	4	1290
	5055	8	645
	5055	10	516
D	6066	4	1547
	6066	8	774
	6066	10	619

## 9. CAPEX, OPEX systému

Kapitálové náklady (CAPEX) jsou důležitým ukazatelem, který kvantifikuje investiční náklady na pořízení nového či obnovu starého zařízení, či průmyslového vybavení. Je tedy důležitým ekonomickým ukazatelem. [3]

Pro stanovení investičních nákladů byl nalezen jediný zdroj, který se přímo orientuje na přeměnu vysloužilých uhelných elektráren v Chile na skladovací zařízení. [50]

Určení CAPEXU systému zahrnuje následující předpoklady:

- U zařízení nebude nutná jakákoli změna pro připojení zařízení do rozvodné sítě
- Zařízení není již nadále provozováno na fosilní paliva
- Pro stanovení nákladu na generátor páry byl ve zdroji uvažován generátor o konstantním výkonu 600 MW. Pro stanovení CAPEX této komponenty bude uvažována hodnota snížená v poměru výkonu parního generátoru u navrženého zařízení
- Z důvodu, že nejsem exaktněji schopen určit cenu za potrubí nebo čerpadla, která akumulací systém obsahuje jsem převzal měrné náklady na akumulací systém. Věřím, že výsledná hodnota bude tak bližší reálné ceně.
- Převzaté měrné ceny jsou platné pro rok uvedený ve zdrojové publikaci, souhrnně lze konstatovat, že se jedná o ceny platné k roku 2020.

Tabulka 15 Měrné hodnoty za komponenty a integraci akumulacího systému [50]

Položka	jednotka	hodnota
Elektrický ohříváč	\$/kWel	100
Skladovací systém	\$/kWh	23
Solární sůl	\$/t	Zahrnuto ve skladovacím systému
Čerpadla soli	\$/kW	Zahrnuto ve skladovacím systému
Potrubí pro HTF	\$/kW	Zahrnuto ve skladovacím systému
Generátor páry	\$/kW	76 (hodnota upravena)
Integrace do stávajícího systému	\$/kW	10
Celkové příplatky (design, rizika)	% z CAPEX	30
Provoz a údržba (OPEX)	% z CAPEX	20



Společné náklady pro všechny zvolené varianty, jež mají stejnou hodnotu jsou:

**Náklady na parní generátor:**

$$I_{SG-ABCD} = 505.49 \cdot 76 \cdot 1000 = 38\,427\,240 \text{ \$}$$

**Integrovaní do stávající infrastruktury:**

$$I_{intABCD} = 505.49 \cdot 10 \cdot 1000 = 5\,054\,900 \text{ \$}$$

## 9.1. CAPEX varianta A

System pro vybíjení při plném výkonu po dobu 4 hodin.

Tepelná kapacita úložiště 2022 GWh

**Náklady za úložiště A:**

$$I_{TESA} = 2022 \cdot 23 \cdot 1000 = 46\,506\,000 \text{ \$}$$

**Náklady na elektrický ohřev jsou seřazeny podle požadavku na dobu nabití systému:**

Čas [h]	Příkon ohříváče [MWe]	Náklady [\\$]
4	516	51 600 000
8	258	25 800 000
10	206	20 600 000

**Vícenáklady A:**

Vícenáklady na projektování a případná rizika jsou vyčíslena jako 30% z CAPEXU

$$I_{ExtraA} = \sum (TES, SG, S_{int}) \cdot 0,3$$

Celkový CAPEX za variantu A

$$CAPEX_{A4} = 191\,128\,442 \text{ \$}$$

$$CAPEX_{A8} = 157\,588\,442 \text{ \$}$$

$$CAPEX_{A10} = 150\,828\,442 \text{ \$}$$

## 9.2. CAPEX varianta B

System pro vybíjení při plném výkonu po dobu 8 hodin.

Tepelná kapacita úložiště 4044 GWh

### Náklady za úložiště B:

$$I_{TESB} = 4044 \cdot 23 \cdot 1000 = 96\,830\,000 \text{ \$}$$

Náklady na elektrický ohřev jsou seřazeny podle požadavku na dobu nabití systému:

Čas [h]	Příkon ohřivače [MWe]	Náklady [\\$]
4	1032	103 200 000
8	516	51 600 000
10	413	41 300 000

### Vícenáklady B:

Vícenáklady na projektování a případná rizika jsou vyčíslena jako 30% z CAPEXU

$$I_{extraB} = \sum (TES, SG, S_{int}) \cdot 0,3$$

Celkový CAPEX za variantu B

$$CAPEX_{B4} = 272\,029\,642 \text{ \$}$$

$$CAPEX_{B8} = 230\,749\,642 \text{ \$}$$

$$CAPEX_{B10} = 222\,459\,642 \text{ \$}$$

## 9.3. CAPEX varianta C

System pro vybíjení při plném výkonu po dobu 10 hodin.

Tepelná kapacita úložiště 5055 GWh

### Náklady za úložiště C:

$$I_{TESC} = 5055 \cdot 23 \cdot 1000 = 116\,265\,000 \text{ \$}$$

Náklady na elektrický ohřev jsou seřazeny podle požadavku na dobu nabití systému

Čas [h]	Příkon ohřivače [MWe]	Náklady [\\$]
4	1290	129 000 000
8	645	64 500 000
10	516	51 600 000

### Vícenáklady C:

Vícenáklady na projektování a případná rizika jsou vyčíslena jako 30% z CAPEXU

$$I_{extraC} = \sum (TES, SG, S_{int}) \cdot 0,3$$

Celkový CAPEX za variantu C:

$$CAPEX_{C4} = 305\,035\,142 \text{ \$}$$

$$CAPEX_{C8} = 259\,885\,142 \text{ \$}$$

$$CAPEX_{C10} = 250\,815\,142 \text{ \$}$$

## 9.4. CAPEX varianta D

System pro vybíjení při plném výkonu po dobu 12 hodin.

Tepelná kapacita úložiště 6066 GWh

**Náklady za úložiště D:**

$$I_{TESD} = 6066 \cdot 23 \cdot 1000 = 139\,518\,000 \text{ \$}$$

**Náklady na elektrický ohřev jsou seřazeny podle požadavku na dobu nabití systému**

Čas [h]	Příkon ohřivače [MWe]	Náklady [\\$]
4	1547	154 700 000
8	774	77 400 000
10	619	61 900 000

**Vícenáklady D:**

Vícenáklady na projektování a případná rizika jsou vyčíslena jako 30% z CAPEXU

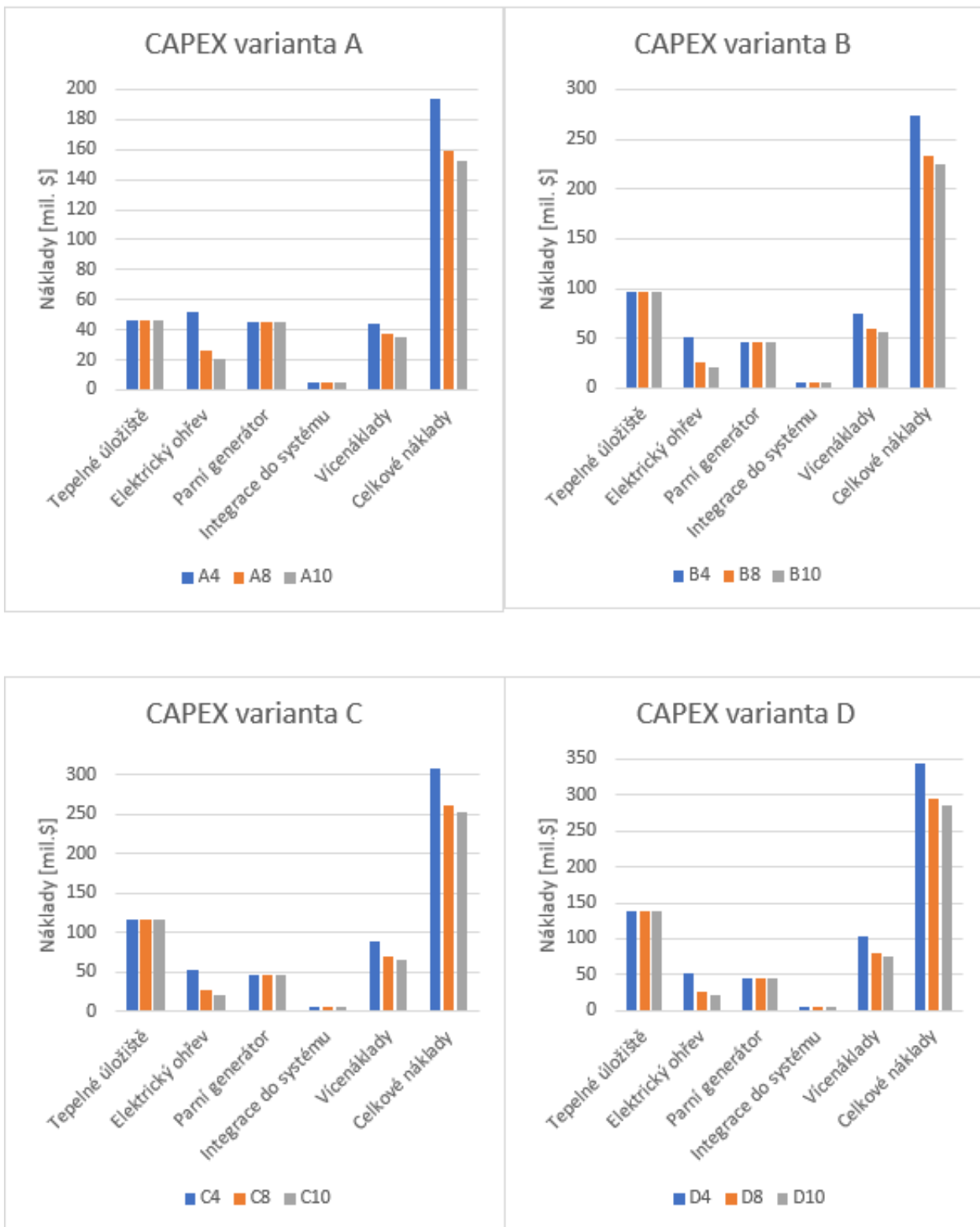
$$I_{ExtraD} = \sum (TES, SG, S_{int}) \cdot 0,3$$

Celkový CAPEX za variantu D

$$CAPEX_{D4} = 342\,974\,042 \text{ \$}$$

$$CAPEX_{D8} = 293\,984\,042 \text{ \$}$$

$$CAPEX_{D10} = 284\,134\,042 \text{ \$}$$



Obrázek 18 porovnání CAPEXU jednotlivých variant systému

## 9.5. Provozní náklady OPEX

Tabulka 16 Provozní roční náklady jsou dle [49] odhadnuty jako 3% z CAPEXU.

Varianta	CAPEX [mil \$]	OPEX [mil \$]
A4	191,13	5.80
A8	157,59	4.79
A10	150,83	4.59
B4	272,03	8.22
B8	230,75	6.99
B10	222,46	6.74
C4	305,04	9.21
C8	259,89	7.86
C10	250,82	7.56
D4	342,97	10.35
D8	293,98	8.88
D10	284,13	8.56

## 10. Provozní režimy

Zařízení lze provozovat ve dvou základních režimech, jimiž jsou vybíjení a nabíjení systému. Tyto dva režimy lze ještě nadále klasifikovat dle četnosti nabíjecích a vybíjecích cyklů v čase a velikostí časových intervalů mezi nimi.

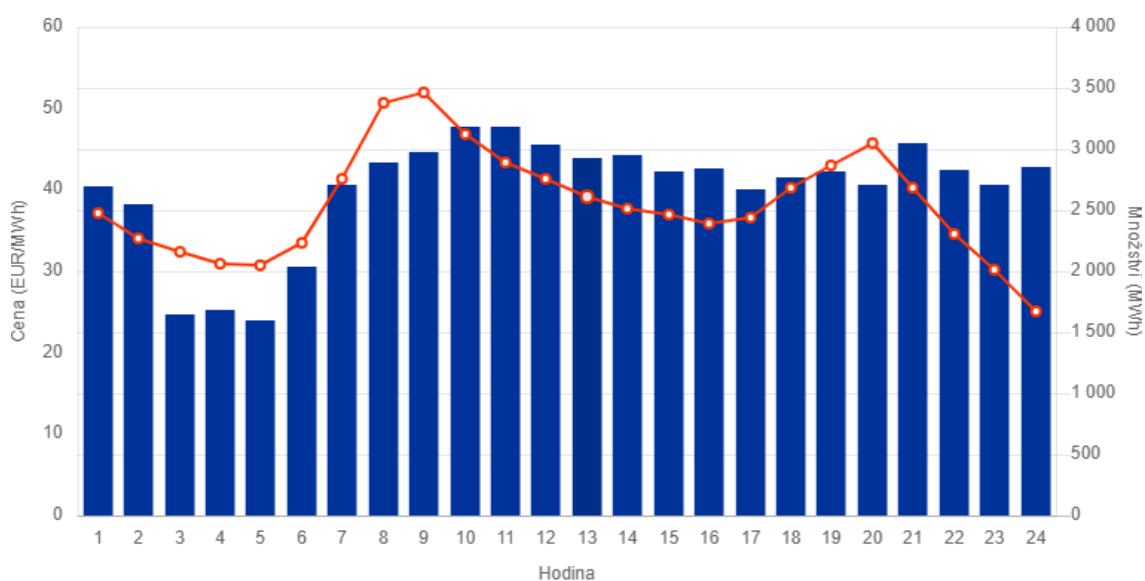
Pro provoz systému byly přijaty následující předpoklady:

- V provozních stavech není uvažována dodávka užitečného tepla z odběru turbíny zejména kvůli charakteru diskontinuálního provozu zařízení. Carnotova baterie bude využívat nejpravděpodobněji cyklických rozdílů ceny elektřiny podle odběru a výkonu OZE daných klimatickými podmínkami. Takovýto provoz není s dodávkou tepla slučitelný. V případě, že by musela být držena záložní kapacita zásobníku pro pokrytí požadovaných dodávek tepla, která by nemohla být využita pro výrobu elektřiny, zásobník by se zbytečně zvětšoval. Z ekonomického pohledu není reálné časté dosažení tak nízké ceny elektřiny, aby z ní bylo možné efektivně vyrábět teplo. Konverze tepla uloženého v Carnotově baterii bude ekonomicky vždy preferovaná opět do elektřiny v období její vysoké ceny.
- Vybíjení a nabíjení neprobíhá současně.
- Vybíjení a nabíjení na denní bázi v letním měsíci je uvažováno pro dále popsany modelový den.
- Nabíjení systému v letním měsíci probíhá levnou elektřinou mimo odběrovou špičku.
- Vybíjení systému probíhá v době maximální ceny elektřiny na trhu.
- Při dlouhodobém skladování jsou levnou elektřinou kryty tepelné ztráty rezervoáru..
- Nejsou uvažovány přechodové stavy zařízení například při najíždění systému a jeho sjíždění. Tento předpoklad je dán bilančním přístupem k celé práci.

## 10.1. Provoz systému – letní dny

Vzhledem k tomu, že takovéto systémy by měly usnadnit integraci obnovitelných zdrojů do energetického mixu, se bude pro nabíjení systému uvažovat nákupní cena elektřiny v letních měsících, kdy v našich zeměpisných šířkách svítí nejvíce slunce. S ohledem na průběhy grafu cen elektřiny budeme uvažovat nabíjení variant systémů v časovém horizontu 4, 8 a 10 hodin.

Na obrázku 19 je zachycen průběh cen elektřiny v ČR ze dne 25.8.2020.



Obrázek 19 Vývoj ceny elektřiny pro vybraný letní den v ČR [57]

Tabulka 17 Vybrané hodiny s nejnižší cenou elektřiny pro letní den

hodina	Cena [EUR/MWh]
2	34.01
3	32.41
4	30.93
5	30.75
6	33.55
16	35.89
17	36.50
22	34.58
23	30.10
24	25.07

Tabulka 18 Nejvyšší ceny elektřiny ve vybraném letním dni pro vybrané hodiny

hodina	Cena [EUR/MWh]
9	51.97
8	50.74
10	46.79
20	45.69
11	43.34
19	43.06
12	41.35
7	41.30
18	40.30
21	40.20
13	39.10
14	37.70

Průměrná cena elektřiny, za kterou by se systém nabíjel po dobu **4 hodiny** bude získána jako průměr hodnot z hodin 4, 5, 23, 24 která činí **29.21 EUR/MWh**.

Průměrná cena elektřiny, za kterou by se systém nabíjel po dobu **8 hodin** bude získána jako průměr 8 nejnižších hodnot z vybraných hodin (2, 3, 4, 5, 6, 22, 23, 24) v nichž byla elektřina vybraný den nejlevnější. Tato hodnota je **31.425 EUR/MWh**.

Průměrná cena elektřiny, za kterou by se systém nabíjel po dobu **10 hodin** bude získána jako průměr všech hodnot z vybraných hodin, v nichž byla elektřina vybraný den nejlevnější. Tato hodnota je **32.38 EUR/MWh**.



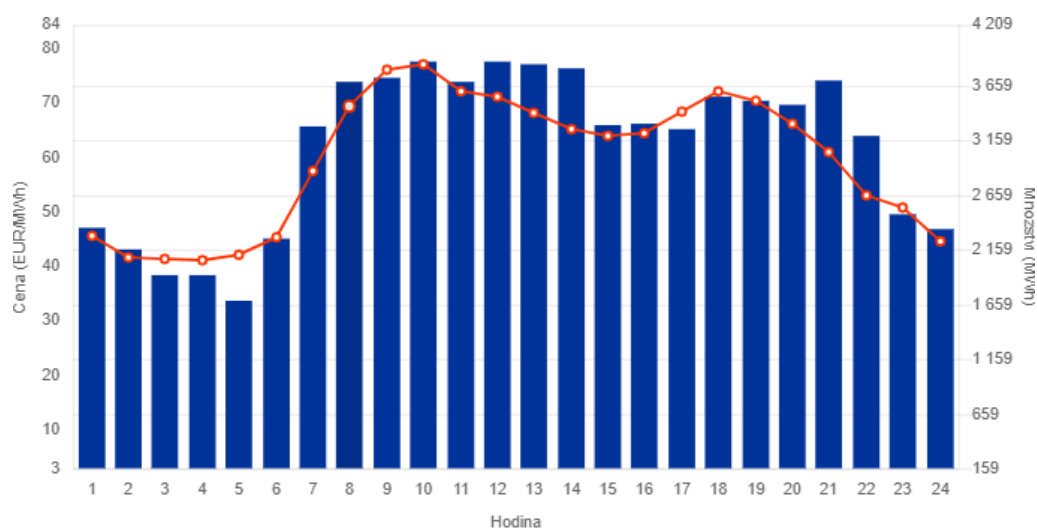
Tabulka 19 Ceny za 1 nabití jednotlivých variant systému ve vybraném letním dnu

Varianta	Doba nabíjení [h]	Příkon topného tělesa [MW]	Cena za elektřinu [EUR]
A	4	516	60 294
	8	258	64 861
	10	206	66 700
B	4	1032	120 589
	8	516	129 722
	10	413	133 725
C	4	1290	150 736
	8	645	162 153
	10	516	167 075
D	4	1547	180 767
	8	774	194 583
	10	619	200 426

Cena elektřiny pro nabití systému za 4 hodiny se dle varianty pohybuje od 60 284 EUR pro variantu A (vybití po dobu 4 hodin) do 180 767 EUR u varianty D (vybití po dobu 12 hodin.)

## 10.2. Provoz systému zimní den

Na obrázku 20 je zachycen průběh cen elektřiny ze zvoleného dne 26.1.2021



Obrázek 20 Vývoj ceny elektřiny pro vybraný zimní den [57]

*Tabulka 20 Vybrané hodiny s nejnižší cenou elektřiny pro zimní den*

hodina	Cena [EUR/MWh]
1	45.61
2	41.67
3	41.5
4	41.32
5	42.3
6	45.54
7	57.47
22	53
23	50.96
24	44.71

*Tabulka 21 Nejvyšší ceny elektřiny ve vybraném zimním dni pro vybrané hodiny*

hodina	Cena [EUR/MWh]
10	77.1
9	76.0
11	72.21
18	72.0
12	71.02
19	70.4
8	69.48
17	68.48
13	68.15
20	66.15
14	65.1
16	64.37

Průměrná cena elektřiny, za kterou by se systém nabíjel po dobu **4 hodin** bude získána jako průměr hodnot z hodin 2, 3, 4, 5 která činí **41.70 EUR/MWh**.

Průměrná cena elektřiny, za kterou by se systém nabíjel po dobu **8 hodin** bude získána jako průměr 8 nejnižších hodnot z vybraných hodin (1, 2, 3, 4, 5, 6, 23, 24) v nichž byla elektřina vybraný den nejlevnější. Tato hodnota je **44.2 EUR/MWh**.

Průměrná cena elektřiny, za kterou by se systém nabíjel po dobu **10 hodin** bude získána jako průměr všech hodnot z vybraných hodin, v nichž byla elektřina vybraný den nejlevnější. Tato hodnota je **46.4 EUR/MWh**.

*Tabulka 22 Ceny za 1 nabití jednotlivých variant systému ve vybraném zimním dnu*

Varianta	Doba nabíjení [h]	Příkon topného tělesa [MW]	Cena za elektřinu [EUR]
A	4	516	86 064
	8	258	91 231
	10	206	95 600
B	4	1032	172 127
	8	516	182 463
	10	413	191 665
C	4	1290	215 159
	8	645	228 078
	10	516	239 465
D	4	1547	258 024
	8	774	273 694
	10	619	287 266

### 10.3. Účinnosti systému v různých provozních režimech

V tabulce 23 jsou zrekapitulovány základní parametry úložiště, které při vybíjení dodává do sítě elektřinu o čistém výkonu 200 MW<sub>e</sub>.

*Tabulka 23 Elektřina spotřebovaná pro nabití všech variant systémů*

Varianta systému	Tepelná kapacita úložiště [MWh]	Doba vybíjení systému [h]	Elektřina odebraná z rozvodné sítě [MW <sub>e</sub> ]	Elektřina dodaná systémem do sítě [MW <sub>e</sub> ]
A	2022	4	2063	800
B	4044	8	4126	1600
C	5055	10	5158	2000
D	6066	12	6189	2400

**Elektrická vratná účinnost systému:**

$$\eta_{\text{round}} = \frac{E_v}{E_n} = \frac{800}{2063} = \frac{1600}{4126} = \frac{2000}{5158} = \frac{2400}{6189} = 0.387$$

Dle vzorce pro elektrickou vratnou účinnost systému by cena elektřiny, za kterou systém energie dodává zpět do sítě musela být alespoň **2.57 krát** vyšší než cena elektřiny, kterou je akumulací systém nabíjen, aby se náklady na elektřinu a zisk z její výroby vyrovnaly.

Cena za nabití systému pro osmi hodinovou akumulaci (systém B) ve zvoleném dni dle vybrané doby pro nabití systému byla vypočtena jako:

120 589,2 EUR za nabití během 4 hodin

129 722,4 EUR za nabití během 8 hodin

133 725,3 EUR za nabití během 10 hodin

Za prodej elektřiny dodané systémem do sítě ve vybraných 8 hodinách, které měli nejvyšší hodnotu ceny elektřiny při prodeji v letním a v zimním dnu:

$$Prodej_{léto} = 1600 \cdot 45.53 = 72\,848 \text{ EUR}$$

$$Prodej_{zima} = 1600 \cdot 72.086 = 115\,338 \text{ EUR}$$

Cena za vyrobenou elektřinu se ani při uvažovaném okamžitém vybití systému v rámci jednoho dne bez markantního vlivu tepelných ztrát rezervoárů nepřesáhne cenu elektřiny pro nabití systému ani za předpokladu, že by byl systém nabíjen v letním a vybíjen v zimním měsíci.

Dále bude uvažován delší časový interval, při kterém

V dalším kroku bude uvažován systém B, pro který byl v kapitole 8.4.3 spočítán tepelný tok akumulacími nádržemi.

Tepelný tok teplou akumulacími nádržemi:

$$\dot{Q}_{hot} = 931.2 \text{ kW}$$

Tepelný tok studenou akumulacími nádržemi:

$$\dot{Q}_{cold} = 213.6 \text{ kW}$$

Tepelný tok z obou nádrží je tedy roven:

$$\dot{Q}_c = \dot{Q}_{cold} + \dot{Q}_{hot} = 1146.2 \text{ kW}$$

Pokud by nabitý systém setrval například 37 dní přijde o naakumulovanou kapacitu o hodnotě:

$$Q_{lost} = \dot{Q}_c \cdot t = 1146.2 \cdot 37 \cdot 24 = 101.782 \text{ MWh}$$

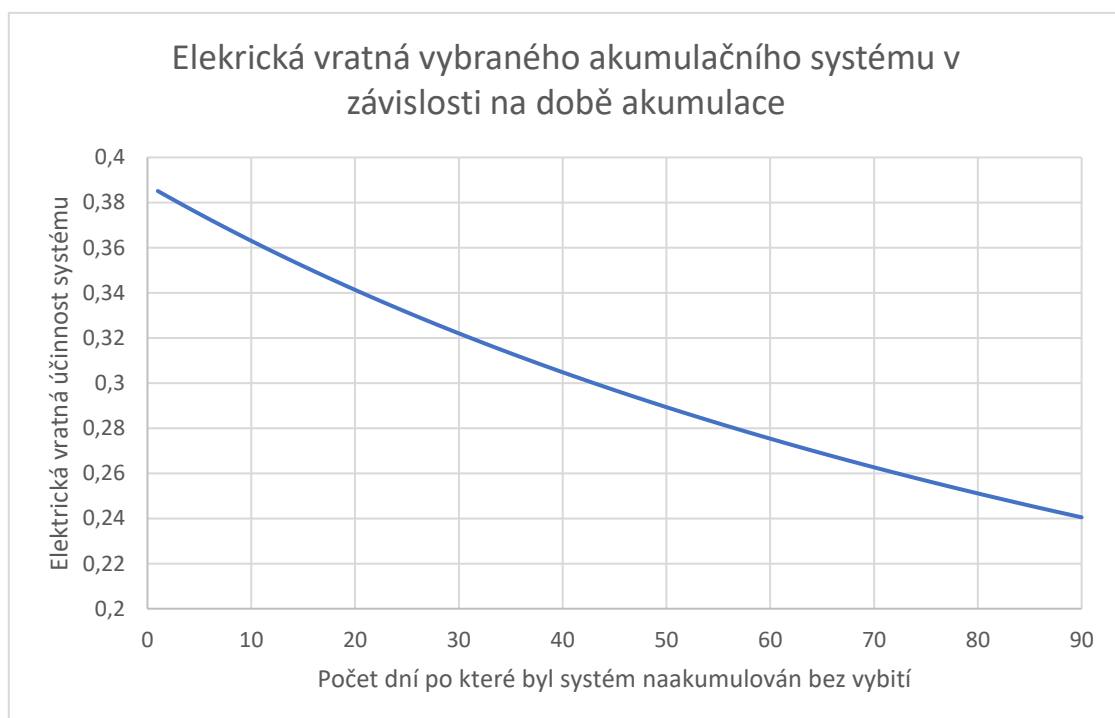
Při stanovené účinnosti odporového ohříváče  $\eta_r = 98\%$  se pro dobití systému bude muset odebrat ze sítě dalších 1038.597 MWe při stejné ceně 45.53 EUR/MWh Odporový ohřev u varianty B4 má příkon 1032 MWe, takže během uvažovaných 36 dnů bude napájet akumulací systém po dobu cca jedné hodiny, aby došlo k jeho dobití. Náklady na nabití systému vzrostou o hodnotu:

$$I_{dobití} = 45.53 \cdot 1038 = 47\,260 \text{ EUR}$$

Nová elektrická vratná účinnost systému po zvolených 36 dnech akumulace:

$$\eta_{round36} = \frac{E_v}{E_n} = \frac{1600}{4126 + 1038} = 0.309$$

Na obrázku 21 je graf znázorňující pokles hodnoty zpáteční účinnosti navrženého systému způsobenou tepelnou ztrátou úložiště. Výpočet předpokládá konstantní tepelný tok z nadrží.



Obrázek 21 Závislost elektrické vratné účinnosti na době akumulace bez vybití systému

## 11. Závěr

Cílem práce bylo navržení akumulčního systému tepelné Carnotovy baterie a jeho integrace do hnědouhelné teplárny. Dalším cílem byl návrh klíčových komponent systému (akumulační nádrže, pracovní látka, výměníku pro přenos tepla mezi solnou a parní/vodní částí oběhu) a stanovení odhadu investičních a provozních nákladů. Posledním cílem byl návrh provozních režimů na základě nákupní a prodejní ceny elektřiny.

V úvodu práce je zhotovena rešerše akumulace energie se zaměřením na tepelnou akumulaci. V práci byl představen koncept technologie Carnotovy baterie. Dále byly popsány různé druhy této technologie a různá akumulční média vhodná pro tyto aplikace, zejména pak látky akumulující citelné teplo. Byly popsány již postavené nebo připravované zařízení využívající tuto technologii.

Pro návrh integrace systému byla vybrána tekutá sůl běžně používaná a prověřená v solárních aplikacích. Pro zvolené varianty akumulční kapacity byly určeny parametry a množství skladovacího média, velikosti rezervoárů, jejich izolace a byly stanoveny tepelné ztráty úložiště a doba zatuhnutí soli v systému pro vybranou variantu. Při návrhu komponent byli upřesněny hlavní provozní parametry: teploty, účinnosti, tlaky pracovních medií a výkony jednotlivých výměníků.

Dále byl stanoven odhad CAPEX uvažovaného systému, dále odhad jeho OPEX a byly zvoleny provozní režimy pro krátkodobou (denní) akumulaci a určení elektrické vratné účinnosti pro dlouhodobou akumulaci. Ekonomika tohoto systému je závislá na cenách nízkých cenách odebrané elektřiny mimo odběrovou špičku nebo při přebytcích daných nadvýrobou OZE a vysokou cenou vyráběné elektřiny v opačných tržních podmínkách. Na typických dnech uvedených v práci je vidět prostor pro takovou peak offpeak akumulaci. Nebylo předmětem práce určovat budoucí vývoj trhu s elektrickou energií.

Podobné transformace uhelných elektráren a tepláren, které se odstavují nebo budou odstavovat kvůli dekarbonizaci energetického sektoru, budou jistě tématem v nadcházejících letech.

## 12. Reference

- [1] DESIDERI, Adriano, Sergei GUSEV, Martijn VAN DEN BROEK, Vincent LEMORT a Sylvain QUOILIN. Experimental comparison of organic fluids for low temperature ORC (organic Rankine cycle) systems for waste heat recovery applications. *Energy* [online]. 2016, **97**, 460–469. ISSN 03605442. Dostupné z: doi:10.1016/j.energy.2015.12.012
- [2] KADOSHIN, Shiro, Takashi NISHIYAMA a Toshihide ITO. The trend in current and near future energy consumption from a statistical perspective. *Applied Energy* [online]. 2000, **67**(4), 407–417. ISSN 03062619. Dostupné z: doi:10.1016/S0306-2619(00)00033-7
- [3] LANTZ, Martin. *Azelio's Thermal Battery for Combined Heat and Power-A Thermo-economic and Market Research Study*. nedatováno.
- [4] LACAL-ARANTEGUI, Roberto, Niall FITZGERALD a Paul LEAHY. *Pumped-hydro energy storage: potential for transformation from single dams* [online]. 2012. ISBN 9789279231827. Dostupné z: doi:10.2790/44844
- [5] LUO, Xing, Jihong WANG, Mark DOONER a Jonathan CLARKE. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy* [online]. 2015, **137**, 511–536. ISSN 03062619. Dostupné z: doi:10.1016/j.apenergy.2014.09.081
- [6] *Energetika – vybrané pojmy (I) - TZB-info* [online]. [vid. 2020-09-05]. Dostupné z: <https://energetika.tzb-info.cz/9668-energetika-vybrane-pojmy-i>
- [7] ANEKE, Mathew a Meihong WANG. *Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review* [online]. B.m.: Elsevier Ltd. 1. říjen 2016. ISSN 03062619. Dostupné z: doi:10.1016/j.apenergy.2016.06.097
- [8] HADJIPASCHALIS, Ioannis, Andreas POULLIKKAS a Venizelos EFTHIMIOU. *Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications* [online]. B.m.: Pergamon. 1. srpen 2009. ISSN 13640321. Dostupné z: doi:10.1016/j.rser.2008.09.028
- [9] BENATO, Alberto a Anna STOPPATO. *Pumped Thermal Electricity Storage: A technology overview* [online]. B.m.: Elsevier Ltd. 1. červen 2018. ISSN 24519049. Dostupné z: doi:10.1016/j.tsep.2018.01.017. zdroj 84
- [10] BUDT, Marcus, Daniel WOLF, Roland SPAN a Jinyue YAN. *A review on compressed air*

- energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments* [online]. B.m.: Elsevier Ltd. 15. květen 2016. ISSN 03062619. Dostupné z: doi:10.1016/j.apenergy.2016.02.108
- [11] RAHMAN, Md Mustafizur, Abayomi Olufemi ONI, Eskinder GEMECHU a Amit KUMAR. *Assessment of energy storage technologies: A review* [online]. B.m.: Elsevier Ltd. 1. listopad 2020. ISSN 01968904. Dostupné z: doi:10.1016/j.enconman.2020.113295
- [12] IRENA. Utility-Scale Batteries Innovation Landscape Brief. *International Renewable Energy Agency* [online]. 2019, 7 [vid. 2021-02-09]. Dostupné z: [www.irena.org](http://www.irena.org)
- [13] CABEZA, Luisa F. *Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications* [online]. 2014. ISBN 9781782420965. Dostupné z: doi:10.1016/C2013-0-16453-7
- [14] VIGNESHWARAN, K., Gurpreet SINGH SODHI, P. MUTHUKUMAR a Senthilmurugan SUBBIAH. Concrete based high temperature thermal energy storage system: Experimental and numerical studies. *Energy Conversion and Management* [online]. 2019, **198**, 111905. ISSN 01968904. Dostupné z: doi:10.1016/j.enconman.2019.111905
- [15] *Integrated focal solar receiver with thermal storage with COFALIT | ANR* [online]. [vid. 2021-02-09]. Dostupné z: <https://anr.fr/Project-ANR-13-SEED-0008>
- [16] *ZrO2 Castable Cement* [online]. [vid. 2021-02-09]. Dostupné z: <https://www.final-materials.com/gb/183-zro2-castable-cement>
- [17] *(PDF) Thermal energy storage for concentrating solar power plants* [online]. [vid. 2020-12-08]. Dostupné z: [https://www.researchgate.net/publication/272204601\\_Thermal\\_energy\\_storage\\_for\\_concentrating\\_solar\\_power\\_plants](https://www.researchgate.net/publication/272204601_Thermal_energy_storage_for_concentrating_solar_power_plants)
- [18] *Akumulace tepelné energie - fyzikální principy - TZB-info* [online]. [vid. 2020-12-08]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/akumulace-tepla/1482-akumulace-tepelne-energie-fyzikalni-principy>
- [19] ALVA, Guruprasad, Yaxue LIN a Guiyin FANG. *An overview of thermal energy storage systems* [online]. B.m.: Elsevier Ltd. 1. únor 2018. ISSN 03605442. Dostupné z: doi:10.1016/j.energy.2017.12.037
- [20] GONZÁLEZ-ROUBAUD, Edouard, David PÉREZ-OSORIO a Cristina PRIETO. *Review of commercial thermal energy storage in concentrated solar power plants: Steam vs.*



- molten salts* [online]. B.m.: Pergamon. 1. prosinec 2017 [vid. 2018-03-30]. ISBN 1364-0321. Dostupné z: doi:10.1016/j.rser.2017.05.084
- [21] KRÜGER, Michael, Selman MUSLUBAS, Thomas LOEPER, Freerk KLASING, Philipp KNÖDLER a Christian MIELKE. Potentials of thermal energy storage integrated into steam power plants. *Energies* [online]. 2020, **13**(9). ISSN 19961073. Dostupné z: doi:10.3390/en13092226
- [22] KOPP, Joseph E. Two-tank indirect thermal storage designs for solar parabolic trough power plants [online]. 2009 [vid. 2018-05-27]. Dostupné z: <https://digitalscholarship.unlv.edu/thesedissertations>
- [23] HOIVIK, Nils, Christopher GREINER, Eva Bellido TIRADO, Juan BARRAGAN, Pål BERGAN, Geir SKEIE, Pablo BLANCO a Nicolas CALVET. Demonstration of EnergyNest thermal energy storage (TES) technology. *AIP Conference Proceedings* [online]. 2017, **1850**(June). ISSN 15517616. Dostupné z: doi:10.1063/1.4984432
- [24] *Thermal Battery Technology | Modular, scalable, recycable* [online]. [vid. 2021-02-01]. Dostupné z: <https://energy-nest.com/technology/>
- [25] HALIM, Mohd, Shah ISMAIL, Mustafa KAMAL, Abdul AZIZ a Noor Azian MORAD. *Research work on steam accumulator in palm oil mill Palm oil milling View project Removal of heavy metal View project* [online]. 2009 [vid. 2020-11-02]. Dostupné z: <http://www.eurojournals.com/ejsr.htm>
- [26] *615 - AKUMULÁTORŮ TEPLA JEŠTĚ NEDOZRÁLY* [online]. [vid. 2020-11-02]. Dostupné z: [https://www.cez.cz/edee/content/file/static/encyklopedie/encyklopedie-energetiky/06/akumulat\\_1.html](https://www.cez.cz/edee/content/file/static/encyklopedie/encyklopedie-energetiky/06/akumulat_1.html)
- [27] DUMONT, Olivier, Guido Francesco FRATE, Aditya PILLAI, Steven LECOMPTE, Michel DE PAEPE a Vincent LEMORT. Carnot battery technology: A state-of-the-art review. *Journal of Energy Storage* [online]. 2020, **32**, 101756. ISSN 2352152X. Dostupné z: doi:10.1016/j.est.2020.101756
- [28] *Skladování elektřiny prostřednictvím tepla aneb Carnotovy baterie 1. díl – principy a přehled - TZB-info* [online]. [vid. 2021-02-10]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/akumulace-elektriny/21610-skladovani-elektriny-prostrednictvim-tepla-aneb-carnotovy-baterie-1-dil-principy-a-prehled>
- [29] MA, Zhiwen, Greg C. GLATZMAIER a Charles F. KUTSCHER. Thermal energy storage and its potential applications in solar thermal power plants and electricity storage. *ASME*

- 2011 5th International Conference on Energy Sustainability, ES 2011 [online]. 2011, (PARTS A, B, AND C), 447–456. Dostupné z: doi:10.1115/ES2011-54077
- [30] *Carnot battery - Wikipedia* [online]. [vid. 2021-02-09]. Dostupné z: [https://en.wikipedia.org/wiki/Carnot\\_battery](https://en.wikipedia.org/wiki/Carnot_battery)
- [31] FRATE, Guido Francesco, Lorenzo FERRARI a Umberto DESIDERI. Rankine Carnot Batteries with the Integration of Thermal Energy Sources: A Review [online]. nedatováno [vid. 2020-11-29]. Dostupné z: doi:10.3390/en13184766
- [32] STEINMANN, W. D. The CHEST (Compressed Heat Energy STORAGE) concept for facility scale thermo mechanical energy storage. *Energy* [online]. 2014, **69**, 543–552. ISSN 03605442. Dostupné z: doi:10.1016/j.energy.2014.03.049
- [33] STEINMANN, Wolf Dieter. *Thermo-mechanical concepts for bulk energy storage* [online]. B.m.: Elsevier Ltd. 1. srpen 2017. ISSN 18790690. Dostupné z: doi:10.1016/j.rser.2016.10.065
- [34] DESRUES, T., J. RUER, P. MARTY a J. F. FOURMIGUÉ. A thermal energy storage process for large scale electric applications. *Applied Thermal Engineering* [online]. 2010, **30**(5), 425–432. ISSN 13594311. Dostupné z: doi:10.1016/j.applthermaleng.2009.10.002
- [35] STEINMANN, Wolf Dieter, Henning JOCKENHÖFER a Dan BAUER. Thermodynamic Analysis of High-Temperature Carnot Battery Concepts. *Energy Technology* [online]. 2020, **8**(3), 1900895 [vid. 2020-09-13]. ISSN 21944296. Dostupné z: doi:10.1002/ente.201900895
- [36] ENERGY STORAGE ASSOCIATION. Thermal Energy Storage Technology | Energy Storage Association. *Thermal Energy Storage* [online]. 2019 [vid. 2020-04-28]. Dostupné z: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/thermal-energy-storage/>
- [37] KIM, Young Min, Dong Gil SHIN, Sun Youp LEE a Daniel FAVRAT. Isothermal transcritical CO<sub>2</sub> cycles with TES (thermal energy storage) for electricity storage. *Energy* [online]. 2013, **49**(1), 484–501. ISSN 03605442. Dostupné z: doi:10.1016/j.energy.2012.09.057
- [38] MCTIGUE, Joshua. „Carnot Batteries“ for electricity storage Josh McTigue Yale *Blueprint Webinars: The Next Step? NREL and Malta discuss Thermal Energy Storage Solutions* [online]. 2019 [vid. 2021-02-09]. Dostupné z: [https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\\_FastFacts.p](https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.p)

df

- [39] X - Malta [online]. [vid. 2020-09-14]. Dostupné z: <https://x.company/projects/malta/>
- [40] V Chile vyvíjí velkoobjemové kryogenní zařízení pro akumulaci energie [online]. [vid. 2020-12-09]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/akumulace-energie/chile-vyviji-velkoobjemove-kryogenni-zarizeni-akumulaci-energie#comments>
- [41] SIMENS GAMESA. *Thermal energy storage with ETES I Siemens Gamesa* [online]. [vid. 2020-09-14]. Dostupné z: <https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/hybrid-and-storage/thermal-energy-storage-with-etes>
- [42] THE ENGINEER. *Team connects first grid-scale pumped heat energy storage system* *The Engineer* [online]. 2019 [vid. 2020-09-14]. Dostupné z: <https://www.theengineer.co.uk/grid-scale-pumped-heat-energy-storage/>
- [43] HIGHVIEW-POWER. *Liquid air energy storage animation 2018* [online]. 2018 [vid. 2020-09-14]. Dostupné z: [https://www.youtube.com/watch?v=kDvLh\\_aG7iA&ab\\_channel=HighviewPower](https://www.youtube.com/watch?v=kDvLh_aG7iA&ab_channel=HighviewPower)
- [44] HIGHVIEW POWER STORAGE. *Plants | Highview Power* [online]. [vid. 2020-09-14]. Dostupné z: <https://highviewpower.com/plants/>
- [45] *Highview Enlasa to develop cryogenic energy storage in Latin America* [online]. [vid. 2020-12-09]. Dostupné z: <https://www.powerengineeringint.com/smart-grid-td/energy-storage/highview-enlasa-to-develop-utility-scale-cryogenic-energy-storage-in-latin-america/>
- [46] THESS, André a Dan BAUER. Second International Workshop on Carnot Batteries [online]. 2020, (September). Dostupné z: [www.DLR.de/TT](http://www.DLR.de/TT)
- [47] YAMAMOTO, Kenjiro, Kazuhiro DOMOTO, Makoto TOBO a Tsutomu KAWAMIZU. *Thermal Storage System to Provide Highly-efficient Electric Power Resilience in the Era of Renewable Energy TAKAHIRO YAMANA \*5 YUJI OTA \*6*. 2020.
- [48] WOJCIK, Jacek D. a Jihong WANG. Technical feasibility study of thermal energy storage integration into the conventional power plant cycle. *Energies* [online]. 2017, **10**(2). ISSN 19961073. Dostupné z: [doi:10.3390/en10020205](https://doi.org/10.3390/en10020205)
- [49] RICHTER, Marcel, Florian MÖLLENBRUCK, Andreas STARINSK, Gerd OELJEKLAUS a Klaus GÖRNER. Flexibilization of Coal-fired Power Plants by Dynamic Simulation. *Proceedings of the 11th International Modelica Conference, Versailles, France, September 21-23, 2015* [online]. 2015, **118**(September), 715–723. Dostupné

z: doi:10.3384/ecp15118715

- [50] GEYER, Michael, Franz TRIEB, Stefano GIULIANO a Rainer SCHRÖER. *Repurposing of existing coal-fired power plants into Thermal Storage Plants for renewable power in Chile* [online]. 2020 [vid. 2020-12-21]. Dostupné z: [www.minenergia.cl](http://www.minenergia.cl)
- [51] GONZÁLEZ-GÓMEZ, Pedro Ángel, Fontina PETRAKOPOULOU, Javier Villa BRIONGOS a Domingo SANTANA. Steam generator design for solar towers using solar salt as heat transfer fluid. In: *AIP Conference Proceedings* [online]. B.m.: American Institute of Physics Inc., 2017. ISBN 9780735415225. Dostupné z: doi:10.1063/1.4984363
- [52] *Elektrárna Mělník – Wikipedie* [online]. [vid. 2021-02-10]. Dostupné z: [https://cs.wikipedia.org/wiki/Elektrárna\\_Mělník](https://cs.wikipedia.org/wiki/Elektrárna_Mělník)
- [53] LI, Xiaolei, Ershu XU, Shuang SONG, Xiangyan WANG a Guofeng YUAN. Dynamic simulation of two-tank indirect thermal energy storage system with molten salt. *Renewable Energy* [online]. 2017, **113**, 1311–1319 [vid. 2018-05-22]. ISSN 18790682. Dostupné z: doi:10.1016/j.renene.2017.06.024
- [54] SOHAL, Manohar S, Matthias A EBNER, Piyush SABHARWALL a Phil SHARPE. *Engineering Database of Liquid Salt Thermophysical and Thermochemical Properties* [online]. 2010 [vid. 2020-12-30]. Dostupné z: <http://www.inl.gov>
- [55] *Fyzikální vlastnosti nerezové oceli - znalosti - Jiangsu Jianghehai Stainless Steel Co., Ltd.* [online]. [vid. 2021-02-10]. Dostupné z: <http://m.cz.jhhstainless-steel.com/info/physical-properties-of-stainless-steel-26218464.html>
- [56] *TECH Wired Mat MT 3.1 (Orstech DP 65)* [online]. [vid. 2021-01-04]. Dostupné z: <https://www.isover.cz/produkty/tech-wired-mat-mt-3>
- [57] *Denní trh — Čestina* [online]. [vid. 2021-02-08]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/elektrina/denni-trh?date=2020-08-25>
- [58] NOŽIČKA, Jiří. *Základy termomechaniky*. Vyd. 2. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2008. ISBN 978-80-01-04022-5.

## 13. Seznam obrázků

Obrázek 1 První desítka zemí seřazená podle instalované kapacity úložišť energie [11].....	16
Obrázek 2 Schéma klasifikace různých způsobů akumulace podle konceptu úložiště [13] ....	17
Obrázek 3 Modul akumulární betonové baterie od EnergyNest [24] .....	24
Obrázek 4 Základní schémata PTES technologií, upraveno z [31] .....	29
Obrázek 5 znázornění PHES systému dle Desrues po směru hodinových ručiček nabíjení systému, protisměru vybíjení [34] .....	31
Obrázek 6 Pracovní princip systému PTES využívající Braytonův cyklus, vlevo nabíjení, vpravo vybíjení systému [32] .....	32
Obrázek 7 Vizualizace projektu Malta Inc. [38].....	33
Obrázek 8 Zařízení Siemens Gamesa [41] .....	34
Obrázek 9 Zařízení Isoentropic [42] .....	35
Obrázek 10 Vizualizace zařízení Highview Power [43] .....	36
Obrázek 11 Vizualizace plánovaného kryogenního zařízení Enlasa [45] .....	36
Obrázek 12 Odporový ohřívač pro tekuté soli [50] .....	40
Obrázek 13 Konfigurace generátoru páry z tekuté soli [51] .....	41
Obrázek 14 Závislost tepelné vodivosti solární soli na teplotě.....	45
Obrázek 15 Závislost tepelné kapacity solární a HITEC soli na teplotě.....	45
Obrázek 16 Závislost hustoty solární a HITEC soli na teplotě .....	46
Obrázek 17 PFD navrženého systému.....	46
Obrázek 18 porovnání CAPEXU jednotlivých variant systému .....	68
Obrázek 19 Vývoj ceny elektřiny pro vybraný letní den v ČR [57] .....	71
Obrázek 20 Vývoj ceny elektřiny pro vybraný zimní den [57] .....	73
Obrázek 21 Závislost elektrické vratné účinnosti na době akumulace bez vybíjení systému .	77

## 14. Seznam tabulek

Tabulka 1 Druhy skladovacích technologií se základními parametry [5] [9].....	14
Tabulka 2 Celkový světový instalovaný výkon [GW] a počet projektů dle technologie [11][12] .....	16
Tabulka 3 charakteristiky akumulčních materiálů [13] .....	18
Tabulka 4 Akumulační materiály pro solární aplikace[13][14][15][16] .....	19
Tabulka 5 Teploty tání a entalpie tání vybraných materiálů pro latentní akumulaci [13].....	20
Tabulka 6 Hlavní charakteristiky nejpoužívanějších tekutých solí [20].....	21
Tabulka 7 Porovnání hlavních technologií akumulace tepla [27] .....	27
Tabulka 8 Přehled projektů Carnotových baterií [28].....	37
Tabulka 9 Popis variant akumulčního systému .....	50
Tabulka 10 Tepelná kapacita úložišť dle zvolených variant .....	51
Tabulka 11 Rozměry akumulčních nádrží pro solární sůl dle variant.....	53
Tabulka 12 Rozměry akumulčních nádrží pro HITEC sůl dle variant .....	55
Tabulka 13 Porovnání velikosti nádrží a dob akumulace pro uvažované tekuté soli .....	55
Tabulka 14 Příkon odporového ohřevu dle variant systému .....	63
Tabulka 15 Měrné hodnoty za komponenty a integraci akumulčního systému [50] .....	64
Tabulka 16 Provozní roční náklady jsou dle [49] odhadnuty jako 3% z CAPEXU. ....	69
Tabulka 17 Vybrané hodiny s nejnižší cenou elektřiny pro letní den .....	71
Tabulka 18 Nejvyšší ceny elektřiny ve vybraném letním dni pro vybrané hodiny.....	72
Tabulka 19 Ceny za 1 nabití jednotlivých variant systému ve vybraném letním dnu.....	73
Tabulka 20 Vybrané hodiny s nejnižší cenou elektřiny pro zimní den.....	74
Tabulka 21 Nejvyšší ceny elektřiny ve vybraném zimním dni pro vybrané hodiny .....	74
Tabulka 22 Ceny za 1 nabití jednotlivých variant systému ve vybraném zimním dnu .....	75
Tabulka 23 Elektřina spotřebovaná pro nabití všech variant systémů .....	75