

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI
FAKULTA STROJNÍ

Studijní program: B 2301 Strojní inženýrství
Studijní zaměření: Stavba energetických strojů a zařízení

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

Budoucí trendy v Concentrated Solar Power (CSP)

Autor: František Douda
Vedoucí práce: **Ing. Vladimír Křenek**

Akademický rok 2017/2018

Prohlášení o autorství

Předkládám tímto k posouzení a obhajobě bakalářskou práci, zpracovanou na závěr studia na Fakultě strojní Západočeské univerzity v Plzni.

Prohlašuji, že jsem tuto bakalářskou práci vypracoval samostatně, s použitím odborné literatury a pramenů, uvedených v seznamu, který je součástí této bakalářské práce.

V Plzni dne:

.....

podpis autora

ANOTAČNÍ LIST BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

AUTOR	Příjmení Douda	Jméno František	
STUDIJNÍ OBOR	B2301 „Stavba energetických strojů a zařízení“		
VEDOUcí PRÁCE	Příjmení (včetně titulů) Ing. Křenek	Jméno Vladimír	
PRACOVISŤE	ZČU - FST - KKE		
DRUH PRÁCE	DIPLOMOVÁ	BAKALÁŘSKÁ	Nehodící se škrtněte
NÁZEV PRÁCE	Budoucí trendy v Concentrated Solar Power (CSP)		

FAKULTA	strojní	KATEDRA	KKE	ROK ODEVZD.	2018
----------------	---------	----------------	-----	--------------------	------

POČET STRAN (A4 a ekvivalentů A4)

CELKEM	50	TEXTOVÁ ČÁST	48	GRAFICKÁ ČÁST	1
---------------	----	---------------------	----	----------------------	---

STRUČNÝ POPIS (MAX 10 ŘÁDEK) ZAMĚŘENÍ, TÉMA, CÍL POZNATKY A PŘÍNOSY	<p>Tato práce pojednává o současných a budoucích trendech v energetice z pohledu CSP technologie a jejím představením a popsáním, co by nadějněho směru v obnovitelných zdrojích z důvodu používání paliva, které je zdarma a bez emisí a možnosti skladovat energii.</p>
KLÍČOVÁ SLOVA ZPRAVIDLA JEDNOSLOVNÉ POJMY, KTERÉ VYSTIHUJÍ PODSTATU PRÁCE	<p>CSP, trendy, skladování energie</p>

SUMMARY OF BACHELOR SHEET

AUTHOR	Surname Douda	Name František		
FIELD OF STUDY	2301R016 – Design of Power Machines and Equipment			
SUPERVISOR	Surname (Inclusive of Degrees) Ing. Křenek	Name Vladimír		
INSTITUTION	ZČU - FST - KKE			
TYPE OF WORK	DIPLOMA	BACHELOR	Delete when not applicable	
TITLE OF THE WORK	Future trends in Concentrated Solar Power (CSP)			

FACULTY	Mechanical Engineering	DEPARTMENT	KKE	SUBMITTED IN	2018
----------------	------------------------	-------------------	-----	---------------------	------

NUMBER OF PAGES (A4 and eq. A4)

TOTALLY	50	TEXT PART	48	GRAPHICAL PART	1
----------------	----	------------------	----	-----------------------	---

BRIEF DESCRIPTION TOPIC, GOAL, RESULTS AND CONTRIBUTIONS	This work is about current and future trends in energy from the point of view of CSP technology and its presentation and describing as a promising direction in renewable sources of energy due to the use of fuel, which is for free and without any emissions and is having the ability to store energy.
KEY WORDS	CSP, trends, energy storage

Obsah

1	Úvod.....	1
2	Současné CSP technologie získávání energie ze slunce	3
2.1	Základní princip technologie CSP	3
2.2	Parabolický průchozí systém	3
2.3	Fresnelovy reflektory.....	3
2.4	Diskový systém Stirlingova motoru	4
2.5	Sluneční energetické věže	4
2.6	Hlavní výhody a nevýhody CSP.....	4
2.6.1	Výhody:.....	4
2.6.2	Nevýhody:	5
2.7	Skladování tepelné energie.....	5
3	Příklady aktuálně nasazovaných technologií	8
3.1	Dle významných dodavatelů	8
3.1.1	Solar Reserve.....	8
3.1.2	eSolar.....	8
3.1.3	Novatec.....	8
3.1.4	BrightSource.....	9
3.1.5	Abengoa	9
3.2	Dle technologie.....	9
3.2.1	Lineární Fresnelův reflektor.....	9
3.2.2	Komerčně dostupné parabolické průchozí kolektory	14
3.2.3	Komerční elektrárny věžového systému	16
3.2.4	Parabolický disk CSP systému	17
4	Skladovací technologie	19
4.1	Současný stav skladovací technologie.....	19
4.2	Skladování sdílené tepelné energie.....	19
4.2.1	Kapalná skladovací média: dvou nádržový koncept	20
4.2.2	Kapalná skladovací média: parní akumulátor	23
4.2.3	Skladovací koncept s pevným médiem	25
4.3	Skladovací koncept latentního (skrytého) tepla.....	28
4.4	Chemické skladování energie	28
5	Některé faktory ovlivňující vývoj CSP	30

5.1	Umístění.....	30
5.2	Vládní podpora	30
5.3	Cena vyráběné energie.....	30
5.4	Doba dodávky elektřiny do sítě	30
6	Současný stav	31
7	Trendy budoucího vývoje instalací technologie CSP	33
7.1	Energy Technology Perspectives 2008.....	33
7.2	Pokročilý scénář rozvoje CSP Global Outlook 2009	33
7.3	Study of the renewable energy potential in the Middle East/North Africa region	33
7.4	PriceWaterHouse Cooper study 2010.....	33
7.5	Rozvoj CSP.....	33
7.6	Rozhodující význam přenosových sítí.....	34
7.7	Rozvoj CSP do roku 2020 ve znamení středních a špičkových zatížení.....	35
7.8	Rozvoj CSP po roce 2030 ve znamení elektřiny a paliv	36
7.9	Paliva z koncentrované sluneční energie	36
8	Perspektiva CSP.....	38
8.1	Ekonomické perspektivy	38
8.1.1	Investiční náklady	38
8.1.2	Operační a údržbové náklady	39
8.1.3	Náklady na zajištění financování pro CSP elektrárny.....	39
8.1.4	Výrobní náklady	40
8.1.5	Směrem ke konkurenceschopnosti	40
9	Závěr	42
10	Zdroje	43
10.1	Citovaná literatura	43
10.2	Seznam obrázků.....	46
10.3	Seznam tabulek.....	48

Seznam příloh

Příloha č. 1 Vstupní parametry modelu CSP elektrárny o výkonu 1 MW.....	2 x A4
Příloha č. 2 Modifikované schéma CSP elektrárny používající pouze PTC pole s výkonem generátoru 1 MW.	1 x A3

Jednotky měř

Jednotky	Název
MW _Q	MegaWatt tepelné energie; tepelný výkon zařízení
MW _e	MegaWatt elektrické (síly); elektrický výkon zařízení
GWh _Q	GigaWatt hodina tepelné energie; tepelný výkon zařízení po dobu jedné hodiny
kWh	kiloWatt hodina (energie); výkon po dobu jedné hodiny
K	Kelvinovy stupně (teploty)
kWh _{th}	kiloWatt hodina tepelné energie; výkon po dobu jedné hodiny
kW _{th}	kiloWatt tepelné energie; tepelný výkon zařízení
MWh	MegaWatt hodina; výkon po dobu jedné hodiny
kWh	kiloWatt hodina; výkon po dobu jedné hodiny
Watt	jednotka výkonu
GW	GigaWatty; výkon
TWh	TeraWatt hodina; výkon po dobu jedné hodiny
Mtoe	milión tun olejového ekvivalentu
Mpa	MegaPascal; tlak
MBtu	milión Britských tepelných jednotek (energie); jeden MBtu je zhruba energetický obsah 100 krychlových stop přírodního plynu
°C	Celsiovy stupně (teploty)
kg	kilogram; jednotka hmotnosti
m ³	metr krychlový; jednotka objemu
kWh/kg	skladovací hustota; množství energie na jednotku hmotnosti
akr	plošná jednotka; 1 akr = 4 046,873 m ²
bar	jednotka tlaku; odpovídá 1 atmosféře nebo tlaku 10 m vodního sloupce
stopa	imperiální délková jednotka = 30,48 cm

Seznam použitých symbolů

Symbol	Jednotky	Název
e	[W]	elektrický výkon
T	[K]	teplota látky (v Kelvinovo stupních teploty)
DNI	[kWh/m ² /rok]	přímé normální ozáření na povrchu Země; výkon slunečního záření na jednotku kolmé plochy k paprskům za rok (možno i výkon na jednotku plochy za sekundu, den – dle použití)
c_{liquid}	[J·kg ⁻¹ ·K ⁻¹]	měrná tepelná kapacita tekutiny
m_{liquid}	[kg]	hmotnost kapaliny
m	[kg]	hmotnost látky které přivádíme teplo
T_{sat}	[K]	teplota syté látky
ΔQ_{12}	[J]	rozdíl tepel mezi stavy 1 a 2 daných teplot
ΔQ	[J]	rozdíl tepel
T_1	[K]	počáteční teplota látky
T_2	[K]	koncová teplota látky
c	[J·kg ⁻¹ ·K ⁻¹]	měrná tepelná kapacita látky
dT	[K]	derivace teploty látky
P_1	[K]	počáteční tlak syté kapaliny
P_2	[K]	koncový tlak syté kapaliny

Seznam použitých zkratek

Zkratka	Název
PV	fotovoltaická
CO ₂	oxid uhličitý; významný člověkem vypouštěný skleníkový plyn
CSP	koncentrovaná sluneční energie; obvykle znamená pouze koncentrovanou sluneční tepelnou elektřinu nebo teplo (nezahrnuje koncentrační fotovoltaiky)
CPV	Obdoba CSP ale s přímou výrobou elektřiny pomocí tepelné emise elektronů v přijímači (koncentrační fotovoltaika), obdobně jako PV elektrárny kde ovšem je emise elektronů na jiném základě
HVDC	vysoké napětí stejnosměrný proud
EUR/Eu	Euro; měna eurozóny
DSG	přímý vývoj páry; přímo v přijímači tepla bez zprostředkujícího média
USD	Dollar; měna Spojených Států Amerických
LFR	Lineární Fresnelův Reflektor
PSA	Plataforma Solar de Almería
ESI	Escuela Técnica Superior de Ingenieros; School of Engineering Seville, Spain
PTC	průchozí parabolický kolektor
SEG	typ elektrárny s přímou generací páry v přijímači
R&D	výzkum a vývoj
ET-100	EuroTrough-100 kolektor typu PTC
ET-150	EuroTrough-150 kolektor typu PTC
USA	Spojené Státy Americké
heliostat	reflektor pro věžový systém se dvěma osami otáčení

1 Úvod

Autor disponuje vzděláním v oboru Krajinného inženýrství. Krajinné inženýrství vzniklo z popudu vážných změn ve funkčních, vzhledových i jiných strukturách krajiny způsobené lidskou činností, podporované inovativními vynálezy člověka mocně podporovanými strojním inženýrstvím.

Autor tedy veškerá tvrzení, se kterými se setkal či setká při studiu strojního inženýrství, vnímá značně kriticky a s mnohými tvrzeními nesouhlasí.

Namátkou třeba vezměme tvrzení, že sluneční energie je obnovitelný zdroj energie, přičemž z pohledu člověka se jedná o zdroj energie nevyčerpatelný.

Veškerá tvrzení o zelených zdrojích energie či nízko emisních jsou též poněkud nejasná, jestliže potlačíme drtivou většinu organismů na velké ploše, schopných vázat uhlík do svých těl, v případě fotovoltaiky a výsledná elektrická energie je z velké části používána pro klimatizace či průmyslový sektor, který vyrábí třeba zmíněné klimatizace, což zřejmě nejsou přírodě blízké aktivity, které je možné nazývat přírodu šetřícími či zelenými. Solární panely rovněž potřebují průmysl pro svoji existenci, který s sebou nese i nutnost čerpání přírodních zdrojů spojený s těžbou surovin, která je většinou pohromou pro přírodu.

Autor tedy nesouhlasí s megalomanskými projekty v krajině, kde by mohly existovat přírodní ekosystémy plné zvířat a rostlin bez časového omezení výskytu, které nahrazují jen dočasnými zdroji energie, protože tyto obnovitelné zdroje energie mají omezenou životnost, typicky dvacet či třicet let.

Autor přesto vidí nasazení solárních technologií v pouštních oblastech za přijatelné, pokud by byly spojeny s bojem proti rozšiřování pouští, zejména tedy v souvislosti s odsolováním a transportem vody, či projektem Biosféra, který měl za cíl vytvořit umělý ekosystém v místě jinak zcela nehostinném, izolovaném od okolí, který zcela energeticky selhal. Funkční umělý ekosystém se přes přemíru snahy nepodařilo člověku dosud vytvořit.

Vytvoření nových sfér pro život na místech téměř mrtvých by mohlo být Svatým Grálem pro energetiku, protože by dávala život. Slova „Svatý Grál“ jsou používána energetiky v souvislosti se skladováním energie. Není ovšem lepší uložení energie nežli ji uložit v život, jak už bylo učiněno před několika miliardami let na planetě Zemi (Bohem, prozřetelností, či něčím jiným). Autor si samozřejmě uvědomuje důležitost organismů obývajících pouštní stanoviště i v souvislosti s tím, že mohou odpovědět na otázky, jak přežít tam, kde není vody. Jenže i výrazné zabránění pouště pro umělé ekosystémy by neznamenal ohrožení velikosti pouští, jejichž velikost je ohromná a neustále se zvětšuje vysokým tempem.

Boj se suchem v pouštních oblastech není bezvýznamnou aktivitou, nýbrž strategií podporovanou OSN, kdy i Česká republika podepsala závazek se suchem bojovat (Úmluva o boji s dezertifikací zejména v oblastech Sahelu [1]). Byly učiněny mnohé kroky jako je pokus zastavit šíření Sahary pásem lesa v zemích Sahelu, který jistě potřebuje spoustu vody. Protože pokusy pěstovat les selhaly i z důvodu těžby dřeva obyvatelstvem pro potřeby vaření jídla, byly učiněny kroky technologie CSP, kdy se rozdávaly disky stříbrné barvy umožňující vaření bez dříví pouze za pomoci slunce.

Pozitivním důsledkem funkčního ekosystému kolem Sahary by mohlo být i udržení lidské populace dostatkem potravinových zdrojů, což by mohlo omezit migraci lidí do dosud funkčních ekosystémů v Evropě. Bez vody je život mnohem kratší než bez svobody. Bez vody není života (Vodní charta OSN [2]).

Technologie CSP vychází z fyzikálních zákonů, které říkají, že nemůže být dosaženo vyšší teploty na ozářeném předmětu než teploty zdroje záření, což pro technologii znamená závratný potenciál, protože Slunce se jeví že má na povrchu 5760 K, na povrchu Země se však Slunce jeví po ztrátách prostupem atmosférou jako by mělo 5200 K [3].

Pro praktické názorné použití se však používá hodnota ozáření povrchu Země kolmého k paprskům slunečního záření zvaná DNI, která se významně mění s geografickou polohou a podmínkami počasí, ale obecně je používána hodnota 1000 W/m² [3].

Srdcem technologie CSP je koncentrace slunečního záření na vyšší intenzity [3].

Následující práce se zaměřuje na shrnutí existujícího stavu a aktuálních trendů v CSP, jenž jsou primárně ovlivněny tlakem na konkurenceschopnost vyráběné energie a využívání CSP i k dalším účelům.

2 Současné CSP technologie získávání energie ze slunce

2.1 Základní princip technologie CSP

CSP technologie je charakterizována přímým získáváním tepla ze Slunce, čímž se odlišuje od technologií fotovoltaických, kde je teplo příčinou ztrát na účinnosti zařízení či fosilních zdrojů, které musí paliva vytěžit a spálit pro získání tepla.

Elektrárny na fosilní paliva používají hoření těchto paliv k získání tepla pro získání páry, jejíž tepelnou energii přemění na elektrickou v turbogenerátoru. CSP technologie nahrazuje spalování paliv teplem ze Slunce, a to koncentrováním sluneční energie, která se následně využije k výrobě elektrické energie u CSP elektráren.

Tepelnou energii získanou pomocí CSP lze ovšem využít i jinými způsoby, jako je výroba paliv tepelnými procesy či odsolování mořské vody.

CSP nabízí i možnost skladování tepelné energie, která jí činí více konkurenceschopnou oproti solárním panelům fotovoltaickým (dále jen PV), které neumí elektrickou energii skladovat a neumí též dodávat elektrickou energii na přání, kdy je jí potřeba v síti. V noci, či při špatných světelných podmínkách je technologie PV nepoužitelná, kdežto CSP je, díky skladování tepelné energie.

CSP i PV technologie jsou ovšem závislé na dobrých světelných podmínkách, které jsou zejména v oblastech s vysokými dávkami světelného záření po celý rok. Uvažované oblasti nadějně pro masivní nasazení této technologie jsou jižní Evropa, jihozápadní Severní Amerika, Afrika, Střední východ, Maroko, Mexiko apod.

CSP technologie používají zrcadla (pozn. vysoce odrazivé plochy) či čočky k soustředění slunečního světla na malou plochu, kde se přemění na tepelnou energii, která je předána médiu jako je voda či tavný sůl. Tepelná energie předaná médiu je pak klasicky v turbogenerátoru přeměněna na elektrickou pomocí Rankin-Clausiova parního cyklu či cyklu využívající jiná média, jako je kritický CO₂ [4].

Existují čtyři běžné typy CSP:

- a) Parabolické průchozí
- b) Koncentrační lineární Fresnelův reflektor
- c) Diskové Stirlingové
- d) Sluneční energetické věže

2.2 Parabolický průchozí systém

Je tvořen lineárními parabolickými reflektory, které soustřeďují světlo na přijímač umístěný podél reflektorové ohniskové linie. Přijímač je trubka umístěná nad středem zrcadla vyplněná pracovní tekutinou. Reflektor sleduje Slunce v průběhu dne natáčením podle jedné osy. Pracovní médium proudí skrze přijímač a je zahřáto na 150 až 350 °C, poté je využito k výrobě elektrické energie. Průchozí systémy jsou nejdokladnějšími systémy CSP technologie [4].

2.3 Fresnelovy reflektory

Jsou tvořeny mnoha tenkými plochými proužky zrcadel soustřeďujících světlo na trubky protékající pracovním médiem. Plochá zrcadla mají více odrazivé plochy na plochu, kterou

zabírají, než parabolické reflektory, což jim umožňuje zachytit více slunečního záření a být i efektivnější. Mohou být použity v rozličných velikostech CSP elektráren [4].

2.4 Diskový systém Stirlingova motoru

Je tvořen samostatnými parabolickými reflektory-disky, které soustřeďují světlo na přijímač umístěný v jeho ohnisku. Reflektor sleduje Slunce pomocí dvou os otáčení. Pracovní médium je ohřáto na 250-700 °C a je využíváno v Stirlingově motoru k výrobě mechanické energie a ihned i elektrické [4].

2.5 Sluneční energetické věže

Skládají se z pole dvouosých reflektorů soustřeďujících světlo na středový přijímač na vrcholu věže. Přijímačem protéká tekutina, jakou je třeba mořská voda. Pracovní médium je zahřáto na 500 až 1000 °C a může být použito přímo k výrobě nebo ke skladování energie. Věžové systémy nabízejí větší účinnost a skladovací schopnost než systémy průchozí. Na obr. č. 2-1 je věžový systém [4].



Obr. 2-1: Sluneční energetická věž [4].

2.6 Hlavní výhody a nevýhody CSP

2.6.1 Výhody:

Výhodou CSP je, že se jedná o zdroj energie využívající sluneční energii, která je nevyčerpatelná. CSP nemá emise skleníkových plynů při výrobě energie ze Slunce oproti technologiím založeným na spalování uhlí, ropy či zemního plynu.

Má také schopnost skladovat energii v konkurenceschopném modelu oproti bateriovým instalacím. Kdy CSP je technologií schopnou akumulovat a skladovat teplo z podstaty, jinak by nemohla fungovat, kdežto bateriové technologie pracují již s elektrinou a chemickou energií vazeb v elektrolytu.

Kdykoli využívat uloženou energii je také výhodou, která je ovšem méně provozně snadná oproti bateriím, protože obvykle parní turbína potřebuje určité stálé tepelné zatížení po určitou

dobu, aby nedošlo k poškození turbíny vlivem tepelné roztažnosti. Tuto nevýhodu v provozování turbíny jsou schopny odstranit hybridní systémy CSP opatřené klasickým spalovacím cyklem plynu či uhlí pro zajištění plynulého a bezpečného provozu turbíny [4].

2.6.2 Nevýhody:

Nevýhodou jsou vysoké pořizovací náklady na kWh zařízení oproti všem běžným typům zdrojů. Důvodem je i nízká rozvinutost technologie a relativní složitost zařízení.

Nevýhodou je, že CSP potřebuje dostatečně silné sluneční záření, které je typicky v suchých oblastech, kde není dostatek vody. Takže se jedná o stanoviště těžko obyvatelné jak pro lidi, tak i pro zvířata. Z toho důvodu zde obvykle nežije dostatek bohatého obyvatelstva ochotného adoptovat CSP technologii, která je finančně náročná. Pokud již elektrárna CSP vznikne, je nutné elektřinu dopravovat na velké vzdálenosti, což způsobuje energetické ztráty v neprospěch CSP technologie a další náklady na dálkové elektrické sítě [4].

Nejcennější přírodní území se ovšem nacházejí tamtéž, kde by nasazení technologie CSP mohlo být značným přínosem, protože by mohlo zajistit energii pro tamní průmysl a pokud by to bylo zárukou omezení těžby lesů, pak by zřejmě nebyl problém získat peníze od organizací na ochranu přírody. Zcela podobně jako dotace na odsíření komínů pro záchranu lesů v Krušných horách apod. (pozn. autora).

Vysoko položená území jsou též intenzivně osluněná.

Nevýhodou je též možné poškození zrcadel větrem či abrazí částicemi unášenými větrem, což si vyžaduje neotřelá řešení, jako je uložení zrcadel do skleníku, kde je obrušováno pouze skleníkové stavení, které je snadněji opravitelné i čistitelné průmyslovými způsoby. Bonusem je i skleníkový efekt (pozn. autora: ne u zrcadel s věží) [4].

Nevýhodou je i provozní režim turbíny zmíněný ve výhodách, dále i životnost zařízení typicky 30 let.

Zábor území i negativní vliv na přírodu či vzhled krajiny je též významnou nevýhodou. V porovnání s PV technologií, která může být snadno implementována do lidské zástavby na fasády a střechy domů, je CSP náročnější, protože vyžaduje území zpravidla nové pro CSP elektrárny (pozn. autora).

2.7 Skladování tepelné energie

Obsah kapitoly byl zpracován dle Steinmann [6]. Zástavba skladování tepelné energie do CSP elektráren poskytuje schopnost dodávat elektřinu a teplo na přání, pokrývat špičky odběrů ze sítě. Přizpůsobení ke skladování tepelné energie je nezbytné u přijímačů sluneční energie i energetického cyklu elektrárny. Ke skladování tepelné energie jsou používány tři různé způsoby:

- a) skladování tepelné energie v pevném či tekutém médiu
- b) latentní skladování tepelné energie používající změnu fáze látky – přímá parní výroba v absorbérech tepla cílí na vysoké teploty latentního tepla
- c) termochemické skladování tepelné energie – je pomocí vratných chemických reakcí a sorpčních procesů

Vhodnost skladování tepla pro CSP

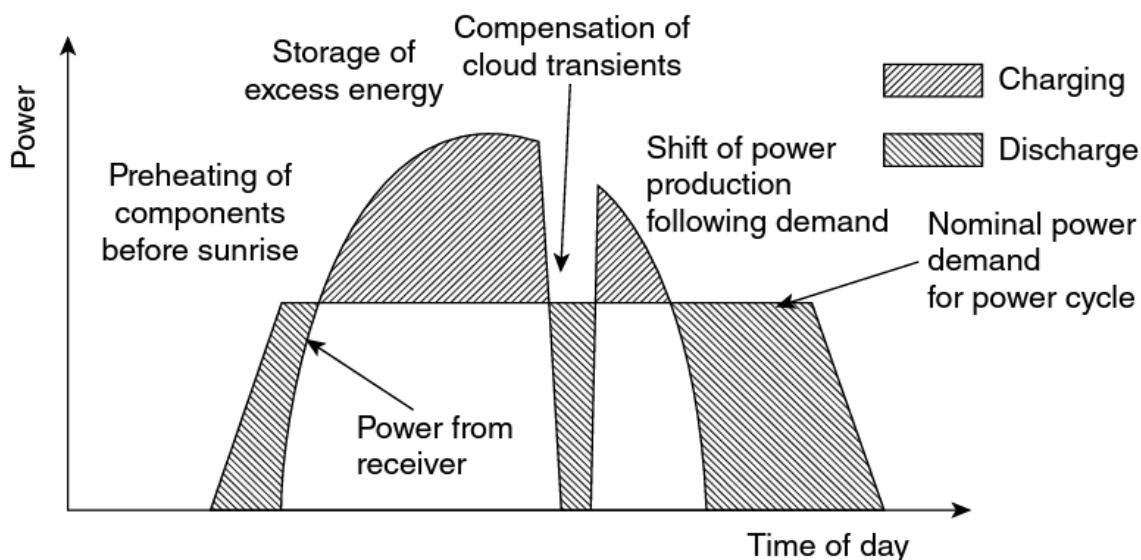
CSP elektrárny mají určitou kapacitu ke skladování v tepelné kapacitě materiálu pracovního média a součástech, jako jsou pohlcovače tepla, výměníky tepla, potrubí. Skladovací jednotky slouží k uložení tepla zachyceného přijímači tepla, které není okamžitě využito k výrobě elektřiny. Skladovací jednotka je schopna dodávat teplo pro výrobu elektřiny a kompletně nahradit solární kolektory.

Možnost zástavby cenově příznivé místní skladovací kapacity je jedna z největších výhod CSP oproti ostatním obnovitelným technologiím energie. Skladování může být použito v konstrukci CSP způsobem, který přináší výhody s malými nebo nulovými dopady na celkovou účinnost a cenu energie v porovnání s technologiemi, jako jsou fotovoltaika, která musí nejdříve vyrobit elektřinu a poté připojit další investice a ztrátu efektivity při skladování elektrické energie.

CSP může těžit ze skladování tepla různými způsoby:

- výroba elektřiny může být posunuta do doby s velkým požadavkem – což zvyšuje hodnotu elektřiny
- velikost vnějšího záložního systému potřebná ke kompenzaci rozdílů mezi požadavky a dostupností elektřiny může být snížena, záložní systémy založené na fosilních palivech mají významné pořizovací a provozní náklady a nízkou tepelnou účinnost, což eliminuje výhody výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů u CSP
- zvýšená účinnost odstraněním změn v tepelném cyklu kvůli přechodné oblačnosti
- zkrácená doba startu zařízení předehřevem média absorbéru, za použití tepelné energie skladované

Různé funkce tepelného skladování v CSP jsou na obr. č. 2-2. Další možný způsob využití skladování tepla je v odložení výroby elektřiny do doby s nižší teplotou prostředí ke zvýšení účinnosti tepelného cyklu, jak popisují Sioshansi a Denholm [5].



Obr. 2-2: Různé funkce skladování tepla v CSP elektrárně [6].

Rozdíly ve skladování tepla u CSP oproti jiným technologiím

Převážná část současných komerčních tepelných skladovacích systémů používaných v průmyslu a solárním vytápění jsou provozovány na teplotách pod 100 °C a vykazují skladovací kapacitu do 1MW_Q. Skladovací systémy určené pro CSP se od takovýchto systémů liší ve dvou hlavních věcech:

- a) CSP technologie požaduje teploty v rozmezí mezi 120 a 1000 °C, což představuje zvláštní požadavky na korozi a tepelnou stabilitu materiálů
- b) další typickou charakteristikou CSP je velká kapacita skladovacích jednotek, 50 MW_e parabolická průchozí elektrárna požaduje okolo 1 GWh_Q skladovací kapacity pro sedmihodinový operační čas

Skladovací systémy jsou omezeny fyzikálními vlastnostmi, a proto typický CSP skladovací systém vyžaduje několik desítek tisíc tun skladovacího materiálu. Z důvodu velkého množství skladovaného materiálu jsou pořizovací náklady na CSP skladovací technologii opanovány cenou materiálu.

Skladovací systémy tepelné energie jsou nezbytně navrženy na minimální ztráty tepelné energie. Každopádně ztráty tepla musí být brány v potaz. Každý tepelný systém musí být zahříván tepelnou energií o vyšší teplotě, než má on sám a bude vracet tepelnou energii o nižší teplotě, než má on sám. Účinnost výroby elektrické energie klesá se snižující se teplotou vstupního média, takže přítomnost skladování tepla může způsobit snížení teplot, snížení účinnosti elektrárny, nebo naopak způsobit nutnost vysokých operačních teplot solárních přijímačů ke kompenzaci neblahých jevů, což vede ke zvýšení tepelných ztrát solárních přijímačů.

3 Příklady aktuálně nasazovaných technologií

3.1 Dle významných dodavatelů

3.1.1 Solar Reserve

Postavila velké zařízení v Tonopah – Crescent Dunes, v Nevadě. Tato instalace bude dodávat 480 000 MWh čisté, obnovitelné elektrické energie každý rok dostatečné pro 75 000 domácností. Projekt je založen na poli zrcadel – heliostatů a energetické věži zhruba 600 stop vysoké. Roztavená sůl je v tomto zařízení využívána ke skladování energie. Elektrárna dokáže vyrábět elektrický proud 24 hodin denně nebo jen tehdy, kdy je potřeba ve špičkách [4].

3.1.2 eSolar

Vyvinula cenově efektivní CSP elektrárnu založenou na hromadně vyráběných součástech a designu pro rychlé zbudování s modulární skladbou, kdy mohou být moduly skládány bez omezení vedle sebe. Systém je založen na poli heliostatů sledujících slunce, které odráží sluneční energii na tepelný přijímač umístěný na vrcholu energetické věže umístěné ve středu pole. Soustředěné teplo vaří vodu v tepelném přijímači a vyrábí páru. Elektrárna soustřeďuje potrubím páru z jednotlivých věží pro použití v turbogenerátoru. Pára je pak pomocí chlazení převedena ve vodu a parní cyklus se opakuje.

Malé heliostaty vyráběné masově, jsou stavebním kamenem této elektrárny. Heliostaty jsou vyráběny prefabrikací do určitých sestav, které umožňují snadné použití osobami po minimálním výcviku.

46MW elektrická jednotka se skládá z 12 věží se severojižní instalací heliostatového pole, turbínového generátoru a parního kondenzátoru. Plocha pro 46MW jednotku je 250 akrů [4].

3.1.3 Novatec

Modulární systém s parním generátorem používá Fresnelovy kolektory, které jsou evolucí parabolických průchozích, používající skleněná zrcadla místo parabolicky zahnutých zrcadel. Šestnáct paralelních řad zrcadel odráží sluneční energii na přijímač, ve kterém je odpařována voda. Výsledná pára může být směřována do turbíny k získání elektrické energie nebo k odsolování mořské vody, chlazení nebo k jinému průmyslovému použití.

Plochá zrcadla dovolují jednoduché uspořádání do polí, což je částečně srovnatelné s konvenčními parabolickými průchozími technologiemi [4].

Nabízené výhody Fresnelovy technologie oproti ostatním technologiím jsou:

- a) nižší konstrukční náklady a snadnější, rychlejší zhotovení
- b) měnitelnou produkční kapacitu
- c) menší náchylnost k větrnému poškození
- d) lepší využití plochy území
- e) omezené stínění reflektorů přijímačem
- f) automatizovaná výroba klíčových komponentů
- g) lehčí konstrukce umožňující použití menších motorů k natáčení zrcadel
- h) není potřeba sledování přijímače
- i) nízká spotřeba vody s patentovanou čistící technologií

3.1.4 BrightSource

Jedná se o věžový systém CSP s výrobou páry a turbogenerátorem. Inovativní software této firmy je používán v průběhu návrhu elektrárny k nalezení optimálního rozložení a pozic heliostatů k maximalizaci výkonu a k dosažení největšího produkčního profilu elektrické energie. Technologie této firmy umožňuje stavět projekty na místech s nepravidelnou topografií a tvarem. Program též používá meteorologická data v návaznosti na podmínky stanoviště, poskytuje též precizní GPS mapy ke stažení pro instalační týmy slunečního pole [4].

3.1.5 Abengoa

Je světovým vůdcem ve věžové technologii [7]. Solární hybridní technologie této firmy integruje elektrárnu s kombinovaným cyklem a solární pole, což kombinuje výhody solární energie a kombinovaného cyklu. Tato technologie používá solární energii jako přidružený zdroj energie zvětšující účinnost a snižující emise CO₂. Hybridní elektrárny se mohou vztahovat k nově konstruovaným, jako i k přidavku solárního pole k již stojícím elektrárnám s kombinovaným cyklem. Solární pole může používat parabolická zrcadla průchozího systému nebo solární věže.

Jako příklad je třeba solárně uhelný hybrid, který kombinuje výhody solární energie a uhelných elektráren. Tento průnik může významně snížit spotřebu uhlí o příspěvek ze solárního pole.

V průběhu slunečního dne solární zdroj nahradí mnoho z dodávek energie uhlím. Jak sluneční svit slábne, uhlí nahrazuje solární zdroj, což umožňuje parnímu generátoru neustále pracovat na plný výkon. Ráno, když sluneční energie zesiluje, příspěvek uhlé energie klesá na hodnotu technického minima k zajištění optimálního chodu uhelného kotle [4].

3.2 Dle technologie

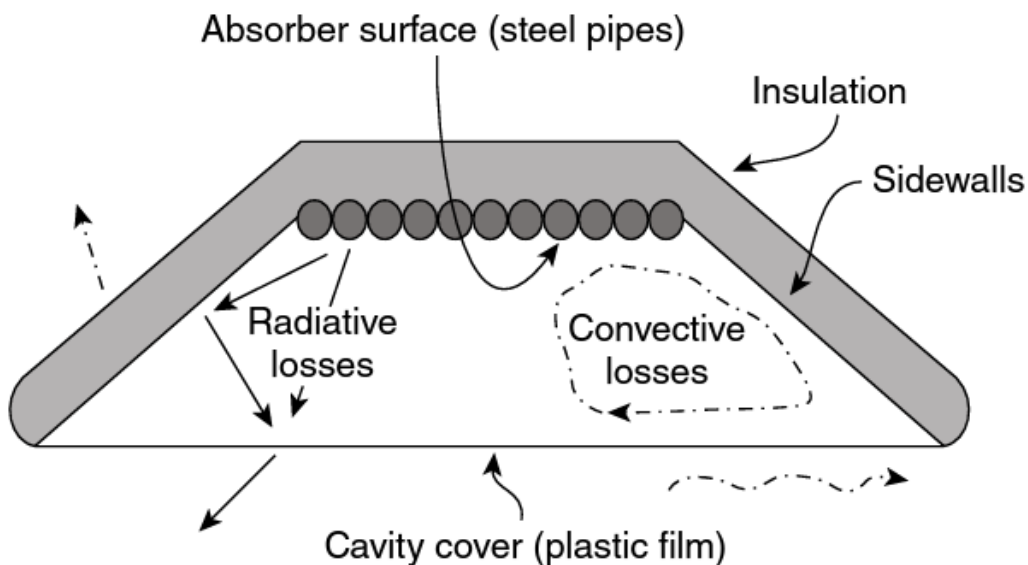
Rozhodujícím článkem technologie CSP jsou kolektory či heliostatové pole a věž, které slouží k získání tepelné energie pro následující procesy.

3.2.1 Lineární Fresnelův reflektor

1) Areva Solar

Tato společnost vyvinula a testovala tepelné přijímače lichoběžníkového tvaru se svařovanými trubkami, kdy nový design oddělil trubky v přijímači, což umožnilo trubkám o různých teplotách různou tepelnou roztažnost. Tento přijímač byl analyzován na ztráty tepelným prouděním a radiací [8]. Na obr. č. 3-1 je zobrazen schématický diagram ukazující lichoběžníkový přijímač [9].

Areva Solar blíže k současnosti testovala čtvrtou, novější technologickou Fresnelovu linii nazývanou SSG4 [10] v Kimberlina v roce 2010, natlakovatelnou do 92 barů, která používá 13 zrcadlových linií a přehřívací parní přijímač, je na obr. č. 3-2. V této linii je 11,261 m² v 13 reflektorových řadách, kdy každá má 24 modulů na linii. Každý modul je 16 m dlouhý a reflektory 2,25 m široké. Areva deklaruje zahřívací plochu povrchu na 210 m² na linii. Poměr ploch reflektoru a přijímače tepla je 53,7. Výkonnostní testy pod 400 °C byly shledány 100% použitelnými. Výsledky testování předčily výpočtová očekávání [10]. Areva oznámila že vyvíjí 482°C verzi pro rok 2011 s operačním tlakem 165 barů [11]. V roce 2012 Areva oznámila vývoj nové verze schopné pracovat o teplotách nad 500 °C [9].



Obr. 3-1: Schéma lichoběžníkového přijímače s obrácenou dutinou směrem k zemi s plastovým průhledným krytem. Skleněný kryt se ukázal být více odolný [9] (s povolením G. Morrisona).



Obr. 3-2: Čtvrtá linie v Kimberlina za provozu. Pracuje jako přehřívací linie na 400 °C [9] (s povolením Areva Solar).

2) Solar Power Group

Tato společnost vyvinula Fresnelův reflektor FRESDEMO o délce 100 m a výšce 21 m. Trubka přijímače má 14 cm vnější a 12,5 cm vnitřní průměr. Obsahuje 15 m² reflektorové plochy na běžný metr přijímače trubky, což je geometrická koncentrace (poměr ploch přijímače k odrazivé ploše) 34, což je okolo 20 % vyšší hodnota než u parabolických průchozí [9].

FRESDEMO kolektor může být provozován ve třech různých provozních režimech:

- a) přehřívání (přijímač je zásobován studenou nebo přehřátou vodou)

- b) odpařování (přijímač je zásobován přehřátou vodou a sytou párou)
- c) přehřívání (přijímač je zásobován sytou nebo pouze přehřátou párou)

Uvnitř dutiny je jedna přijímací trubka s vnitřním průměrem 18 cm potažená neselektivním absorpčním povlakem. Optická účinnost při prvním měření byla stanovena na 63 % [12]. FRESDEMO zlomilo v roce 2008 rekord, když pracovalo při teplotě 450 °C jako přehříváč páry pro přímý parní generátor, což byla nejvyšší teplota u LFR dosažená do té doby [13]. LFR FRESDEMO je na obr. č. 3-3.



Obr. 3-3: Veřejné představení prototypu FRESDEMO v PSA ve Španělsku [9] (s povolením MAN Ferrostaal and Solar Power Group GmbH, 2007).

3) Industrial Solar

Tato společnost vyvinula malý LFR pro použití na střeše, využívající jeden přijímač s vakuově odsátou trubicí průměru 70 mm již roku 2005. Tento systém jménem FL-11 používal vodní okruh pod tlakem 16 barů k přenosu tepla za teplot do 200 °C. Základní reflektorový systém měl 4 m na délku a 8 m na šířku s 11 primárními zrcadlovými řadami. Jako jiné společnosti používal plochá bílá skleněná zrcadla, možná i trochu zahnutá a leštěný hliníkový sekundární reflektor. Každá řada byla ovládána elektrickým motorem. Druhý prototyp s plochou 132 m² a výkonem 66 kW byl instalován v Bergamu, Itálii k pohonu slánovodního absorpčního chlazení, které bylo provozováno od roku 2006. Na konci roku 2007 byl třetí Fresnelův tepelně procesní kolektor s 352 m² plochou instalován na střeše Escuela Técnica Superior de Ingenieros (ESI), School of Engineering Seville, Španělsko (na obr. č. 3-4) [9].



Obr. 3-4: Třetí průmyslový Solární projekt, z roku 2007 v Seville, Španělsko. Plocha zařízení je 352 m², délka je 65 m, se stlačeným vodním oběhem o tlaku 16 barů a operační teplotě 180 °C. Použité zařízení bylo sluneční chlazení s dvojitým absorpčním chladičem (175 kW) [9] (s dovolením Industrial Solar GmbH).

4) Novatec Solar

Tato firma se odlišuje designem reflektorů. Nový design byl vytvořen z jednoho kusu, kde je mnoho z pevnosti odvozeno z kovového plechu. Reflektory jsou lehké a mohou být přemísťovány bez potřeby strojů. Jsou vhodné pro masovou výrobu. Automatická výrobní linka byla sestavena a navržena na základě výrobních metod automobilových součástek. Na konci roku 2006 získala společnost investory a uvedla do provozu prototyp elektrárny ve Španělsku jako základní modul vhodný pro operace při 270 °C, na obr. č. 3-5. Čištění reflektoru je na obr. č. 3-6 [9].



Obr. 3-5: Demonstrační modul Novatec 2006 na jihu Španělska [9] (s dovolením Novatec Solar GmbH).



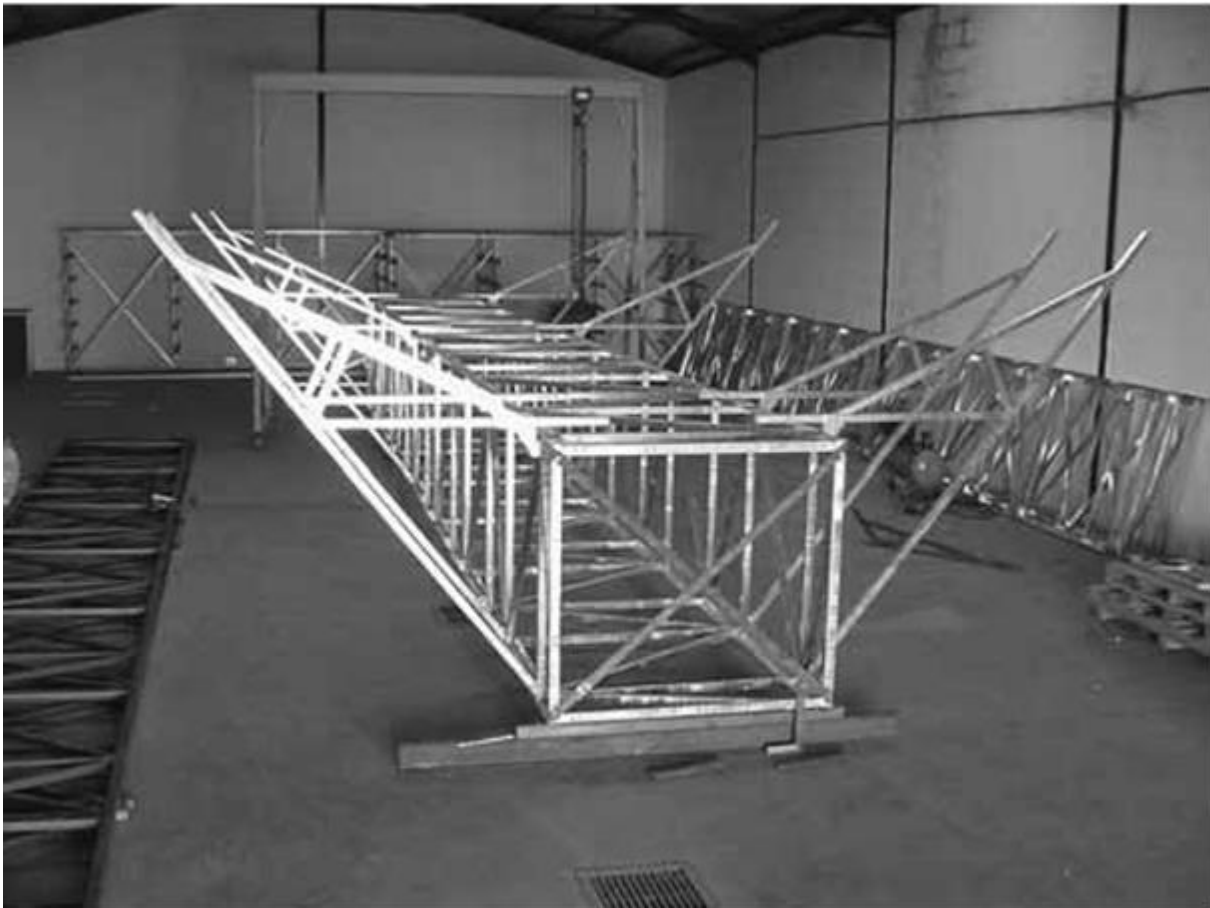
Obr. 3-6: Pohled na robota firmy Novatec pro suché čištění pohybujícího se reflektorovou linií [9] (s povolením Novatec Solar GmbH).

3.2.2 Komerčně dostupné parabolické průchozí kolektory

a) Velké PTC

1) **Evropské konsorcium (torzní box)**

Jeden z úspěchů firmy LUZ International bylo vyvinutí tří spolehlivých a odolných PTC (průchozí parabolický kolektor) nazvaných LS1, LS2 a LS3, které byly úspěšně použity v elektrárnách typu SEG (s přímou generací páry v přijímači). LS3 kolektor je největší a dosahuje plochy 545 m². Po krachu této firmy vzniklo Evropské konsorcium složené ze zástupců průmyslu, inženýrů a R&D (výzkumných a vývojových) center, které bylo sestaveno v roce 1998 pro vývoj nových PTC použitelných pro velké elektrárny. Výsledkem byl EuroTrough-100 (ET-100) a EuroTrough-150 (ET-150), které byly následně vylepšeny na jejich následníka SKAL-ET, který byl zabudován do elektrárny ANDASOL-1 ve Španělsku v roce 2007, na obr. č. 3-7 je ocelová struktura ET-100 nazývaná torzní box. Některé PTC kolektory nepotřebovaly speciální upínák pro sestavení, ale většina ano pro dosažení přesných tolerancí [14].



Obr. 3-7: Ocelová struktura EuroTrough-100 kolektoru (torzní box) [14].

2) **Albisa Solar (torzní trubka)**

Tato firma nahradila torzní box centrální ocelovou trubkou nazývanou torzní trubka. I u této konstrukce musí být dodržena vysoká přesnost při sestavování. Kolektor typu torzní trubka je na obr. č. 3-8. Při sestavování kolektorů a jejich montáži musí být dodržena vysoká přesnost,

protože následné korekce již zpravidla nejsou možné. Hlavním typem reflektoru používaným v komerčních PTC designech je zahnuté postříbřené nízko železité tenkostěnné skleněné zrcadlo, které může být nahrazeno výrobky z leštěného plechu nebo stříbrem či hliníkem potažených pevných parabolických podkladů. Existuje několik dodavatelů polymerových filmů pro reflektory, jako je firma 3M a Reflectech Inc. [14].



Obr. 3-8: PTC design s torzní trubkou k zajištění dobré torzní tuhosti [14].

b) Malé PTC

Většina výzkumu a vývoje ke konci 20. století a počátku 21. století bylo věnováno velkým PTC pro velké sluneční tepelné elektrárny. Malé PTC byly také vyvíjeny pro procesní tepelné aplikace o teplotách pod 300 °C. Tyto kolektory mohou zajišťovat procesní teplo pro široké spektrum aplikací nahrazujících zemní plyn, jako je sušení sklizně a příprava jídla (vaření). Průmyslové procesy jako je produkce biopaliv, čištění vody, odsolování a absorpční chladicí vzduchová klimatizace pro komerční a průmyslové budovy, to vše je v možnostech těchto malých PTC [14].

1) Abengoa Solar IST

Společnost Abengoa vyvinula kolektory IST-PT1 a IST-RMT, které používají nevakuový trubkový přijímač s černým chromovým povlakem a skleněnou obálkou, tyto kolektory mají pracovní teploty 288 °C a 204 °C [14].

2) SOLITEM

Další malé PTC pro procesní teplo je PTC-1800 kolektor této Německo Turecké společnosti pracující s maximální teplotou 200 °C a velikostí plochy kolektoru 36,65 m² [14].

3) NEP Solar Pty Ltd

Tato Australská společnost také vyvinula malé PTC s názvem PolyTrough-1200 vhodné pro teploty do 230 °C. Tento 24 m dlouhý a 1,2 m široký kolektor se skládá z kompozitních reflektorových panelů s hliníkovými plechy, které mohou být umístěny na střechách či zemi [14].

4) SOPOGY

Tato společnost sídlící na Honolulu (Hawai) vyvinula 3,7 m dlouhý a 1,35 široký PTC modul prodáváný pod názvem Soponova 4.0, který je vhodný pro procesní teplo i výrobu elektřiny. Kolektor Soponova 4.0 je na obrázku 3-9 [14].



Obr. 3-9: Parabolický průchozí koncentrátor Soponova 4.0 vyvinutý firmou SOPOGY [14].

3.2.3 Komerční elektrárny věžového systému

Existuje nejméně pět společností aktivně se podílejících na vývoji komerčních projektů velkých měřítek, jedná se o: Abengoa Solar ve Španělsku, eSolar v USA a Indii, Sener-Torresol Energy ve Španělsku, BrightSource v USA a Izraeli, Solar Reserve v USA. Každá z těchto firem má

jiný produkt nabízející na trh, zahrnující různé heliostaty (reflektory pro věžový systém), různé typy přijímačů, pracovních tekutin, skladovacích strategií, konfigurací slunečního pole a velikostí elektrárny. Každá z těchto firem má v současnosti komerční věžovou elektrárnu v provozu nebo ve výstavbě. Popis těchto technologií by překročil významně rozsah této práce, navíc tato technologie se projektuje přímo na dané podmínky, takže i stejný výrobce dodává samozřejmě různá řešení na různé podmínky [45].

3.2.4 Parabolický disk CSP systému

Tento systém používá parabolická zrcadla sledující Slunce a soustřeďuje sluneční energii na přijímač, kde je pomocí tepelného motoru a generátoru vyráběna elektřina nebo je teplo předáno tepelnému dopravnímu médiu, které teplo dopraví do pozemní elektrárny. Disky mají nejvyšší optické účinnosti, koncentrační součinitele a výrobní efektivnost ze všech CSP technologií, zde následuje výběr některých z dostupných technologií [15].

1) Stirling Energy Systems

Tato společnost vyvinula diskovou Stirlingovu jednotku nazývanou SunCatcher využívající 25 kW Stirlingův motor. Společnost po nezískání státní záruky zbankrotovala [15].

2) Schlaich Bergermann und partner

EuroDish je výsledkem vývoje této společnosti v prvním kroku s průměrem 8,5 m vybaveném Stirlingovým motorem. EuroDish je vybaven nově vyvinutým koncentrátorem postaveném ze sendvičových prvků obsahujících skelná vlákna zesílená plastem a SOLO Stirlingovým motorem 161 s 10 kW_{el} kapacitou [15].

3) Infinia Corporation

Původně se jednalo o společnost vyvíjející Stirlingové motory od roku 1967. V roce 2006 započala s vývojem disku PowerDish s průměrem 4,7 m, který je vybaven vlastním, levným, spolehlivým a bezúdržbovým 3,2 kW Stirlingovým motorem. Motor byl firmou prohlášen za bezúdržbový po celou dobu životnosti 25 let. Disky této společnosti jsou provozovány po celém světě. PowerDish je na obr. č. 3-10 [15].

4) HelioFocus

Společnost HelioFocus Ltd of Ness Ziona, Izrael, byla založena v roce 2007. Vyvinula levný, velký disk o ploše 500 m². Disk byl zhotoven z ploché podpěrné struktury se zrcadly umístěnými jako ve Fresnelovo poli. Při první aplikaci disku bylo teplo předáváno tepelnému médiu a sloužilo k podpoře fosilní elektrárny. Vyvinout systém s mikroturbínou bylo záměrem této společnosti [15].

5) Solar Cat/SouthWest Solar

Společnost SouthWest Solar Technologies of Phoenix, Arizona, USA, také vyvinula velký diskový koncentrátor o průměru 23 m a ploše 320 m². Tento disk je umístěn na pylonu a

zásobuje 80 kW_{el} micro turbínu. Hybridní nasazení a skladování stlačeného vzduchu je úmyslem této společnosti vyvinout v nejbližší době [15].



Obr. 3-10: Instalace disků PowerDish v Yumě, Arizona 2010 společností Infinia Corp. [15] (vlastník práv: Infinia Corp.).

6) Solar Systems

Australská společnost Solar Systems Pty. Ltd pracovala na CPV s diskovým koncentrátorem od pozdních devadesátých let minulého století. Jejich CS500 o ploše 130 m² vyráběl 35 kW a byl umístěn na pylonu. V dnešní době se systém nazývá Dense Array Converter s podobnou plochou 140 m² a PV generátorem se 40% účinností [15].

7) Australian National University

Tato společnost či instituce vyvinula disk SG3 o ploše 400 m², který je vytvořen z 54 trojúhelníkových zrcadel na prostorovém rámu. Disk je připevněn na otočném stole, po kterém se pohybuje pomocí šesti kol. Velikost disku byla motivována vyšší cenovou efektivností u větších disků, která je vyšší než u malých. Velké systémy disků používající pozemní parní turbogenerátor byly hlavním cílem vývoje zařízení, takže nutnost osazení motoru do ohniska disku neovlivnila návrh konstrukce disku. V roce 2009 byl hotov návrh nového disku o ploše 500 m² a postaven ve spolupráci s firmou Wizard Power Pty. Ltd. Nový disk byl optimalizovaný pro masovou výrobu elektráren velkého měřítka, obsahoval 380 vyměnitelných čtvercových zrcadlových panelů a otočný stůl s koly [16].

4 Skladovací technologie

Kapitola je zpracována dle Steinmann [6].

4.1 Současný stav skladovací technologie

Vývoj skladovacích systémů je nedílnou součástí vývoje CSP technologie od samého počátku. Tab. č. 4-1 zobrazuje přehledně skladovací systémy zabudované do experimentálních a komerčních CSP elektráren. Vývoj skladovacích systémů CSP je charakterizován velkou růzností základních konceptů odrážejících absorpční systémy, média přenosu tepla a tepelné cykly použité v tepelných elektrárnách. Nalezení správného konceptu pro konkrétní elektrárnu závisí na příslušných okrajových podmínkách zahrnujících pracovní médium, rozsah teplot, skladovací kapacitu, hladinu výroby elektřiny a reakční čas.

Tab. 4-1: Přehled vybraných skladovacích systémů začleněných do komerčních a experimentálních továren [6].

Project	Concept	Concentrator type	Max temperature	Thermal capacity	Start of operation
Eurelios (Italy)	Two-tank molten salt, steam accumulator	Tower/heliostat	430°C	0.5 MWh _{th}	1981
SSPS (Spain)	Two-tank liquid sodium	Tower/heliostat	530°C	1.0 MWh _{th}	1981
Nio central receiver (Japan)	Steam accumulator	Tower/heliostat	250°C	3.0 MWh _{th}	1981
Solar One (USA)	Thermocline with thermal oil	Tower/heliostat	300°C	28 MWh _{th}	1982
CESA-1 (Spain)	Two-tank molten salt	Tower/heliostat	340°C	3 MWh _{th}	1983
Themis (France)	Two-tank thermal oil	Tower/heliostat	450°C	40 MWh _{th}	1984
SEGS-1 (USA)	Two-tank molten salt	Trough	305°C	120 MWh _{th}	1984
TSA (Spain)	Packed bed with air	Tower/heliostat	700°C	1 MWh _{th}	1993
Solar Two (USA)	Two-tank molten salt	Tower/heliostat	565°C	110 MWh _{th}	1996
PS10 (Spain)	Steam accumulator	Tower/heliostat	245°C	20 MWh _{th}	2006
Andasol-1 (Spain)	Two-tank molten salt	Trough	385°C	1,010 MWh _{th}	2009
Solar Tres/Gemasolar (Spain)	Two-tank molten salt	Tower/heliostat	565°C	2,300 MWh _{th}	2011

4.2 Skladování sdílené tepelné energie

Je vyjádřeno kalorimetrickou rovnicí:

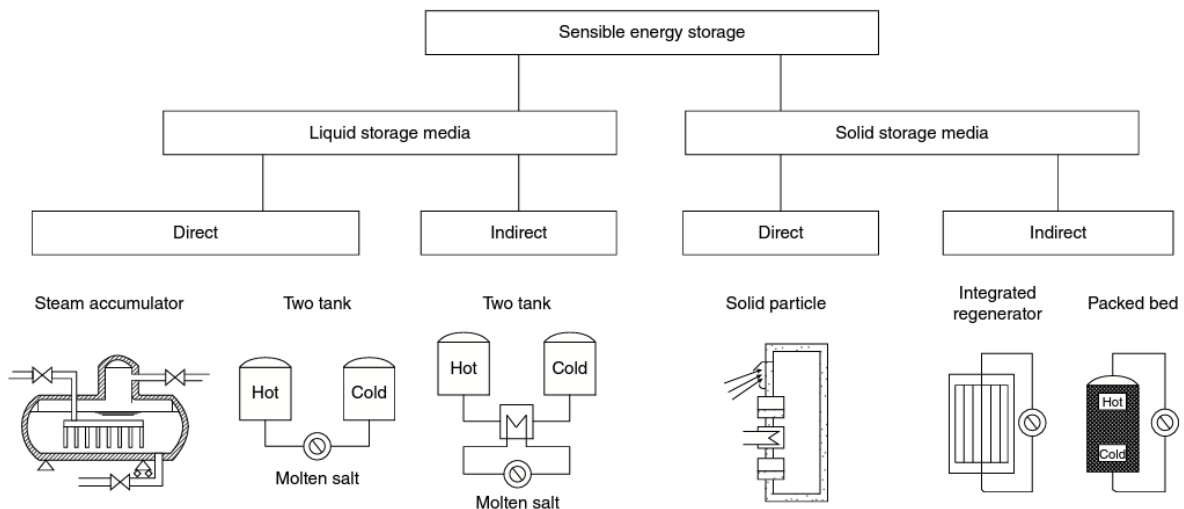
$$\Delta Q_{12} = m \int_{T_1}^{T_2} c(T) dT$$

kde: ΔQ_{12} je rozdíl tepel mezi stavy 1 a 2 dané teploty [J]

m	hmotnost látky které přivádíme teplo	[kg]
T_1	počáteční teplota látky	[K]
T_2	koncová teplota látky	[K]
c	měrná tepelná kapacita látky	[J·kg ⁻¹ ·K ⁻¹]
T	teplota látky	[K]
dT	derivace teploty látky	[K]

Závisí na předešlém vzorečku pro teplo a je omezeno rozdílem teplot a tepelnou kapacitou hmoty. Použití vody pro příklad, jakož to hmoty s největší tepelnou kapacitou ze všech běžných kapalin a pevných materiálů, je maximální skladovací kapacita pro pocitové (z angl. originálu, v češtině jde o sdílené) tepelné systémy v rozmezí 0,11 kWh/kg na teplotní rozdíl 100 K. V porovnání k chemickým energetickým zdrojům (ropa 11,5 kWh/kg) vyžadují skladovací systémy tepla velkou hmotu kvůli malé skladovací hustotě.

Jsou dva směry vývoje závislých na výběru skladovacího materiálu, a to používající kapalná média nebo pevná. Dalším kritériem je způsob dopravy solární energie ke skladovacímu materiálu. Pro přímé skladovací systémy je teplo přepravní tekutina použita k pohlcení sluneční energie a zároveň i ke skladování. Nepřímé skladovací systémy používají skladovací médium odlišné od dopravního tepelného média. Obr. č. 4-1 ukazuje rozdělení různých konceptů pro pocitové tepelné skladování.



Obr. 4-1: Koncepty pocitového skladování tepelné energie (sdíleného tepla v češtině) [6].

4.2.1 Kapalná skladovací média: dvou nádržový koncept

Příklad dvou nádržové technologie je na obr. č. 4-2. Tekuté médium je zokruhováno mezi horkou nádrží a studenou nádrží. Tab. č. 4-2 ukazuje různá tekutá média a vlastnosti důležité pro skladování tepla. Nejjednodušší cestou ke skladování pocitového tepla v tekutinách je připojit vstup a výstup přenosu tepla do dvou oddělených obsahů držných na různých teplotách. Tento způsob je široce používán pro nízkoteplotní aplikace využívajících vodu jako zásobní médium ve vertikálních osamocených tancích, kde jsou odděleny horké a studené obsahy tepelnou stratifikací. Kvůli velkému objemu potřebnému pro CSP aplikace jsou obvykle používány dvě oddělené zásobní nádrže místo jedné vertikální nádrže.

V případě beztlakového tepelného transportního média použitého v absorbérech je upřednostňované řešení přímé skladování tohoto tepla v přepravní tekutině.

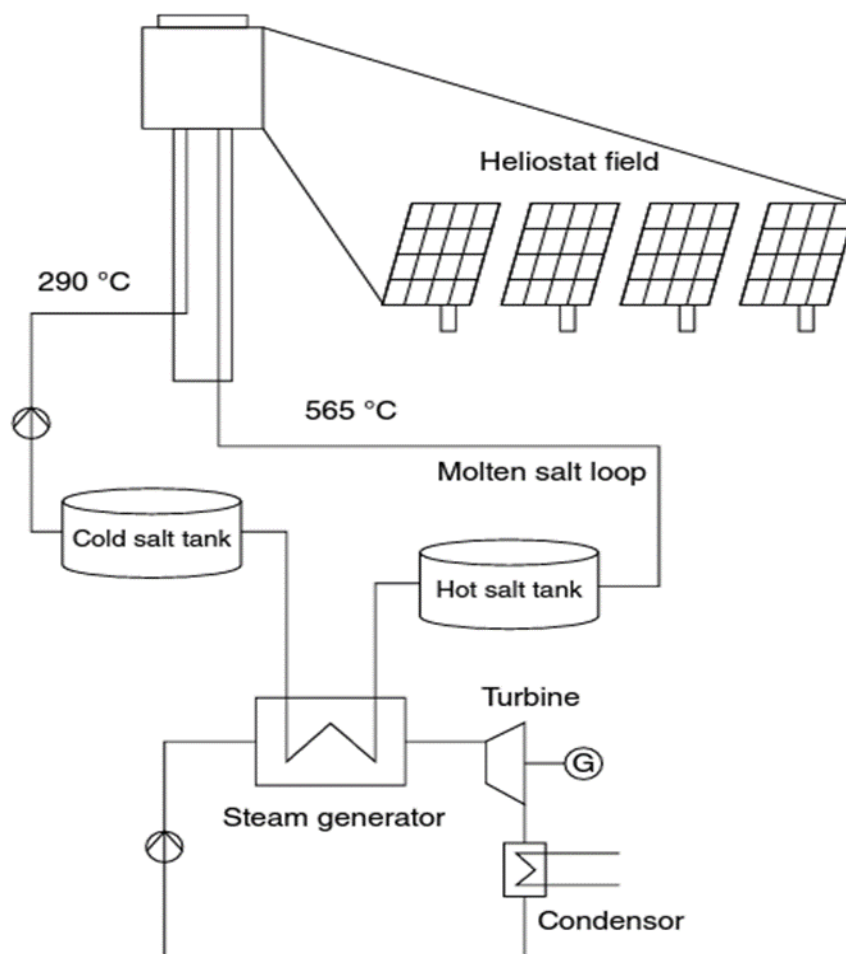
Parabolické průchozí elektrárny používají přímé skladování tepelného oleje v rozmezí teplot mezi 240 °C a 307 °C [17]. Kvůli omezené maximální teplotě (kvůli degradaci), hořlavosti a vysoké ceně, nejsou tepelné oleje atraktivní volbou. Tavné soli představují alternativu dobře známou z jiných aplikací [18; 19]. Pro skladování tepla byly doposud upřednostňovány směsi nitrátů, na obr. č. 4-3. Hlavní nevýhodou tavných solí je jejich přípustná operační teplota, která je omezena bodem tuhnutí na spodním teplotním rozmezí a tepelným rozkladem na horním teplotním rozmezí. Tuhnutí v průběhu skladování v nádržích musí být zabráněno, kvůli nízké tepelné vodivosti. Roztavování je komplexní proces. Korozivita tavných solí vzrůstá s teplotou,

skladovací nádrže vystavené vyšším teplotám vyžadují dražší materiály. Dvou nádržové koncepty využívající tavných solí byly úspěšně předvedeny v průběhu Solar Two projektu, používajících 1400 tun tavných solí v rozmezí 565 °C a 290 °C. Obr. č. 4-2 ukazuje zjednodušené schéma solárního přijímače využívající tavných solí jako pracovní a skladovací médium. Podrobný popis tohoto skladovacího systému uvádí Pacheco [40].

Přímý dvou nádržový koncept je rovněž použit pro 16 hodinový skladovací systém v Gemasolar projektu vlastněném firmou Torresol Energy, na obr. č. 4-4.

V nepřímých skladovacích systémech je tavná sůl použita jako skladovací médium, je odlišná od té v absorbérech. Tento koncept je zvolen, protože tavná sůl pro absorbéry je dražší než skladovací sůl.

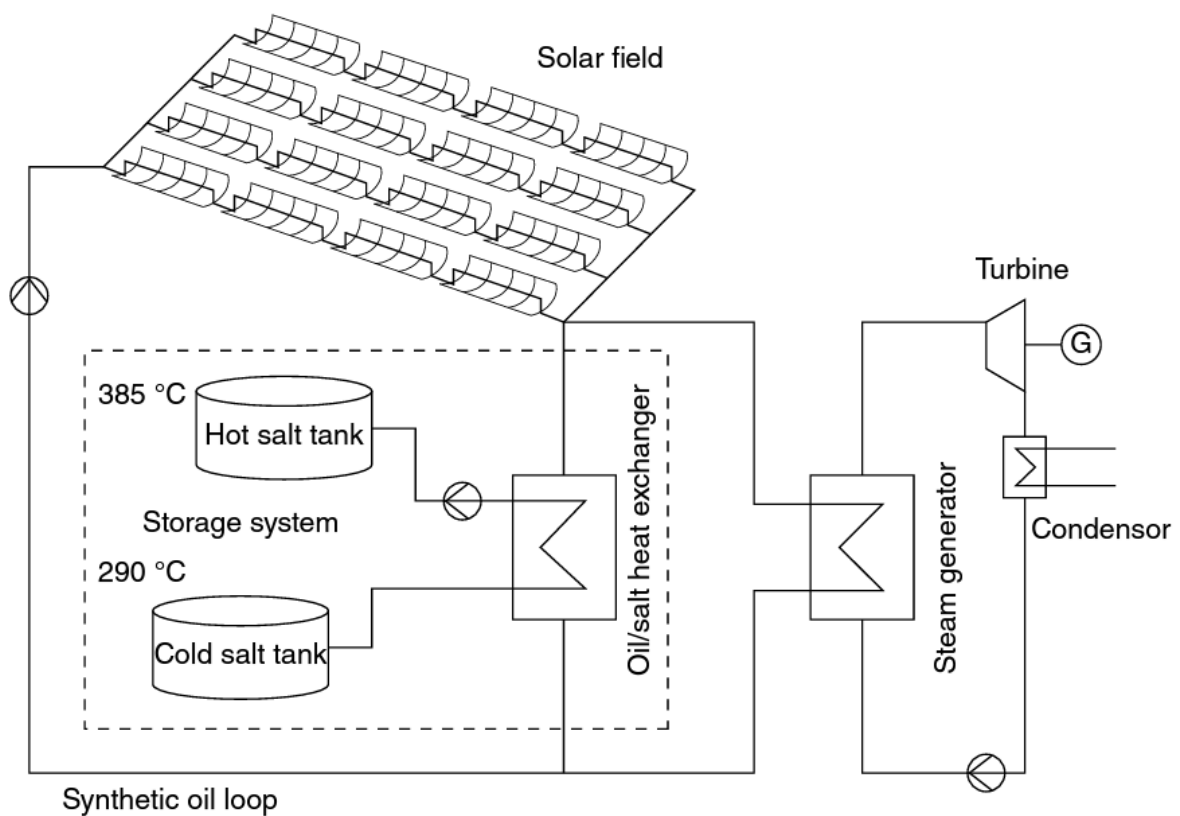
Oddělené okruhy jsou spojeny tepelným výměníkem. První komerční dvou nádržový skladovací systém tavných solí byl použit v Andasol-1 elektrárně v nepřímém konceptu používajících 28 500 tun nitrátových solí provozovaných v rozmezí teplot 292 a 386 °C [20].



Obr.4-2: Zjednodušené schéma centrálního přijímače s dvou nádržovým konceptem [6].

Tab. 4-2: Příklady tekutých médií pro pocitové tepelné skladování [6].

Medium	Density (kg/m ³)	Specific heat capacity (kJ/kg/K)	dyn. viscosity (kg/ms)	Temperature difference = 100 K	
				Volume spec. storage density (kWh _{th} /m ³)	Capacity specific media costs (€/kWh _{th})
Saturated water (250°C, 40 bar)	798	4.865	1.06exp-4	100	–
Mineral oil (<320°C)	800	2.4	3.5exp-4	53	15
Synthetic oil (<400°C)	755	2.4	1.6exp-4	50	60
Nitrate salt (220°C <, <570°C)	1,950	1.5	3.4exp-4	81	20



Obr. 4-3: Zjednodušené schéma parabolické průchozí elektrárny používající tepelný olej v nepřímém konceptu dvou nádržovém [6].



Obr. 4-4: Dvou nádržový skladovací systém 17MWel Gemasolar elektrárny s centrálním přijímačem, Španělsko [6] (s povolením Torresol Energy, Španělsko).

4.2.2 Kapalná skladovací média: parní akumulátor

Kapalná voda je zajímavé skladovací médium díky vysoké tepelné kapacitě, nízké ceně a použitelnosti. Pro teploty překračující 100 °C musí být voda stlačována, aby mohla být použita jako kapalně skladovací médium. Parní akumulátory zajišťují sytou páru v průběhu vybíjení [21], na obr. 4-5. Energie pro vývoj syté páry je brána ze stlačené vody v objemu ve stavu syté kapaliny. Teplota syté páry závisí na teplotě kapalné vody v objemu, tlak syté páry zajišťovaný zásobním systémem v průběhu vybíjení klesá. Hmotnost syté kapalné vody zůstávající uvnitř parního akumulátoru je velká v porovnání s hmotností syté páry zajišťované v průběhu vybíjecího procesu. Za předpokladu konstantní hmotnosti hmoty syté kapaliny uvnitř parního akumulátoru může být tepelná energie zajišťovaná v průběhu vybíjení z tlaku $P1$ do $P2$ určena takto:

$$\Delta Q = m_{liquid} c_{liquid} (T_{sat}(P1) - T_{sat}(P2))$$

kde: T_{sat} je tlakově závislá teplota sytosti

c_{liquid} specifická tepelná kapacita kapalné vody.

$P1$ počáteční tlak syté kapaliny

$P2$ koncový tlak syté kapaliny

m_{liquid} hmotnost kapaliny

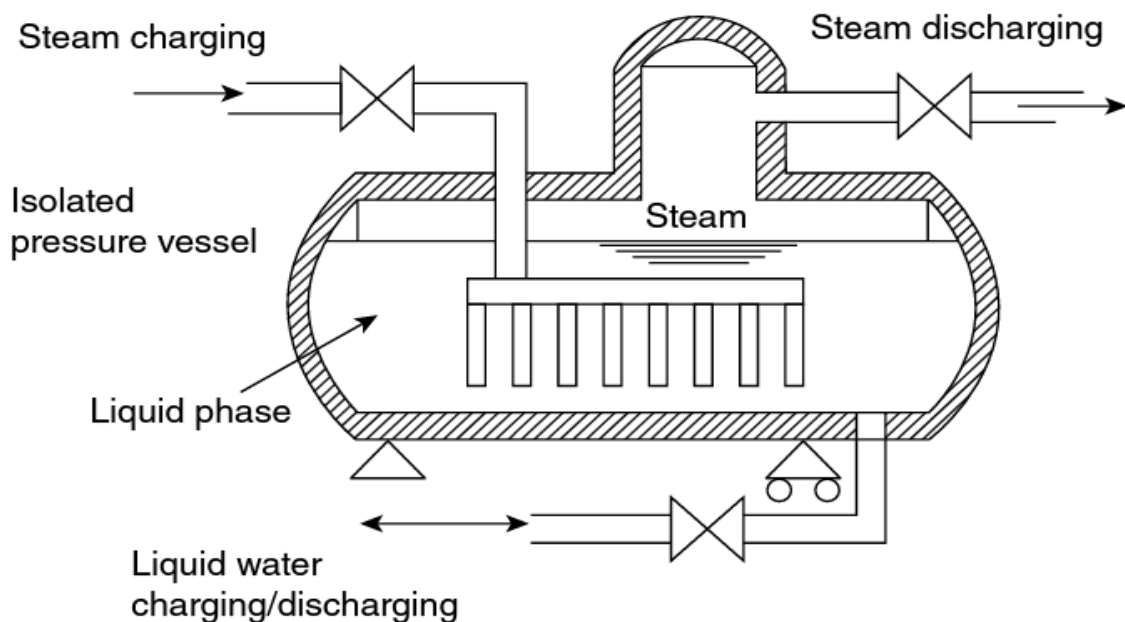
ΔQ rozdíl tepel

Obrázek č. 4-6 ukazuje objemově specifické množství páry dodávané parním akumulátorem závislém na výchozím tlaku a tlakových poklesech [22].

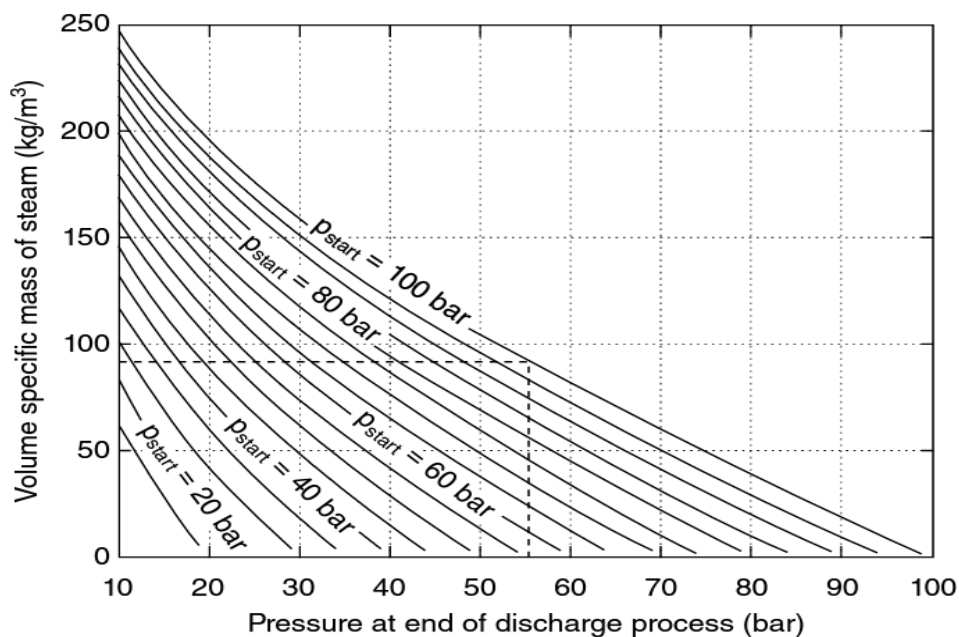
Parní akumulátory jsou nabíjeny dodávkou páry přeměňovanou v kapalný objem. Teplota kapalného objemu je zvyšována kondenzací páry. Zatímco parní akumulátory mají rychlé reakční časy, skladovací kapacita je obvykle limitována cenou tlakových nádob. Parní akumulátory dodávají páru neustále po krátkou dobu, a proto mohou být použity ke kompenzaci krátkých přechodů oblačnosti.

Parní akumulátory jsou široce používány v procesním průmyslu v teplotním rozmezí mezi 100 a 200 °C. Použití parních akumulátorů pro velké CSP elektrárny bylo popsáno Gilliem a Beckmanem [23].

Některé experimentální CSP elektrárny jako je Eurelios [24] a japonská elektrárna s centrálním přijímačem v Nio [25] používá parní akumulátory. Elektrárna PS10 s centrálním přijímačem představuje první komerční CSP elektrárnu v Evropě spuštěnou v roce 2007, využívající parní akumulátory ke krátkodobému skladování. Čtyři zásobníky s celkovou skladovací kapacitou 20 MWh poskytují při 50% zatížení provoz 11MW_e po dobu 50 minut. Skladovací systém je nabit sytou parou o tlaku 45 barů zajištěném centrálním přijímačem.



Obr. 4-5: Schéma parního akumulátoru [21].



Obr. 4-6: Objemově specifická hmota syté páry zajištěná akumulátorem pro různé počáteční tlaky a tlakové poklesy, při vstupním tlaku 100 barů a koncovém 55 barů dodá akumulátor 90 kg páry na m^3 objemu skladovaného média [22].

4.2.3 Skladovací koncept s pevným médiem

Použití pevných médií jako skladovacích je způsobeno hlavně snížením nákladů (tab. č. 4-3). Cena betonu na jednotku uskladněné energie odpovídá 10-20 % nákladů pro tavné soli a údržbové náklady jsou očekávány nižší pro pevná média. Navíc odpadají problémy s mrznutím, odparem a únikem média. Cenově efektivní pevné skladovací materiály vykazují nízkou tepelnou vodivost, což představuje hlavní výzvu pro začlenění pevných médií jako účinného skladovacího konceptu. Byly navrženy různé způsoby k překonání omezení v transportu tepla skladovacího média. Cílem těchto způsobů je zkrátit cestu pro tepelný přenos ze skladovacího média do přenosného média.

Tab. 4-3: Příklady pevných médií pro pocitové (sdílené) teplo [6].

Material	Density (kg/m^3)	Specific heat capacity ($kJ/kg/K$)	Thermal conductivity (W/mK)	Temperature difference = 100 K	
				Volume specific storage density (kWh_{th}/m^3)	Capacity specific media costs ($€/kWh_{th}$)
Aluminium	2,700	0.945	200	70.8	90
Concrete	2,200	0.72	1.5	44	5
Cast iron	7,200	0.5	35	100	70
Rock	2,500	0.8	1.0–3.0	55	–

1) Pevná média s integrovaným tepelným výměníkem

Pro stlačené teplo přenosné kapaliny je paralelní trubní registr obvykle integrován do skladovacího objemu. Různé odlévání schopné skladovací materiály, jako je beton a keramika, byly pro tento účel zkoumány. Testovací jednotka byla instalována v Plataforma Solar de Almería (Španělsko) a připojena k parabolickým průchozím kolektorům (na obr. č. 4-7 a 4-8). Tento systém byl vytvořen pro tepelnou energii 350 kW a kapacitu 400 kWh provozovanou s tepelným olejem na maximální teplotě 390 °C. Druhá testovací jednotka určená ke skladovacím cyklům 6 až 8 hodinovým, také s kapacitou 400 kWh byla připojena k testovacímu okruhu pro umožnění dlouhodobého výzkumu chování jednotky a byla provozována s tepelným olejem mezi 300 a 400 °C s více jak 300 cykly bez jakékoli degradace [26]. Stejný základní model byl také použit pro skladovací jednotku určenou pro provoz s přehřátou stlačenou párou (100 barů) s maximální teplotou 500 °C [27]. Specifické investiční náklady na skladovací jednotku s kapacitou 1100 MWh jsou odhadnuty okolo 34 Eu/kWh [28].

V současné době se probíhající vývoj zaměřuje na možnosti snížení investičních nákladů. Tyto náklady jsou opanovány tepelným výměníkem v objemu skladovacího média. Byly zkoumány různé možnosti zvýšení efektivity tepelné vodivosti ve skladovacím médiu. Přídavek materiálů s vysokou vodivostí se neukázal být slibným pro snížení nákladů. Dalším způsobem je zabudování teplo přenosných struktur do skladovacího materiálu kvůli snížení počtu trubek potřebných pro výměník tepla.



Obr. 4-7: Betonový skladovací modul před instalací izolace [6].



Obr. 4-8: Betonový skladovací modul (400 kWh) před instalací izolace [6].

2) Packed bed (sbalené lůžko)

V přímém kontaktním skladovacím systému není vložena stěna mezi teplo přenosnou kapalinu a skladovací médium. Částice skladovacího materiálu jsou zabaleny do kontejneru, ohřátá kapalina prochází skrz částice. Přímý kontakt tepelného přenosu umožňuje větší množství teplosměnných ploch. Efektivní proudová křížná plocha může být velká, což snižuje ztráty tlaku, zvláště pro plyny. Skladovací materiál a teplo přenosná kapalina musí mít stejný tlak a musí být slučitelné. Skladovací systém sbalené lůžko je zabudován do Solární energetické věže Julich. Tato experimentální elektrárna s centrálním přijímačem používá vzduch při atmosférickém tlaku jako teplosměnné médium. Skladování se pohybuje mezi 120 a 680 °C a má skladovací kapacitu téměř 9 MW [29].

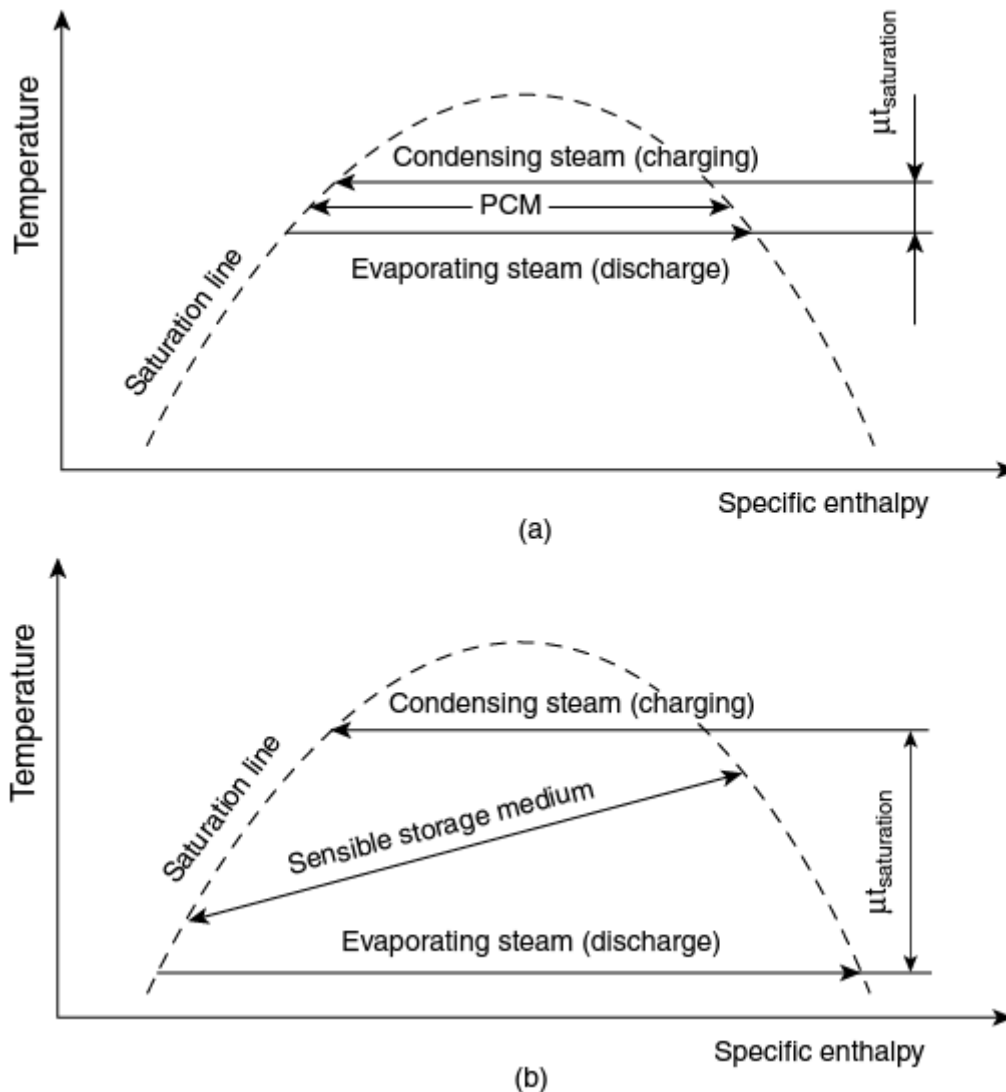
Přímé kontaktní skladovací systémy mohou být také provozovány s tekutými přenosovými médii. Zde je hlavním cílem nahradit drahá skladovací média levnějšími pevnými.

3) Pevné částice

Přijímače s přímou absorpcí koncentrovaného slunečního záření do pevných částic jsou považovány za slibné řešení pro solární chemický průmysl požadující vysoké teploty [30]. Tento koncept může být výhodně použit jako skladovací systém. Zatímco přímé pohlcování sluneční energie v nestlačených pevných materiálech je lákavou možností, různé problémy musejí být vyřešeny před komerčním nasazením v CSP. Musí být zajištěna dlouhodobá stabilita částic, musí být zvažováno parazitní zatížení potřebné pro dopravu částic. Trubní vedení pro dopravu částic bude vystaveno značnému mechanickému zatížení při vysokých teplotách [31].

4.3 Skladovací koncept latentního (skrytého) tepla

Skladovací systémy latentního tepla využívají změnu entalpie látky procházející změnou fáze ke skladování energie. Využívá se možnost skladování při teplotách blízkých fázovým změnám. V technologii CSP se vývoj pohlcovačů přímo vyrábějících páru zaměřil na skladovací systémy skrytého tepla. Použití konceptu pocitového tepla není pro tyto případy efektivní. To je vidět na obr. č. 4-9. Jestliže je parní proces použit pro nabíjení a vybíjení pocitového tepla, nabíjecí parní systém bude nucen být provozován na vyšší teplotě sytosti a vyšší tlaku než vybíjecí pára. Pára s obnovenou energií bude muset mít snížený výrobní potenciál v porovnání s nabíjecí párou.

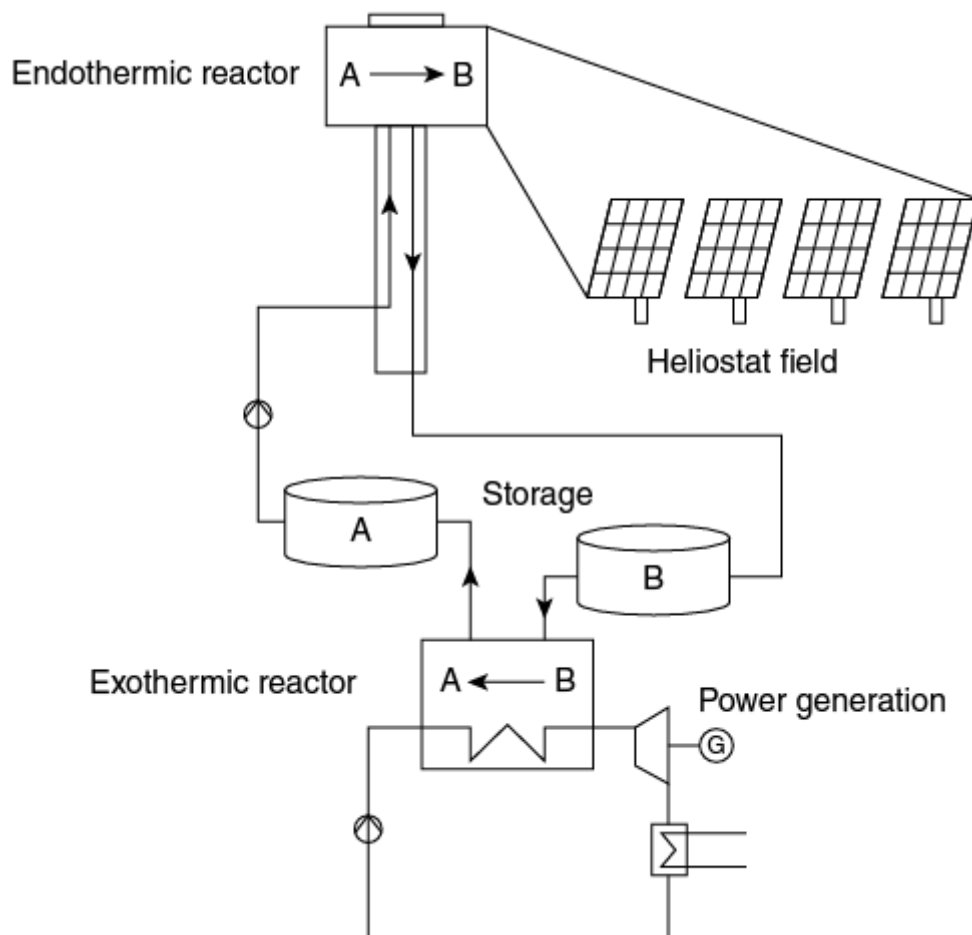


Obr. 4-9: Nezbytné snížení teploty syté páry pro systém používající páru jako pracovní médium. Porovnání latentního tepla a) a pocitového tepla b) [6].

4.4 Chemické skladování energie

Skladování chemické energie využívá změnu entalpie ve vratné chemické reakci. Zájem o tyto systémy je motivován hlavně možností skladovat energii při vyšších hustotách než u jiných typů tepelného skladování. Možnost skladování reaktantů za teploty okolí minimalizuje tepelné ztráty a je rovněž zajímavou pobídkou pro vývoj těchto systémů. Ačkoli byl tento potenciál identifikován v počátku vývoje CSP technologie [32; 33; 34], skladovací systémy chemické

energie jsou stále v raném stádiu vývoje a vyžadují další vývoj. Schéma skladovacího systému s vratnou chemickou reakcí je na obr. č. 4-10.



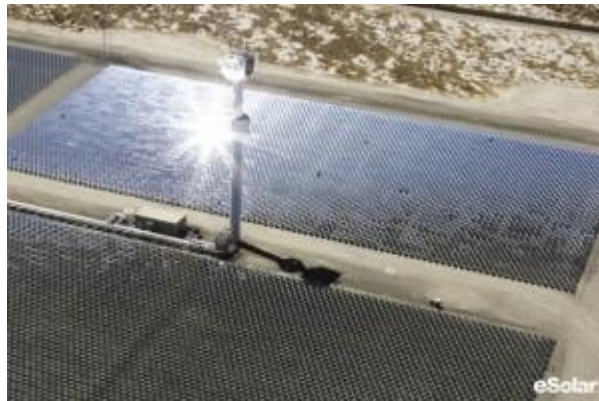
Obr. 4-10: Schématické znázornění skladovacího systému s vratnou chemickou změnou [6].

5 Některé faktory ovlivňující vývoj CSP

5.1 Umístění

Velké CSP projekty inklinují k umístění ve slunečních oblastech světa. V této době se jedná o jihozápad Spojených Států Amerických, Španělsko, Austrálii, Afriku, jižní části Evropy.

Španělsko je předním zástupcem v CSP instalacích s více než 50 vládou podporovaných projektů. Španělsko též vyváží svoji technologii. Největší rozvoj je očekáván na místech jako je Afrika, Mexiko a jihozápadní USA. Obrázek solární elektrárny v území je na obrázku č. 5-1 [4].



Obr. 5-1: Solární elektrárna [4].

5.2 Vládní podpora

Evropa převyšuje USA, protože poskytuje štedřejší podpory, které navíc přišly dříve. USA zažívají rizika z politizace podpor pravděpodobně následkem bankrotu některých firem, který vnesl nedůvěru mezi investory do CSP [4].

5.3 Cena vyráběné energie

V září 2009 byly náklady na výstavbu CSP elektráren od 2,5 do 4 dolarů za jeden Watt, zatímco palivo je zdarma (sluneční záření). Načež výstavba 250MW elektrárny mohla stát od 600 miliónů do 1 miliardy. Taková elektrárna pak funguje za 0,12 až 0,18 dolarů za kWh. Ve srovnání s firmou Arizona Public Services, která nakupuje elektřinu od Palo Verde Nuclear Generating Station za cenu 0,0165 dolarů za kWh. Nicméně nové CSP elektrárny mohou být cenově konkurenceschopné fosilním elektrárnám. Nathaniel Bullard solární analytik v Bloomberg New Energy Finance spočítal, že cena elektřiny v CSP projektech ve výstavbě v jižní Kalifornii bude nižší než cena z fotovoltaických elektráren a přibližně srovnatelná se zemním plynem [4].

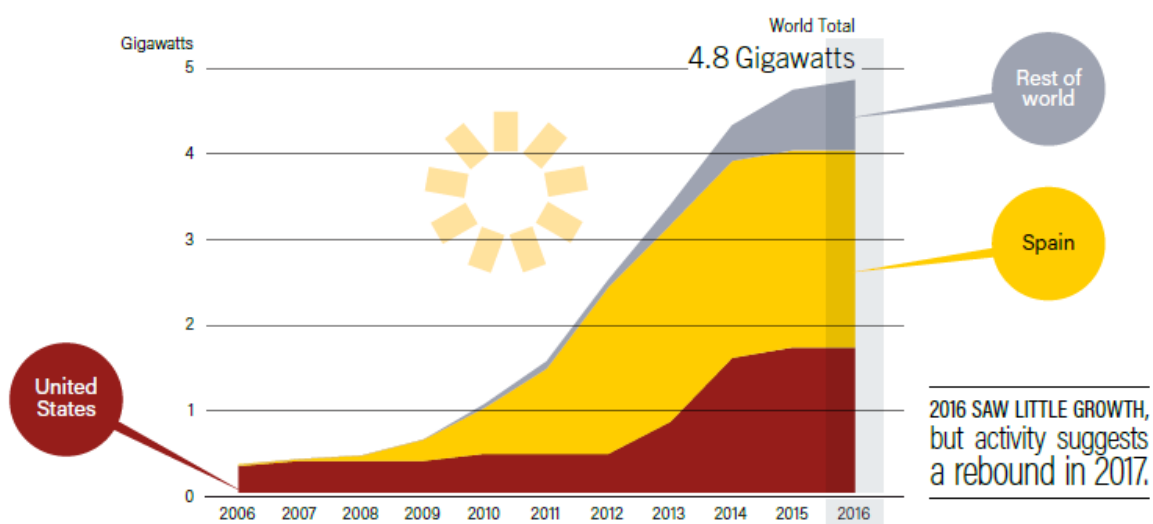
5.4 Doba dodávky elektřiny do sítě

Zákazníci požadují elektřinu i v době, kdy nesvítí Slunce. Toto je řešeno několika způsoby, zahrnujícími hybridní elektrárny, které vyrábějí elektřinu neustále a elektrárny využívající roztavenou sůl nebo jiná pracovní média, které dokáží skladovat či získávat teplo i když Slunce nesvítí.

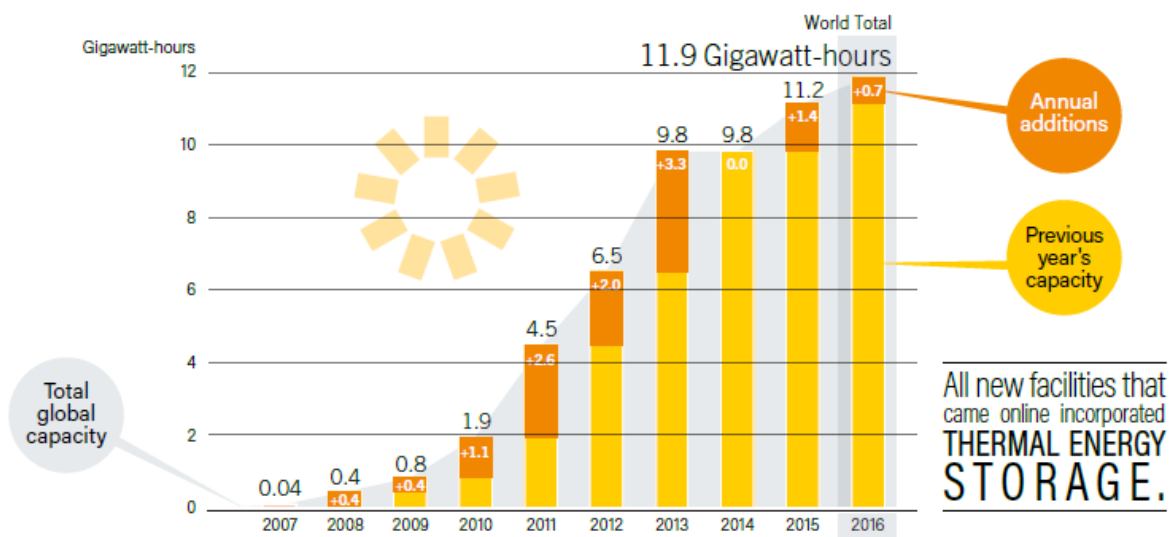
Hybridní systémy využívají spalování zemního plynu či uhlí k zajištění potřebné tepelné energie v době, kdy nesvítí Slunce (pozn. nedopadají přímé paprsky slunečního záření na reflektor) nebo též dodávky elektřiny z veřejné sítě [4].

6 Současný stav

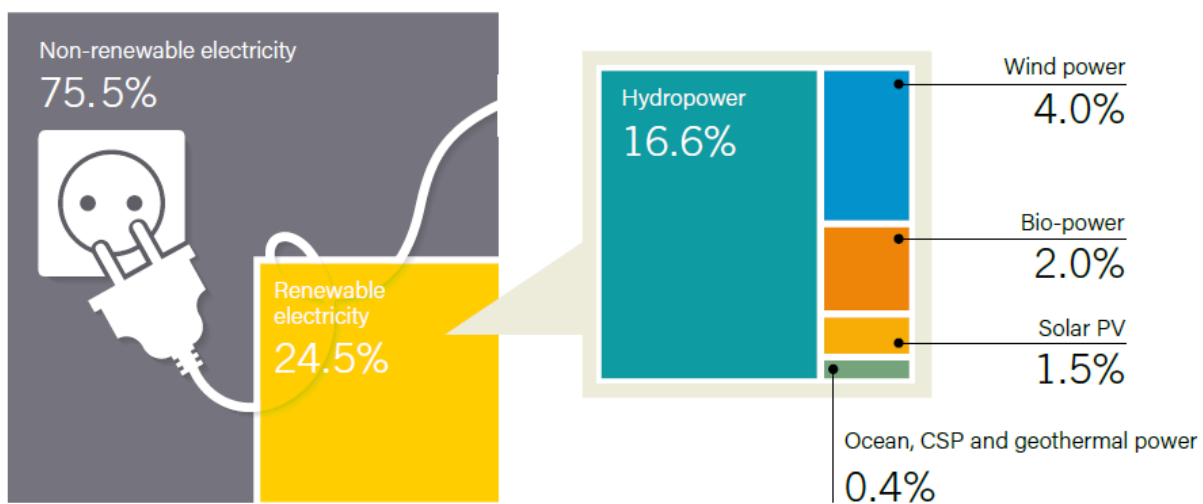
V roce 2016 bylo zprovozněno 110 MW CSP kapacit, což zvýšilo celosvětovou kapacitu na více než 4,8 GW (na obr. č. 6-1), byl to nejmenší roční přírůstek za deset let. Pro rok 2017 je očekáván přírůstek 900 MW a nadále silná trajektorie růstu. Druhý rok v řadě mají všechny nově postavené elektrárny vestavěnou skladovací kapacitu (na obr. č. 6-2), což je spatřováno jako hlavní hodnota CSP pro síť s obnovitelnými zdroji energie pro schopnost dodávat elektřinu na přání. V roce 2016 byl zaznamenán největší nárůst nových kapacit obnovitelných zdrojů v historii na obr. č. 6-3 [35].



Obr. 6-1: CSP kapacita podle regionu a země v období 2006-16 [35].



Obr. 6-2: CSP skladovací kapacita a roční přírůstek v letech 2007-16 [35].



Obr. 6-3: Podíl obnovitelných zdrojů na celosvětové produkci elektřiny v roce 2016 [35].

7 Trendy budoucího vývoje instalací technologie CSP

Tato kapitola je zpracována dle IEA [36]. Jednotlivé trendy vývoje dle různých scénářů jsou zachyceny na obr. č. 7-1.

7.1 Energy Technology Perspectives 2008

Dle této studie je CSP jedna z mnoha cenově účinných technologií, které sníží emise CO₂. Dle scénáře Blue Map ETP 2008 jsou celosvětové emise CO₂ vztažené na výrobu energie do roku 2050 sníženy na poloviční úroveň jejich úrovně v roce 2005 a CSP dodává 2200 Twh ročně z toho 630 GW z místních zdrojů (bez vlivu exportu). Od CSP se očekává 5% podíl na výrobě elektřiny v roce 2050 [43].

7.2 Pokročilý scénář rozvoje CSP Global Outlook 2009

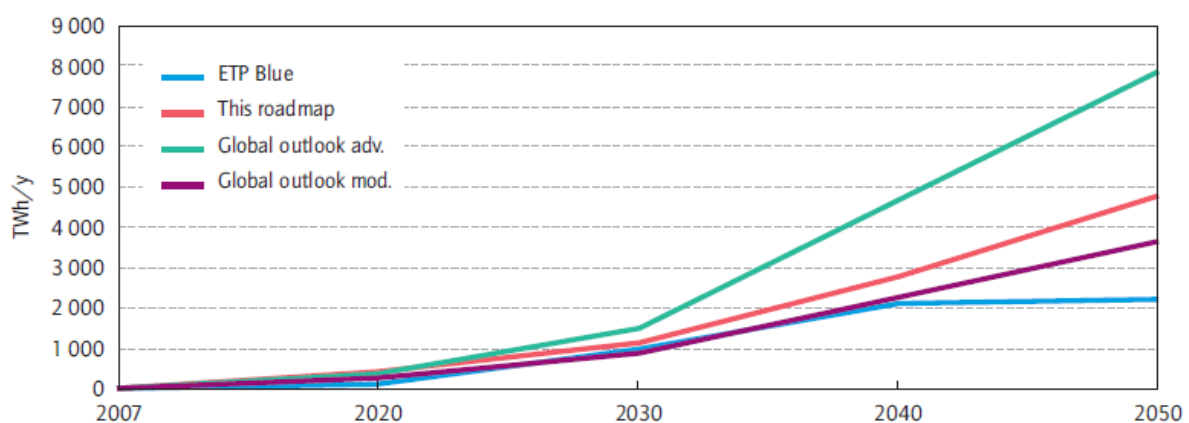
IEA SolarPACES program, European Solar Thermal Electricity Association a Greenpeace odhadují celosvětovou CSP kapacitu v roce 2050 na 1500 GW. SolarPACES předpovídá velké skladování a solární pole schopné mít kapacitní faktor 59 % (5200 hodin za rok) s ročním výstupem 7800 Twh [42].

7.3 Study of the renewable energy potential in the Middle East/North Africa region

German Aerospace Center odhaduje, že v roce 2050 CSP elektrárny mohou vyrábět okolo poloviny elektrické energie v regionu s kapacitou 390 GW [44].

7.4 PriceWaterHouse Cooper study 2010

Evropa a Severní Afrika společně mohou v roce 2050 vyrábět veškerou svoji elektrickou energii z obnovitelných zdrojů v případě, že jejich přenosové sítě budou dostatečně propojeny. Zatímco Severní Afrika bude spotřebovávat jednu čtvrtinu z celkové výroby, bude vyrábět 40 % z celkové výroby převážně z větru na pevnině a sluneční energie. CSP mohou tvořit páteř exportních kapacit ze Severní Afriky do Evropy [41].



Obr. 7-1: Růst výroby z CSP dle různých scénářů (TWh/rok) [36].

7.5 Rozvoj CSP

Plán rozvoje dle IEA [36] předpovídá rychlý rozvoj CSP kapacit v zemích nebo regionech s vynikající DNI (stupeň ozáření na plochu 1 m² kolmou k slunečním paprskům ve Watech za

rok) a počítá s progresivním rozvojem podílu na spotřebě, tab. č. 7-1. V sousedících méně slunečných regionech je předpokládán nižší podíl elektřiny z CSP. Elektrárny postavené před rokem 2020 splňují požadavky na střední a špičkové zatížení za situace, kdy jsou první HVDC (vysokonapěťové) linky stavěny ke spojení CSP elektráren ve slunných oblastech o malé poptávce po proudu s oblastmi s velkou poptávkou. Mezi lety 2020 až 2030 s tím, jak je snižována cena a zvyšován výkon, bude pokračovat rozvoj CSP elektráren pro základní zatížení, což v nejvyšší míře sníží emise CO₂. Po roce 2030 za současného vývoje CSP vstoupí do energetického mixu solární paliva. Počínaje rokem 2050 bude CSP představovat okolo 11 % z celosvětové produkce elektřiny.

Tab. 7-1: Elektřina z CSP elektráren jako podíl z celkové elektrické spotřeby [36].

Countries	2020	2030	2040	2050
Australia, Central Asia, ⁴ Chile, India (Gujarat, Rajasthan), Mexico, Middle East, North Africa, Peru, South Africa, United States (Southwest)	5%	12%	30%	40%
United States (remainder)	3%	6%	15%	20%
Europe (mostly from imports), Turkey	3%	6%	10%	15%
Africa (remainder), Argentina, Brazil, India (remainder)	1%	5%	8%	15%
Indonesia (from imports)	0.5%	1.5%	3%	7%
China, Russia (from imports)	0.5%	1.5%	3%	4%

⁴ Includes Afghanistan, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Pakistan, Tajikistan, Turkmenistan, and Uzbekistan.

7.6 Rozhodující význam přenosových sítí

Technology roadmap CSP [36] považuje přenos elektrické energie na dlouhou vzdálenost za důležitý způsob zvyšování dosažitelného potenciálu CSP. Rozlehlé země jako jsou Brazílie, Čína, Indie, Jižní Afrika a Spojené Státy Americké budou muset zajistit velké vnitřní přenosy elektřiny vyráběné CSP. V ostatních případech budou vysokonapěťové přenosové linky překračovat hranice, což otevře vývozní trhy pro CSP vývozní země a zvýší energetickou bezpečnost pro importující země.

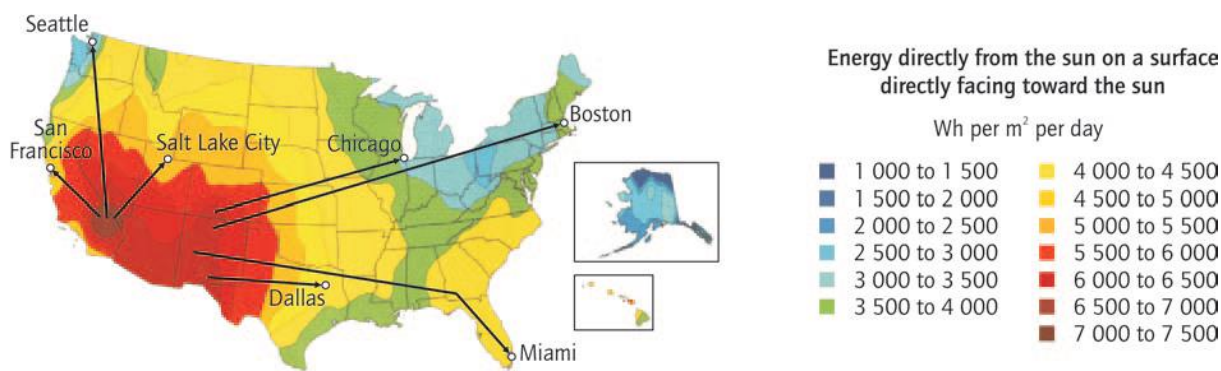
Austrálie bude moci zásobovat Indonésii, centrální Asie Rusko, severní Afrika a Turecko Evropskou Unii, severní a jižní Afrika rovníkovou Afriku, Mexiko Spojené Státy Americké. Na obrázku č. 7-2 je možná vize přenosových linek uvnitř USA.

Přenos velkého množství sluneční energie z pouštních oblastí do velkých měst je podporován nadací DESERTEC. Tato myšlenka inspirovala dvě hlavní iniciativy v Evropě, kterými jsou Středozevní solární plán a DESERTEC průmyslová iniciativa. První byla vyvinuta v rámci Barcelonského procesu – Union for the Mediterranean, cílícího na vznik 20 GW obnovitelné elektřiny v zemích EU do roku 2020.

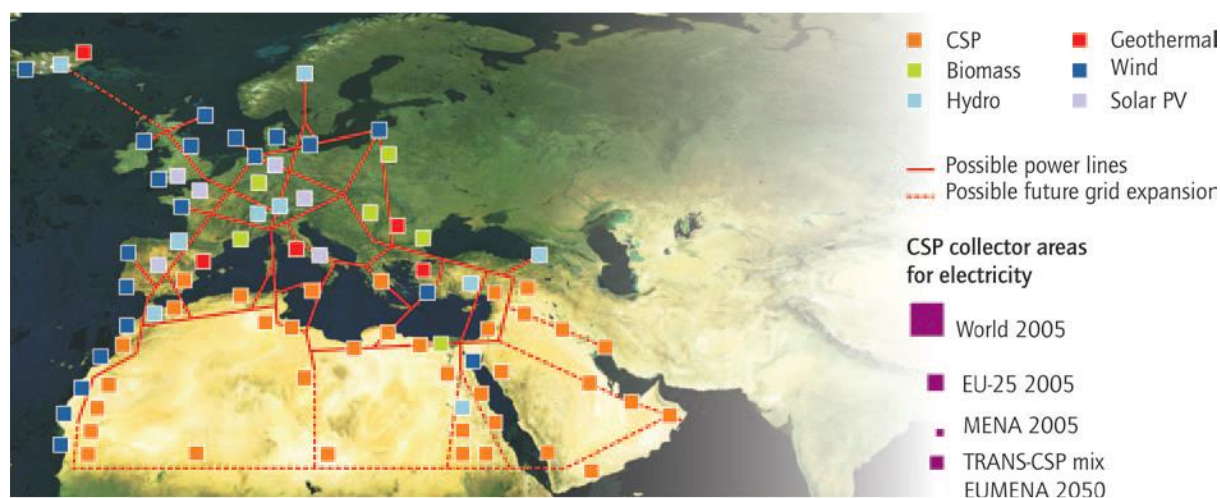
Druhá iniciativa založená v roce 2009 je ve formě společnosti s ručením omezeným s dvanácti podílníky. DESERTEC průmyslová iniciativa cílí na založení rámce pro investování k podpoře Středního východu, severní Afriky a Evropy solární a větrnou energií. Dlouhodobým cílem je uspokojení části energetických potřeb Středního východu a severní Afriky a dosahovat alespoň

15 % evropských potřeb elektřiny do roku 2050. Koncept DESERTECu aplikovaný na EU-MENA region je na obr. č. 7-3.

Rozmístění intenzity slunečního záření na Středním východě a v severní Africe povede ke snížení nákladů na výstavbu CSP, což bude kompenzovat dodatečné přenosové náklady a ztráty elektrické energie. Dále, současné tarify ve Španělsku či Francii pro velké pozemní solární elektrárny mohou bohatě pokrýt náklady výroby elektřiny v severní Africe, hodnocené na 150 EUR za MWh na nejlepších místech a k tomu její přenos na jih Evropy hodnocený na 15 EUR za MWh do 45 EUR za MWh.



Obr. 7-2: Vize pravděpodobných HVDC (vysokonapěťových) linek z jihozápadu do zbytku USA [37].



Obr. 7-3: Koncept DESERTEC aplikovaný na EU-MENA region [38].

7.7 Rozvoj CSP do roku 2020 ve znamení středních a špičkových zatížení

CSP technologie se stanou konkurenceschopné uhelným pro základní zatížení potřeby elektřiny, za zvyšování redukce CO₂ emisí, zároveň s růstem cen CO₂ emisí a pádu cen solárních polí a skladování energie – díky vysokoteplotním technologiím (540 °C a více). Mnoho nově postavených elektráren bude mít větší solární pole a skladovací kapacitu pro výrobu elektřiny na nepřetržitém základě po většinu roku. Pobídky rozvoje ve většině zemí rychle zmizí, tak jak nebudou nadále potřebné pro podporu rozvoje CSP kapacit.

Dále pak investoři do CSP elektráren postavených po roce 2010 budou progresivně přicházet ke konci období náhrad a začnou si užívat významně vyšší benefity tak, jak náklady na CSP elektrinu budou tou dobou odvozovány pouze od provozních a údržbových výdajů.

Nadále se budou rozvíjet HVDC linky až do 3000km délek. Moskva bude moci být zásobována z Kazachstánu. Současné linky bude nutné zesílit nebo rozšířit tak, jak jejich kapacity budou vyčerpávány. V Evropě budou investice do místních CSP elektráren zastaveny tak, jak jejich technický potenciál zahrnující dostupné plochy bude úplně vyčerpán. Nehledě na to budou evropské investoři pokračovat ve financování CSP elektráren v zahraničí, částečně na jižním pobřeží Středomoří.

Celosvětově instalované kapacity dosáhnou 337 GW s průměrným kapacitním faktorem 39 % (3400 hodin za rok), zajišťující 1140 TWh ročně. Sluneční podíl bude 85 % nebo 970 TWh díky zlepšením ve skladování. To bude reprezentovat 3,8 % z celosvětové produkce elektřiny do roku 2030.

Tou dobou budou stavěny první továrny pro Sluncem asistované přetváření přírodního plynu v jižní Evropě, Kalifornii a Středním východě. V některých rafinériích budou solární věžové elektrárny recyklovat vodík, který extrahuje síru z ropy. Sluncem asistované zplyňování uhlí pro výrobu tekutých paliv z uhlí s menší uhlíkovou stopou bude vyvíjeno v Austrálii, Číně, Indii, Jižní Africe a USA.

7.8 Rozvoj CSP po roce 2030 ve znamení elektřiny a paliv

CSP pokračuje v expanzi tak, jak cena CO₂ dělá CSP plně soutěže schopné s fosilními palivy. CSP importy budou pomáhat elektrickým sítím zvládnout vzrůstající podíl různorodých zdrojů energií v mnoha regionech. Přesto je import elektřiny limitován na 15 % ze spotřeby importujících zemí tak, jak vlády upřednostňují místní obnovitelné zdroje. Tou dobou jsou solární paliva progresivně představována celosvětovému energetickému mixu.

V roce 2040 celosvětové CSP kapacity dosáhnou 715 GW s průměrným kapacitním faktorem 45 % (3900 hodin za rok) zajišťujícím 2790 TWh ročně. Sluneční podíl bude 85 % nebo 2370 TWh, což reprezentuje 8,3 % z celosvětové výroby elektřiny.

V roce 2050 budou celosvětové instalované kapacity dosahovat 1089 GW s průměrným kapacitním faktorem 50 % (4380 hodin za rok) zajišťujícím 4770 TWh ročně nebo 11,3 % z očekávané celosvětové produkce elektřiny v ETP 2008 Blue Map scénáři. Tak, jak se celosvětové systémy stanou dekarbonizované, bioplyn a solární paliva se stanou hlavním zdrojem zálohy a hybridizace v CSP elektrárnách v období 2030 až 2050. Nebude dále již větší důvod ke stavbě pouze solárních elektráren. IEA roadmap předpovídá sluneční podíl 85 % nebo 4050 TWh v roce 2050, což reprezentuje 9,6 % z celosvětové produkce elektřiny.

Obrázek č. 7-4 ukazuje, kde bude CSP elektrina vyráběna a spotřebována v roce 2050. Severní Amerika bude největším výrobcem následovaným Afrikou, Indií a Středním východem. Afrika může být zdaleka největším exportérem a Evropa největším importérem. Střední východ a severní Afrika pospolu mohou vyrábět téměř stejně jako Severní Amerika (USA a Mexiko). Střední východ a severní Afrika budou největším výrobcem v případě, kdy budou posuzovány všechny solární výrobky, zahrnující plynná a tekutá paliva.

7.9 Paliva z koncentrované sluneční energie

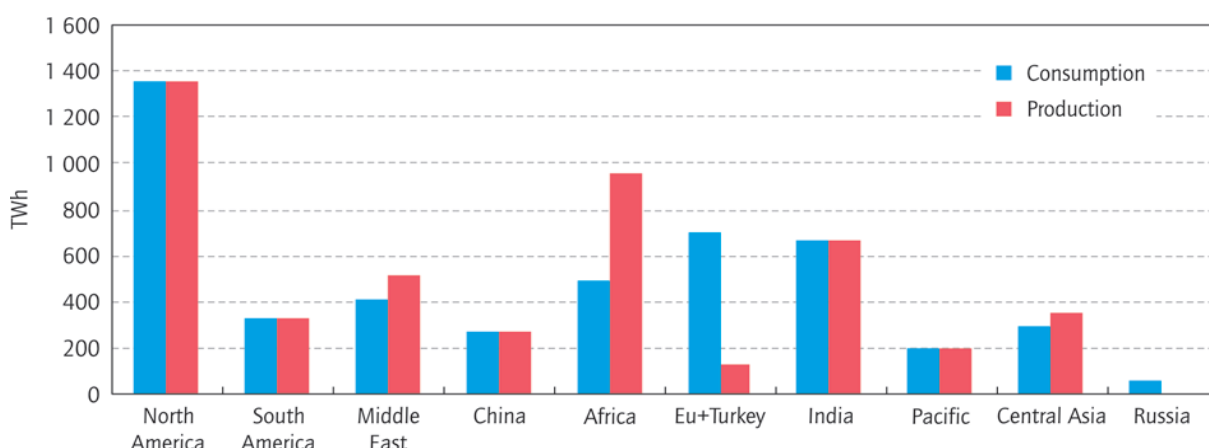
Továrny na sluncem asistovanou přeměnu přírodního plynu budou progresivně stavěny na Středním východě a v severní Africe, centrální Asii a jihozápadu USA od roku 2030. Vodík bude smíšen s přírodním plynem v současných plynovodech a distribučních sítích k použití

v domácnostech, průmyslu nebo elektrárnách. V tomto prvním kroku bude podíl vodíku omezen na 12 % z objemu plynu pro minimalizaci potřebného přizpůsobení v přenosových systémech a zařízeních koncových uživatelů.

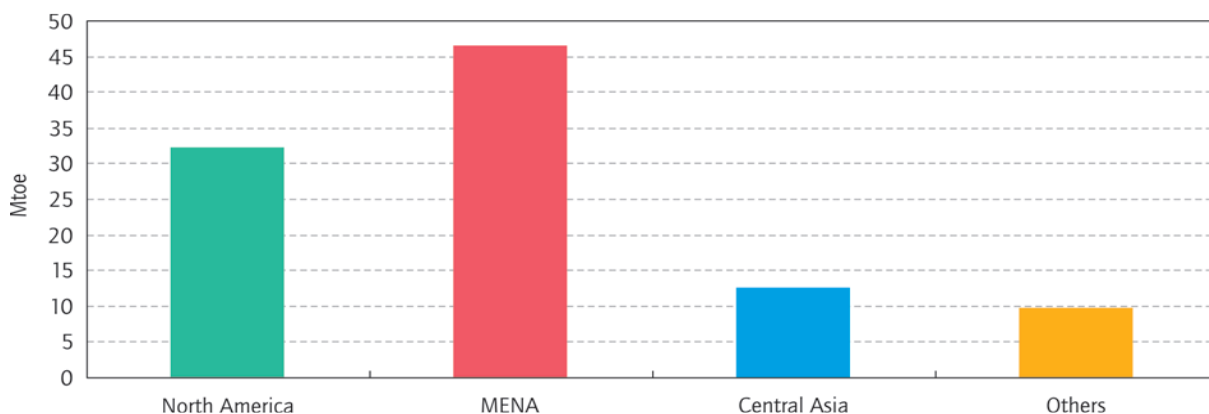
Ceny ropy jsou očekávány takové, že přeměněné uhlí na tekutá a solární paliva učiní konkurenceschopné. Tekutá solární paliva jsou představena jako transportní paliva k prevenci zvýšeného nárůstu CO₂ emisí. Solární paliva nebudou nahrazovat biopaliva druhé a třetí generace, která snižují uhlíkovou stopu, ale doplní je.

V následující dekádě bude podíl vodíku v přírodním plynu narůstat do 25 % objemového podílu (za normálního tlaku) s druhou fází přizpůsobení na systémové a uživatelské úrovni. To je zhruba srovnatelné se změnami, které zaznamenali zákazníci s přechodem ze svítiplynu na zemní plyn. Toto zredukuje specifickou spotřebu zemního plynu o 6 % tak, jak obsah energie z vodíku bude růst nad podílem zemního plynu ve směsi. Tato náhrada se uskuteční pouze ve slunných oblastech, které vyrábějí zemní plyn, což odstraní potřebu dopravovat čistý vodík. Solární vodík ve směsi se zemním plynem bude čítat okolo 86 milionů tun ropného ekvivalentu (Mtoe) v roce 2050 nebo přes 3 % z předpokládané celosvětové spotřeby zemního plynu. Obrázek č. 7-5 ukazuje předpovídané geografické rozmístění.

Podobně okolo 3 % z celosvětového trhu pro tekutá paliva je vyhrazeno pro paliva odvozená ze solárního vodíku. Některé CSF (palivové) továrny jsou použity k výrobě vodíku potřebného pro odstraňování síry z ropných produktů v rafinériích. Ostatní vyrábějí uhlí– tekutá nebo plyn– tekutá paliva s mnohem nižší emisí CO₂ za použití CS (koncentrovaného slunečního) tepla.



Obr. 7-4: Výroba a spotřeba elektřiny z CSP v roce 2050 [36].



Obr. 7-5: IEA roadmap vize výroby vodíku míšeného v zemním plynu v roce 2050 [36].

8 Perspektiva CSP

Perspektiva nabízená v IEA roadmap 2010 nevyčerpává celosvětový potenciál CSP, který může uživit celosvětovou ekonomiku zcela sám, alespoň v ohledu na elektřinu s nízkými nebo žádnými CO₂ emisemi. Jenže energetické politiky budou upřednostňovat zdroje obnovitelné energie, které se nalézají v místě a jsou méně nákladné pro spotřebitele a jsou více přirozené v méně slunných zemích. Tato perspektiva závisí na politické podpoře, a to zejména v tomto desetiletí. Tato kapitola byla zpracována dle IEA [36].

8.1 Ekonomické perspektivy

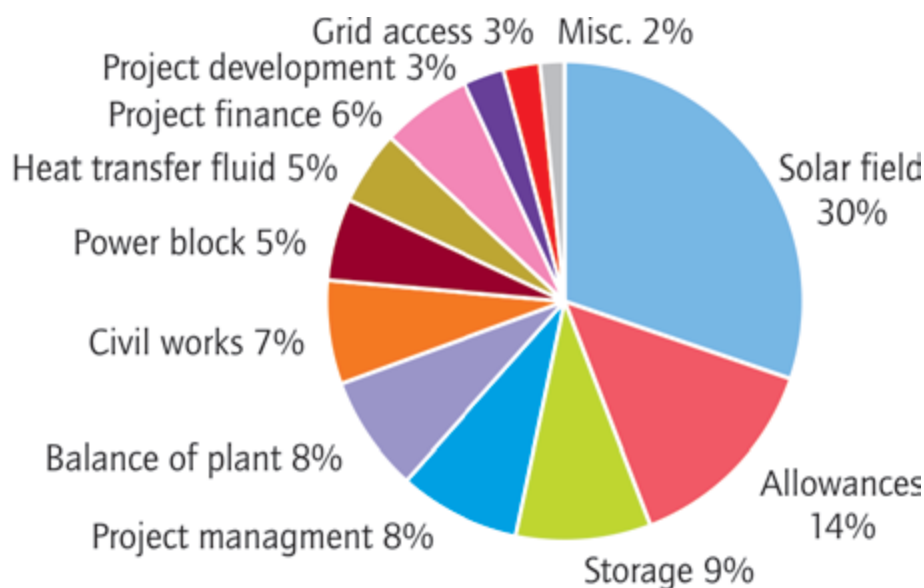
Ačkoli CSP momentálně vyžaduje vyšší kapitálové investice než některé jiné zdroje energie, nabízí zřetelné výhody z dlouhodobého hlediska způsobené minimálními náklady na paliva pro zálohu a hybridizaci. Ba co víc, počáteční investiční náklady obvykle padají současně s tím, jak se elektrárna stává větší, konkurence schopnost roste, zařízení jsou vyráběna hromadně, technologie se vyvíjí a finanční kruhy dosahují důvěry v CSP. V blízké budoucnosti ekonomika CSP zůstane více vhodná pro špičkové a střední zatížení než pro základní zatížení z důvodů uvedených dále v této části. Milníky dosažitelné CSP jsou v tab. č. 8-1.

Tab. 8-1: Milníky pro snižování nákladů CSP [36].

<i>Milestones for cost reductions</i>	<i>Dates</i>
1. Achieve competitiveness for peak and intermediate loads	2020
2. Achieve competitiveness for base loads	2025 to 2030

8.1.1 Investiční náklady

Pro velké průchozí elektrárny při současném stavu dovedností jsou investiční náklady od 4.2 USD/W do 8.4 USD/W v závislosti na cenách půdy, technologie, velikosti DNI, a nejvíce na velikosti skladování a solárního pole. Elektrárny bez skladování, které těží z vynikajícího DNI, jsou nízkonákladové. Elektrárny s velkou skladovací kapacitou a vyšším faktorem zatížení na místech s nižším DNI (okolo 2000 kWh/m²/rok) jsou vysoce nákladné. Obrázek č. 8-1 ukazuje investiční náklady na průchozí elektrárny se skladováním ve Španělsku. Tyto investiční náklady jsou trochu vyšší než v případě PV zařízení, jenže CSP elektrárny mají větší výkon na MW kapacity. Investiční náklady na jednu Wattu budou klesat pro rozlehlejší průchozí elektrárny, pokles bude činit 12 % při přechodu z 50 MW ke 100 MW a 20 % při přechodu k 200 MW. Náklady spojené s výrobními bloky, stabilitou elektrárny a připojením k síti jsou očekávány, že spadnou o 20 % až 25 % s tím, jak se kapacita elektrárny zdvojnásobí. Investiční náklady budou také klesat z důvodu zvýšené konkurence mezi dodavateli technologií, hromadné výrobě součástí a větší zkušenosti ve finančních kruzích s investicemi do CSP projektů. Investiční náklady pro průchozí elektrárny mohou spadnout o 10 % až 20 % v případě DSG (přímá generace páry) implementace, což umožní vyšší pracovní teploty a lepší účinnost. Výrobci turbín budou muset vyvinout účinné energetické bloky pro CSP průmysl. Celkové investiční náklady mají potenciál ke snížení od 30 do 40 % v nadcházejícím desetiletí.



Obr. 8-1: Investiční náklady 50MW průchozí elektrárny se 7hodinovou skladovací kapacitou [36].

Pro solární věže jsou investiční náklady hůře odhadnutelné, ale budou obecně vyšší než u průchozí elektrárny. Každopádně vzrůstající účinnost z 15 k 25 % umožní 40% snížení nákladů v solárně určených dílech elektráren nebo 20 % z celkových investičních nákladů. Současný trend směřuje k množství hromadně vyráběných malých, plochých zrcadel, což slibuje další snížení cen tak, jak problém větrné odolnosti a preciznosti v cílení zrcadel bude vyřešen použitím počítačů. Tak, jak se solární věže vyráběné průmyslově budou rychle rozvíjet, mohou investiční náklady klesnout o 40 až 75 %.

Cena elektřiny z CSP může klesat mnohem více. Někteří experti spatřují velký potenciál v rozvíjejících se zemích, pro místní průmysl, více ve věžových než průchozích systémech, vedoucí ke snížení nákladů ve vznikajících ekonomikách.

8.1.2 Operační a údržbové náklady

Takovéto náklady CSP zahrnují provoz elektrárny, cenu paliv v případě hybridizace nebo zálohy, provozní a chladicí vodu a údržbu solárního pole. Typická 50 MW průchozí elektrárna vyžaduje okolo 30 zaměstnanců pro provoz elektrárny a 10 pro údržbu pole. Provoz a údržba stojí přibližně od 13 USD/MWh do 30 USD/MWh, zahrnujíc cenu paliv pro zálohu. Tak, jak se elektrárny stanou většími, náklady na provoz a údržbu budou klesat.

8.1.3 Náklady na zajištění financování pro CSP elektrárny

Financování se může významně lišit od jedné investice a právního prostředí k druhému s výraznými dopady na cenu vyráběné elektřiny a očekávané délce návratnosti na investici. Velké veřejné společnosti staví své vlastní elektrárny z dostupných peněz, což neovlivňuje cenu, které jsou vystaveny menší veřejní provozovatelé nebo investoři, když kombinují vlastní kapitál a úvěry z různých zdrojů k financování elektráren. Rozdíly mezi fiskálními režimy s částečným respektem k firemním daním mají dopad na pořizovací náklady v závislosti na délce zajištění financování a výstavby elektrárny. Tento vliv může být významný pro CSP elektrárny vyžadující od jednoho do dvou let výstavby. Stejně parametry budou mít větší dopad

na cenu vyráběné elektřiny tak, jak kapitálové náklady budou větší pro CSP elektrárny než pro elektrárny na fosilní paliva.

8.1.4 Výrobní náklady

Upravené ceny energie, které předurčují roční náklady po dobu životnosti elektrárny na jednotku vyrobené elektřiny, jsou v rozmezí od 200 USD/MWh až 295 USD/MWh pro velké průchozí elektrárny, které jsou dnes nejvíce připravené k použití. Aktuální náklady závisí z velké části na dostupném slunečním záření.

Vliv skladování na výrobní náklady není tak jednoduchý, jak se může zdát. Když je přítomna skladovací kapacita, investiční náklady rostou s velikostí solárního pole a přidaným skladováním, ale zároveň roste kapacitní faktor a roční elektrický výdej (do 6600 hodin ve Španělsku s 15 hodinami skladování), takže se cena energie mění jenom okrajově.

V každém případě hlavní význam skladování není ve snižování ceny elektřiny, ale ve zvýšení hodnoty elektrárny pro veřejné služby, v učinění kapacity elektrárny přesnou a připravenou k odeslání elektřiny, což umožňuje solárním elektrárnám konkurovat fosilním v zajištění elektřiny pro základní zatížení v ne příliš vzdálené budoucnosti.

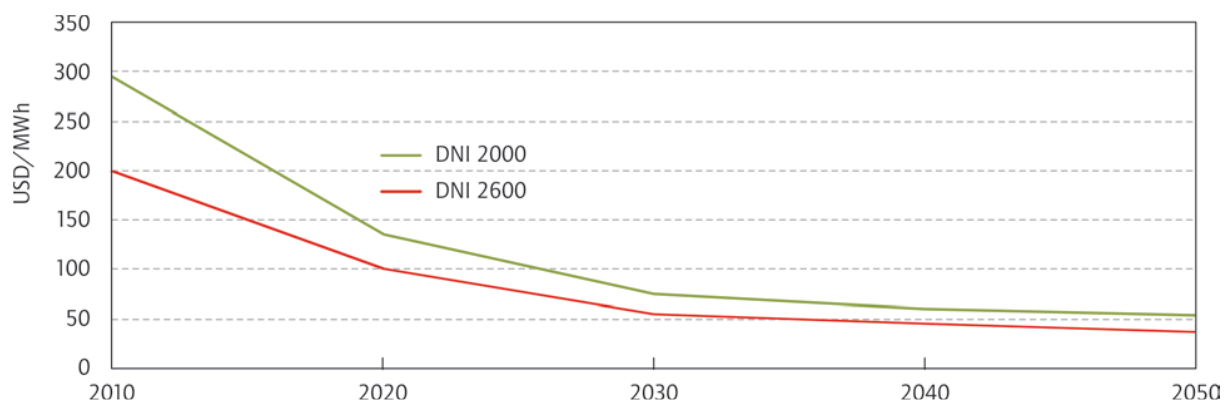
8.1.5 Směrem ke konkurenceschopnosti

V regionech, kde mohou být instalovány elektrárny, bude špičkové a střední zatížení často způsobováno klimatizací než elektrickým vytápěním, korespondujícím optimálnímu dennímu a sezónnímu provoznímu času CSP elektráren. To vysvětluje, proč ekonomika CSP zůstane více vhodná pro špičkové a střední zatížení než pro základní zatížení v nadcházejícím desetiletí, dokud nebudou CO₂ emise těžce zdraženy. Konkurenční zdroje energií mají značně vyšší výrobní náklady pro špičkové a střední zatížení, zatímco cena CSP elektřiny je téměř stejná pro špičkové a základní zatížení.

Špičkové zatížení obvykle kumuluje 10 % z roční spotřeby elektřiny, střední zatížení 50 % a základní zatížení zbývajících 40 %. To značí, že bude větší trh pro CSP se špičkovým a středním zatížením a malý pro základní zatížení. Americké ministerstvo energetiky stanovilo cíl pro jeho CSP programy dosáhnout konkurenceschopnosti s fosilními palivy v roce 2015 pro střední zatížení okolo 100 USD/MWh a v roce 2020 pro základní zatížení okolo 50 USD/MWh. V závislosti na vývoji průměrných cen elektřiny v IEA roadmap [36], na obr. č. 8-2. Konkurenceschopnost bude spíše dosažena v roce 2020 pro střední zatížení a 2020 až 2030 pro základní zatížení.

Za předpokladu průměrného 10% učebního poměru spadnou investiční náklady o 50 % mezi lety 2010 a 2020 tak, jak se nahromaděné kapacity zdvojnásobí sedmkrát dle vize předpovězené v IEA roadmap [36]. Cena elektřiny může klesat mnohem rychleji díky větším kapacitním faktorům, což udělá technologii CSP konkurenceschopnou konvenčním technologiím pro špičkové a střední zatížení v nejslunečnějších zemích okolo roku 2020.

Výrobní náklady Solárního tepelného vodíku jsou očekávány od 2 USD/kg do 4 USD/kg v roce 2020 pro účinné termodynamické solární cykly významně níže než cena solární elektřiny spárená s elektrolýzou, která je očekávána mezi 6 až 8 USD/kg, když bude cena solární elektřiny snížena na 80 USD/MWh. Sluncem asistovaná parní přeměna zemního plynu se může stát konkurenceschopná zemnímu plynu za cenu okolo 11 USD/MBtu (British thermal units).



Obr. 8-2: Odhadovaný vývoj cen elektřiny z CSP elektráren za podmínek dvou úrovní DNI v kWh/m²/rok [36].

9 Závěr

Ze studia povinných podkladů a podkladů podobných cílům této práce je autorovi zřejmé pouze to, že CSP má potenciál vyrábět veškerou elektrickou energii pro celý svět, ale dle odborníků se tak nestane. CSP je ovšem potenciálně významným článkem pro obnovitelné zdroje energií, protože nabízí možnost skladování tepelné energie a dodávat tak energii do sítě v době, kdy již jiné zdroje fotovoltaické a větrné energii nedodávají, nebo dokonce ukládat energii dodávanou z elektrické sítě v době přebytků v síti.

Tato práce je zaměřená na energetiku, tedy získávání elektřiny a paliv, což je zřejmě tradiční členění oboru.

Autor chápe energetiku a CSP v širším slova smyslu v důsledku vzdělání v oboru Krajinného inženýrství (které se snaží spojit dohromady protichůdné obory za účelem vytvoření funkční krajiny pro lidi, rostliny a zvířata) a to tak, že přetváření sluneční energie na pitnou vodu je též energetika a výstavní možnost pro použití CSP.

Jak autor zjistil, je desalinizace mořské vody hluboce výrazné téma v zemích, kde je zároveň velký potenciál pro nasazení CSP díky vysokému oslunění území [39].

Energetické sítě navržené dle DESERTECu na MENA-EU region obkružují poušť Sahara, a to zřejmě ne náhodou. Zřejmě kvůli tomu, že tam žijí lidé, ovšem tam je též vysázen lesní pás k zastavení šíření Sahary.

Autor tedy spatřuje mnohem větší příležitost pro CSP v zastavení šíření Sahary dodávkami vody pro růst lesa a obyvatelstvo, umožnění vaření na CSP vařičích místo na ohništích se dřevem. Mnohem skvělejší potenciál pro CSP než dodávat elektřinu, je dodávat nové životní prostředí pro lidi i zvířata tam, kde již dnes, či zanedlouho žádné životní prostředí nebude (funkční ekosystémy).

Autor se domnívá, že oddělené zkoumání CSP dle oborů je značně zavádějící a je nutné minimálně začlenit desalinizaci do zřetele energetiků už kvůli možnosti vyrábět vodu na mytí solárních polí, zároveň by si energetici pomocí CSP mohli zajistit obyvatelstvo, které bude spotřebovávat elektřinu, které bez vody nebude dělat nic, či z území odejde úplně. Je dobré podotknout, že zalesněný povrch či vegetací pokrytý povrch méně prší a může tak dojít ke snížení zaprášení zrcadel solárních polí tvrdými částicemi. Lesní vegetace též snižuje intenzitu větru snížením teploty povrchu i mechanicky, což může snížit kinetickou energii částic obrušujících zrcadla solárních polí.

10 Zdroje

10.1 Citovaná literatura

1. United Nations. *United nations convention to combat desertification in those countries experiencing serious drought and/or desertification, particularly in Africa*. Paris: General Assembly of the United Nations, 1994, s. 58.
2. United Nations. European Water Charter. *Yearbook of the International Law Commission 1974*. New York: United Nations, 1975, vol. II, Part Two, s. 342-343.
3. Lovegrove, K. a J. Pye. Fundamental principles of concentrating solar power (CSP) systems. **In:** Lovegrove K. a W. Stein, ed. *Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications*. Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2012, č. 21, s. 16-67.
4. Andorka, F. Engineering Developments: A Guide To Successful CSP. **In:** WTWH Media, LLC. *Solar Power World* [online]. April 9, 2012 [cit. 2018 – 1 – 12]. Dostupné z: <https://www.solarpowerworldonline.com/2012/04/engineering-developments-a-guide-to-successful-csp/>.
5. Sioshansi, R. a P. Denholm. *The value of concentrating solar power and thermal energy storage*. 2010, Technical Report NREL-TP-6A2-45833.
6. Steinmann, W.-D. Thermal energy storage systems for concentrating solar power (CSP) plants. **In:** Lovegrove K. a W. Stein, ed. *Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications*. Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2012, č. 21, s. 362-394.
7. Abengoa. Innovation areas: Concentrating solar power. *Abengoa.com* [online]. ©2011 [cit. 2018–3–14]. Dostupné z: http://www.abengoa.com/web/en/innovacion/areas_de_innovacion/.
8. Pye, JD., GL. Morrison, M. Behnia a DR. Mills. Modelling of the cavity heat transfer for the compact linear Fresnel reflector. *Proc. Australia and New Zealand Solar Energy Society Conference*. Adelaide: 2003.
9. Mills, D. R. Linear Fresnel reflector (LFR) technology. **In:** Lovegrove K. a W. Stein, ed. *Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications*. Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2012, č. 21, s. 153-196.
10. Conlon, W. Superheated steam from CLFR solar steam generators. *Proc. 16th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*. Perpignan (France): 2011, 21–24 Sept.
11. Areva. CLFR performance and specifications. *Areva.com* [online]. ©2012 [cit. 2012–1–6]. Dostupné z: <http://www.areva.com/EN/operations-3641/compact-linear-fresnel-reflector-technology/>.
12. Bernhard, R., J. Lalaing, R. Kistner, M. Eck, M. Eickhoff, JF. Feldhoff, A. Heimsath, H. Hülsey a G. Morin. Linear Fresnel collector demonstration at the PSA – Operation and investigation. *Proc. 15th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*. Berlin: 2009, 14–18 Sept.
13. SPG. Continuous steam production at 450°C. *Solarpowergroup.com* [online]. ©15 September 2008 [cit. 2012–1–15]. Dostupné z: <http://www.solarpowergroup.com/169.0>.

14. Zarza Moya, E. Parabolic-trough concentrating solar power (CSP) systems. **In:** Lovegrove K. a W. Stein, ed. *Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications*. Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2012, č. 21, s. 197-239.
15. Schiel W. a T. Keck. Parabolic dish concentrating solar power (CSP) systems. **In:** Lovegrove K. a W. Stein, ed. *Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications*. Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2012, č. 21, s. 284-322.
16. Lovegrove, K., G. Burgess a J. Pye. A new 500 m² paraboloidal dish solar concentrator. *Solar Energy*. 2011, 85 (4), s. 620–626.
17. Pilkington Solar International GmbH. *Survey of thermal storage for parabolic trough power plants*. 2000. NREL/SR-550-27925, DOI 10.2172/765081.
18. Bohlmann, E.G. *Heat transfer salt for high temperature steam generation*. Oak Ridge National Laboratory report: 1972. ORNL-TM-3777.
19. Silverman, M.D. a J.R. Engel. *Survey of technology for storage of thermal energy in heat transfer salt*. Oak Ridge National Laboratory: 1977.
20. Relloso, S. a E. Delgado. Experience with molten salt thermal storage in a commercial parabolic trough plant. Andasol-1 commissioning and operation. *SolarPaces 2009*. Berlin: 15 - 18 September 2009.
21. Goldstern, W. *Steam Storage Installation*. Oxford: Pergamon Press, 1970.
22. Steimann, W.D. a M. Eck. Buffer storage for direct steam generation. *Solar Energy*. 2006, 80, s. 1277-1282.
23. Gilli, P.V. a G. Beckmann. Design and economy of solar plants with integrated thermal energy storage. *Solar Energy, Proceedings of the UNESCO/WMO Symposium*. Geneva: 1976.
24. Strub, A.S., J. Gretz a W. Palz. Eurelios, the 1 MW_{el} experimental solar thermal electric power plant of the European Community. *Solar R&D in the European community, series B, Thermomechanical solar power plants*, 1. 1984.
25. Tani, T., N. Ikeda, T. Tanaka, A. Marukawa, S. Wakamatsu, T. Horigome, T. Saishoji a K. Fukuda. Results and evaluation of the 1 MW solar thermal electric power plant at Nio. **In:** Becker, M. ed. *Solar Thermal Central Receiver Systems*. Berlin: Springer Verlag, 1986, vol. 1.
26. Laing, D., D. Lehmann, M. Fiss a C. Bahl. Test results of concrete thermal energy storage for parabolic trough power plants. *Journal of Solar Energy Engineering*. 2009a, 131, 041007.
27. Laing, D., T. Bauer, D. Lehmann a C. Bahl. Development of a thermal energy storage system for parabolic trough power plant with direct steam generation. *Proceedings of Energy Sustainability 2009*. San Francisco: 2009b .
28. Bahl, C., D. Laing, M. Hempel a A. Stückle. Concrete thermal energy storage for solar thermal power plants and industrial process heat. *Solar Paces Conference 2009*. Berlin: 2009.
29. Zunft, S., M. Haenel, M. Krueger, V. Dreissigacker, F. Göhiring a E. Wahl. Juelich Solar Power Tower - Experimental evaluation of the storage subsystem and performance calculations. *Proceedings of the SolarPACES 2010 conference*. Perpignan (France): 21-24 September 2010.
30. Siegel, N. a G. Kolb. Design and on sun testing of a solid particle receiver prototype. *Proceedings of Conference for Energy Sustainability*. Jacksonville: 10-14. August 2008.
31. Tan, T. a Y. Chen. Review of study on solid particle solar receivers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2010, 14, s. 265-276.

32. Williams, O.M. a P.O. Carden. Screening reversible reactions for thermochemical energy transfer. *Solar Energy*. 1978, 22, s. 191-193.
33. Brown, D., J. LaMarche a G. Spanner. Chemical energy storage system for SEGS solar thermal power plant. *Journal of Solar Energy Engineering*. 1992, 114(4), s. 212.
34. Ervin, G. Solar heat storage using chemical reactions. *Journal of Solid State Chemistry*. 1977, 22, s. 51-61.
35. REN21. *Renewables 2017 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat, 2017. ISBN 978-3-9818107-6-9.
36. IEA [International Energy Agency]. *Technology Roadmap: Concentrating Solar Power*. Paris (France): © OECD/IEA, 2010.
37. Price, H., US DOE [2007]. Vision of possible HVDC lines linking the Southwest to the rest of the United States. *Technology Roadmap: Concentrating Solar Power*. Paris (France): © OECD/IEA, 2010.
38. DESERTEC foundation [2009]. The DESERTEC concept applied to EU-MENA Region. *Technology Roadmap: Concentrating Solar Power*. Paris (France): © OECD/IEA, 2010.
39. Kabeel, A.E. a Emad M.S., El-Said. Technological aspects of advancement in low-capacity solar thermal desalination units. *International Journal of Sustainable Energy*. Taylor & Francis Ltd., 2013, vol. 32, no. 5, s. 315-332.
40. Pacheco, J.E. *Final test and evaluation results from the Solar Two project*. Sandia report: 2002. SAND2002-0120.
41. PricewaterhouseCoopers. *100% Renewable Electricity: A Roadmap to 2050 for Europe and North Africa*. London: PricewaterhouseCoopers, 2010.
42. Greenpeace International, SolarPACES and Estela. *Concentrating Solar Power Global Outlook 09*. Amsterdam: Greenpeace International, 2009.
43. IEA (International Energy Agency). *Energy Technology Perspectives*. Paris: OECD/IEA, 2008.
44. DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; German Aerospace Centre). MED-CSP. Köln (Germany): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt-Institut für Technische Thermodynamik (DLR-ITT), 2005.
45. Vant-Hull, L. L. Central tower concentrating solar power (CSP) systems. **In:** Lovegrove K. a W. Stein, ed. *Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications*. Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2012, č. 21, s. 240-283.
46. SCHIEL, W. and T. KECK. Parabolic dish concentrating solar power (CSP) systems. **In:** Lovegrove K. a W. Stein, ed. *Concentrating solar power technology: Principles, developments and applications*. Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2012, č. 21, s. 284-322.
47. Bhutka, J., J. Gajjar a T. Harinarayana. Modelling of Solar Thermal Power Plant Using Parabolic Trough Collector. *Scirp: Journal of Power and Energy Engineering* [online]. August 2016, 4, s. 9-25 [cit. 2018–8–20]. Dostupné z: <http://www.scirp.org/journal/jpee>.

10.2 Seznam obrázků

Obr. 2-1: Sluneční energetická věž [4].....	4
Obr. 2-2: Různé funkce skladování tepla v CSP elektrárně [6].	6
Obr. 3-1: Schéma lichoběžníkového přijímače s obrácenou dutinou směrem k zemi s plastovým průhledným krytem. Skleněný kryt se ukázal být více odolný [9] (s povolením G. Morrisona).	10
Obr. 3-2: Čtvrtá linie v Kimberlina za provozu. Pracuje jako přehřívací linie na 400 °C [9] (s povolením Areva Solar).	10
Obr. 3-3: Veřejné představení prototypu FRESDEMO v PSA ve Španělsku [9] (s povolením MAN Ferrostaal and Solar Power Group GmbH).	11
Obr. 3-4: Třetí průmyslový Solární projekt, z roku 2007 v Seville, Španělsko. Plocha zařízení je 352 m ² , délka je 65 m, se stlačeným vodním oběhem o tlaku 16 barů a operační teplotě 180 °C. Použité zařízení bylo sluneční chlazení s dvojitým absorpčním chladičem (175 kW) [9] (s dovolením Industrial Solar GmbH).	12
Obr. 3-5: Demonstrační modul Novatec 2006 na jihu Španělska [9] (s dovolením Novatec Solar GmbH).	13
Obr. 3-6: Pohled na robota firmy Novatec pro suché čištění pohyblivého se reflektorovou linií [9] (s povolením Novatec Solar GmbH).	13
Obr. 3-7: Ocelová struktura EuroTrough-100 kolektoru (torzní box) [14].....	14
Obr. 3-8: PTC design s torzní trubkou k zajištění dobré torzní tuhosti [14].....	15
Obr. 3-9: Parabolický průchozí koncentrátor Soponova 4.0 vyvinutý firmou SOPOGY [14].	16
Obr. 3-10: Instalace disků PowerDish v Yumě, Arizona 2010 společností Infinia Corp. [15] (vlastník práv: Infinia Corp.).	18
Obr. 4-1: Koncepty pocitového skladování tepelné energie (sdíleného tepla v češtině) [6]... ..	20
Obr.4-2: Zjednodušené schéma centrálního přijímače s dvou nádržovým konceptem [6].	21
Obr. 4-3: Zjednodušené schéma parabolické průchozí elektrárny používající tepelný olej v nepřímém konceptu dvou nádržovém [6].....	22
Obr. 4-4: Dvou nádržový skladovací systém 17MWel Gemasolar elektrárny s centrálním přijímačem, Španělsko [6] (s povolením Torresol Energy, Španělsko).	23
Obr. 4-5: Schéma parního akumulátoru [21].	24
Obr. 4-6: Objemově specifická hmota syté páry zajištěná akumulátorem pro různé počáteční tlaky a tlakové poklesy, při vstupním tlaku 100 barů a koncovém 55 barů dodá akumulátor 90 kg páry na m ³ objemu skladovaného média [22].	25
Obr. 4-7: Betonový skladovací modul před instalací izolace [6].....	26
Obr. 4-8: Betonový skladovací modul (400 kWh) před instalací izolace [6].	27
Obr. 4-9: Nezbytné snížení teploty syté páry pro systém používající páru jako pracovní médium. Porovnání latentního tepla a) a pocitového tepla b) [6].	28
Obr. 4-10: Schématické znázornění skladovacího systému s vratnou chemickou změnou [6].	29

Obr. 5-1: Solární elektrárna [4].	30
Obr. 6-1: CSP kapacita podle regionu a země v období 2006-16 [35].	31
Obr. 6-2: CSP skladovací kapacita a roční přírůstek v letech 2007-16 [35].	31
Obr. 6-3: Podíl obnovitelných zdrojů na celosvětové produkci elektřiny v roce 2016 [35].	32
Obr. 7-1: Růst výroby z CSP dle různých scénářů (TWh/rok) [36].	33
Obr. 7-2: Vize pravděpodobných HVDC (vysokonapěťových) linek z jihozápadu do zbytku USA [37].	35
Obr. 7-3: Koncept DESERTEC aplikovaný na EU-MENA region [38].	35
Obr. 7-4: Výroba a spotřeba elektřiny z CSP v roce 2050 [36].	37
Obr. 7-5: IEA roadmap vize výroby vodíku míšeného v zemním plynu v roce 2050 [36].	37
Obr. 8-1: Investiční náklady 50MW průchozí elektrárny se 7hodinovou skladovací kapacitou [36].	39
Obr. 8-2: Odhadovaný vývoj cen elektřiny z CSP elektráren za podmínek dvou úrovní DNI v kWh/m ² /rok [36].	41

10.3 Seznam tabulek

Tab. 4-1: Přehled vybraných skladovacích systémů začleněných do komerčních a experimentálních továren [6].	19
Tab. 4-2: Příklady tekutých médií pro pocitové tepelné skladování [6].	22
Tab. 4-3: Příklady pevných médií pro pocitové (sdílené) teplo [6].	25
Tab. 7-1: Elektřina z CSP elektráren jako podíl z celkové elektrické spotřeby [36].	34
Tab. 8-1: Milníky pro snižování nákladů CSP [36].	38

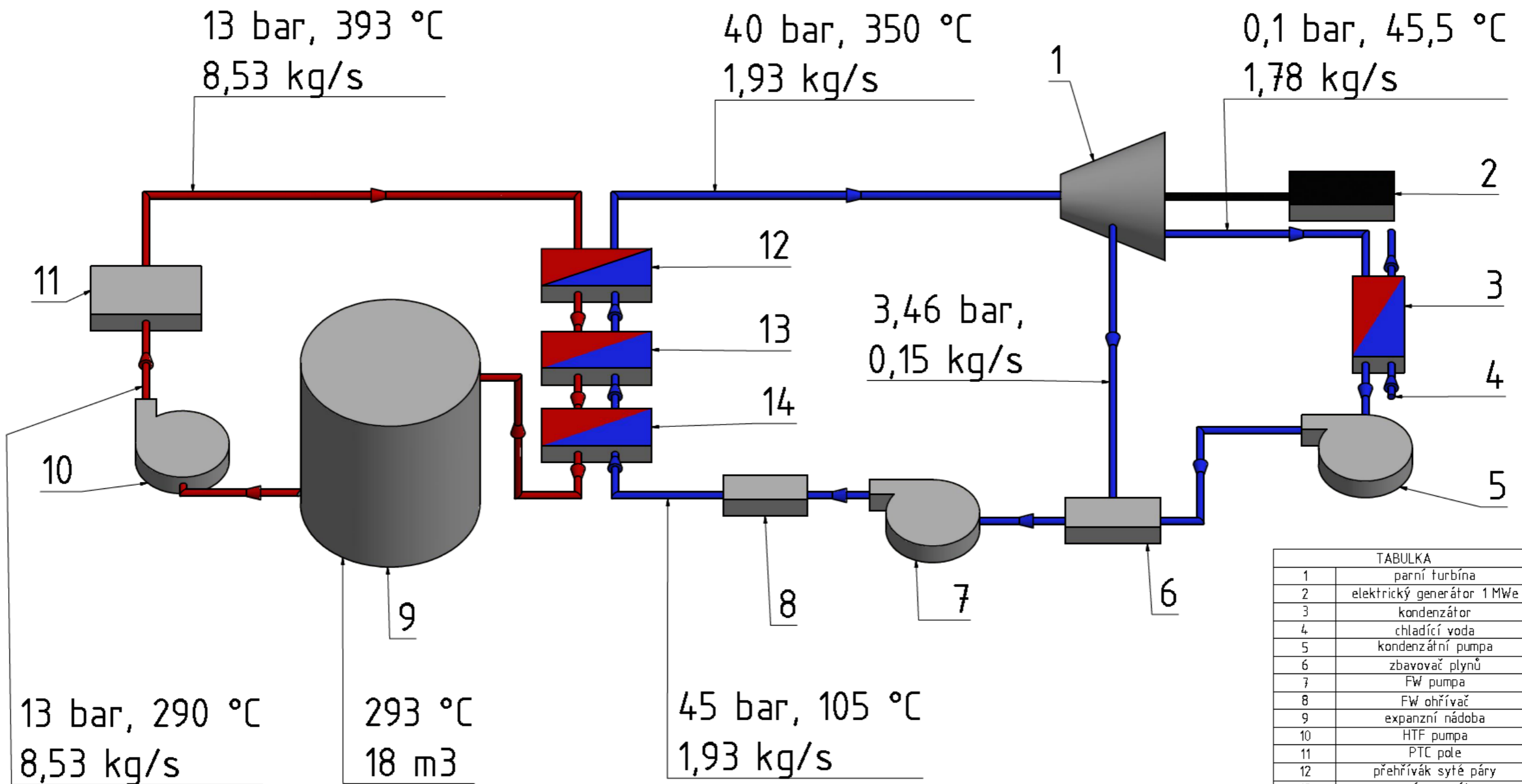
PŘÍLOHA č. 1

Vstupní parametry modelu CSP elektrárny o výkonu 1 MW

Vstupní parametry modelu CSP elektrárny o výkonu 1 MW.

Parabolic Trough		Storage Tank/Expansion Vessel	
Length of SCA	120 m	Inlet Temperature	290°C
Aperture Width of SCA	5.76 m	Inlet Flowrate	8.53 kg/s
Focal Length of SCA	1.71 m	Tank Volume	18 m ³
Row Spacing	12.5 m	Fluid Specific Heat	2.3 kJ/kg.K
Total Field Area	8175 m ²	Fluid Density	900 kg/m ³
Inlet Temperature Solar Field	290°C	Super Heater	
Cleanliness Solar Field	0.95	Source Side Inlet Temperature	390°C
Specific Heat HTF	2.303 kJ/kg.K	Source Side Flow Rate	8.53 kg/s
Wind Speed Limit for Tracking	13.7 m/s	Overall Heat Transfer Coefficient	8748 W/K
Evaporator		Preheater	
Overall Heat Transfer Factor	58000 W/K	Source Side Inlet Temperature	350°C
Source Side Inlet Temperature	350°C	Load Side Inlet Temperature	105°C
Load Side Inlet Temperature	253°C	Load Side Flow Rate	1.93 kg/s
Load Side Outlet Pressure	44 Bar	Overall Heat Transfer Coefficient	16050 kJ/kg.K
Preheater/Sub Cooler		Condenser	
Hot Side Inlet Pressure	1 Bar	Cooling Water Inlet Temperature	20°C
Cold Side Inlet Temperature	70°C	Inlet Steam Enthalpy	3000 kJ/kg
Cold Side Inlet Flow Rate	1.09 kg/s	Steam Mass Flow Rate	1.78 kg/s
Condensate Inlet Temperature	100°C	Condensate Inlet Flow Rate	0.277778 kg/s
Turbine		Deaerator	
Turbine Outlet Pressure	1 Bar	Feed Water Inlet Temperature	25°C
Turbine Inlet Flow Rate	1.93 kg/s	Feed Water Flow Rate	0.15 kg/s
Turbine Inlet Enthalpy	3000 kJ/kg	Inlet Steam Pressure	3.46 Bar
Design Inner Efficiency	0.8	Condensate Inlet Temperature	45°C
Generator Efficiency	0.98	Condensate Inlet Flow Rate	1.78 kg/s

Modifikované schéma CSP elektrárny používající pouze PTC pole s výkonem generátoru 1 MW.



TABULKA

1	parní turbína
2	elektrický generátor 1 MWe
3	kondenzátor
4	chladící voda
5	kondenzát ní pumpa
6	zbavovač plynů
7	FW pumpa
8	FW ohříváč
9	expanzní nádoba
10	HTF pumpa
11	PTC pole
12	přehřívák syté páry
13	parní generátor
14	ekonomizér

Datum: 11.06.2016				Jméno: ...			
Zpracovatel: ...				CSP elektrárna 1 MWe			
Příloha č. 2				BP KKE 18-1/1			
1				A3			