



**VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ**

BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

**FAKULTA STROJNÍHO INŽENÝRSTVÍ**

FACULTY OF MECHANICAL ENGINEERING

**ENERGETICKÝ ÚSTAV**

ENERGY INSTITUTE

**VODÍKOVÉ TECHNOLOGIE PRO AKUMULACI  
ELEKTRICKÉ ENERGIE Z OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ**

STORAGE SYSTEMS FOR RENEWABLE ENERGY

**BAKALÁŘSKÁ PRÁCE**

BACHELOR'S THESIS

**AUTOR PRÁCE**

AUTHOR

Filip Švácha

**VEDOUCÍ PRÁCE**

SUPERVISOR

Ing. Ján Poláčik

BRNO 2017



# Zadání bakalářské práce

Ústav:	Energetický ústav
Student:	<b>Filip Švácha</b>
Studijní program:	Strojírenství
Studijní obor:	Základy strojního inženýrství
Vedoucí práce:	<b>Ing. Ján Poláček</b>
Akademický rok:	2016/17

Ředitel ústavu Vám v souladu se zákonem č.111/1998 o vysokých školách a se Studijním a zkušebním řádem VUT v Brně určuje následující téma bakalářské práce:

## **Vodíkové technologie pro akumulaci elektrické energie z obnovitelných zdrojů**

### **Stručná charakteristika problematiky úkolu:**

Podíl elektrické energie vyrobené z obnovitelných zdrojů se na trhu stále zvyšuje. S tím však přichází otázka efektivního využívání této energie, aby se zachovala rovnováha mezi její výrobou a spotřebou. Tato práce pojednává o akumulaci elektrické energie dostupnými technologiemi, přičemž se zaměřuje na vodíkové technologie. Tyto technologie, stejně jako nové trendy v oblasti akumulace, budou popsány v rešeršní části práce.

V praktické části bude navrhnout systém uskladňování energetických přebytků do vodíku.

### **Cíle bakalářské práce:**

1. Popsat problematiku akumulace elektrické energie z obnovitelných zdrojů.
2. Rozebrat výhody a nevýhody jednotlivých způsobů akumulace se zaměřením na vodíkové technologie.
3. Popsat samotné vodíkové technologie, bezpečnost, způsoby skladování atd.
4. Navrhnout vhodný systém využívání energetických přebytků a jejich ukládání do vodíku.

### **Seznam doporučené literatury:**

SØRENSEN, Bent. Hydrogen and fuel cells: emerging technologies and applications. 2nd ed. Burlington, MA: Academic Press, c2012. ISBN 978-0-12-387709-3.

KAMEŠ, Josef. Alternativní palivo - vodík. Praha: [s.n.], 2008. ISBN 978-80-254-1686-0.

Termín odevzdání bakalářské práce je stanoven časovým plánem akademického roku 2016/17

V Brně, dne

L. S.

---

doc. Ing. Jiří Pospíšil, Ph.D.  
ředitel ústavu

---

doc. Ing. Jaroslav Katolický, Ph.D.  
děkan fakulty

## **Abstrakt**

Cílem práce je popsat současné možnosti ukládání elektrické energie z obnovitelných zdrojů se zaměřením na vodíkové technologie. V prvních třech částech jsou formou rešerše postupně rozebrány problematika ukládání energie z obnovitelných zdrojů, současné možnosti ukládání energie a samotné ukládání energie do vodíku. Poslední část je praktická a jejím cílem je porovnat současné možnosti při navrhování systému ukládajícího energii do vodíku. Následně je vybrána nejvýhodnější možnost a porovnána s jinými způsoby ukládání energie.

## **Abstract**

The aim of the thesis is to describe the current possibilities of storing electricity from renewable sources focusing on hydrogen technologies. In the first three parts, the question of energy storage from renewable sources, the current energy storage options and the actual energy storage in hydrogen are discussed in the form of research. The last part is practical and its aim is to compare the current possibilities in designing a system that stores energy in hydrogen. Subsequently, the most favorable option is chosen and compared to other energy storage methods.

## **Klíčová slova**

Ukládání elektrické energie, obnovitelné zdroje energie, vodík, elektrolýza

## **Key words**

Electricity storage, renewable energy sources, hydrogen, electrolysis

## **Bibliografická citace**

ŠVÁCHA, F. *Vodíkové technologie pro akumulaci elektrické energie z obnovitelných zdrojů*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství, 2017. 63 s. Vedoucí bakalářské práce Ing. Ján Poláček.

## Čestné prohlášení

Prohlašuji, že jsem bakalářskou práci na téma Vodíkové technologie pro akumulaci elektrické energie z obnovitelných zdrojů vypracoval samostatně pod vedením vedoucího bakalářské práce a s použitím odborné literatury a pramenů uvedených v seznamu použitých zdrojů, který je součástí této práce.

V Brně dne .....

.....

Švácha Filip

## **Poděkování**

Rád bych poděkoval vedoucímu bakalářské práce Ing. Jánů Poláčikovi za cenné rady, připomínky a odbornou pomoc při tvorbě této práce. Dále bych chtěl poděkovat své rodině za podporu v průběhu celého studia.



## Obsah

Úvod .....	10
1 Akumulace energie z obnovitelných zdrojů .....	11
1.1 Aplikace využívající úložiště elektrické energie .....	11
2 Současné způsoby akumulace elektrické energie .....	15
2.1 Přecherčovací vodní elektrárna .....	16
2.2 Akumulace do stlačeného vzduchu .....	17
2.3 Setrvačnick .....	18
2.4 Superkapacitor .....	19
2.5 Supravodivé cívky .....	20
2.6 Ukládání ve formě tepelné energie .....	21
2.7 Chemické uskladňovací systémy .....	22
2.7.1 Li-ion baterie .....	23
2.7.2 Olověné baterie .....	23
2.7.3 Vysokoteplotní baterie .....	24
2.7.4 Průtokové baterie .....	25
2.7.5 Vodíkové technologie .....	26
3 Vodíkové technologie akumulace energie .....	28
3.1 Elektrolýza vody .....	29
3.1.1 Alkalická elektrolýza .....	32
3.1.2 Elektrolýza s polymerovým membránovým elektrolytem .....	33
3.1.3 Elektrolýza s elektrolytem z tuhých oxidů .....	35
3.2 Skladování vodíku .....	36
3.2.1 Ukládání vodíku v plynném skupenství .....	36
3.2.2 Ukládání vodíku v kapalném skupenství .....	37
3.2.3 Ukládání vodíku v pevném skupenství .....	38
3.3 Palivové články .....	40
4 Navržený systém ukládání .....	42
5 Závěr .....	45
6 Seznam použitých zdrojů .....	46
7 Seznam použitých symbolů a veličin .....	49
8 Seznam použitých zkratk .....	50
9 Seznam příloh .....	50

## Úvod

Podíl elektrické energie vyrobené z obnovitelných zdrojů se na trhu stále zvyšuje. Tato energie je na rozdíl od energie získávané z neobnovitelných zdrojů závislá na počasí a její produkci lze předpovídat pouze omezeně. V energetické síti musí být udržována stále stejná míra výroby a spotřeby. U konvenčních elektráren je možno výrobu regulovat, ale elektrárny využívající obnovitelné zdroje vždy vyrobí množství energie v přímé závislosti na povětrnostních podmínkách. Vyrobí-li se přebytečné množství energie, je tato energie ztracena. K jejímu efektivnímu využití mohou sloužit úložiště elektrické energie.

V současné době se na trhu pohybuje veliké množství různých způsobů ukládání elektrické energie a další jsou stále ve výzkumu. Navzájem se odlišují v pracovních parametrech a jednotlivé technologie, nebo jejich kombinace napříč celým energetickým systémem zastávají množství důležitých úloh. Akumulace elektrické energie většinou spočívá v jejím převedení na jinou formu energie, která se snáze ukládá a v případě potřeby je převedena zpátky na energii elektrickou. V současnosti je tendence k decentralizaci produkce energie, snaha o co nejmenší zásah do krajinného rázu a snížení produkce skleníkových plynů. Vzhledem k těmto požadavkům se jako vhodný směr ukládání energie nabízejí vodíkové technologie.

Ukládání elektrické energie do vodíku spočívá v přeměně vody na vodík pomocí elektrolýzy. Vodík je následně uskladňován, nejčastěji v tlakových nádobách, a zpětně převeden na elektrickou energii pomocí palivových článků. Tato technologie splňuje požadavky uvedené výše, ale v současné době se potýká s velmi nízkou účinností konverze a vysokými investičními náklady na pořízení nezbytných součástí systému.

V rešeršní části tato práce pojednává o akumulaci elektrické energie dostupnými technologiemi, přičemž se blíže zaměřuje na vodíkové technologie. V praktické části jsou porovnávány pomocí ceny za vyrobenou energii za celou životnost systému (LCOE) v současné době komerčně dostupné technologie pro ukládání elektrické energie do vodíku. Je vybrána nejvýhodnější možnost a následně porovnána s jinými způsoby ukládání elektrické energie.

# 1 Akumulace energie z obnovitelných zdrojů

Vzhledem ke vzrůstající hrozbě globálního oteplování a dalším ekologickým a ekonomickým dopadům využívání neobnovitelných zdrojů energie vznikla mezinárodní snaha o zvýšení podílu energie vyráběné z obnovitelných zdrojů. Problémem je, že dva nejrychleji rostoucí zdroje obnovitelné energie, větrné a solární elektrárny, jsou ve své podstatě závislé na počasí. A to jak z krátkodobého, tak ze sezónního hlediska. Proto lze jejich dodávky předpovídat pouze v omezené míře a nemusejí se shodovat s poptávkou. Přechod na energetický systém s vyšším podílem energie z obnovitelných zdrojů budou tedy muset provázet změny v zavedeném energetickém systému. Jako vhodné úpravy se jeví rozšíření elektrické sítě, lepší řízení zátěže elektrické sítě nebo zavedení systémů umožňujících efektivní ukládání elektrické energie. Řízení zátěže v budoucnu nebude schopné dostatečně ovlivňovat nestálou produkci energie. Nejvýhodnější možností se zdají být systémy na ukládání energie. Při jejich zavedení ve větší míře totiž nebude nutné rozšiřovat elektrickou síť. [1][2]

Technologie na ukládání elektrické energie absorbují energii na určitou dobu a poté ji v případě potřeby vracejí do sítě. Dříve se uskladňovací zařízení využívala převážně k ukládání přebytečné energie z tepelných elektráren a jejímu následnému prodávání za vyšší cenu ve chvílích s vysokou poptávkou. V současnosti a budoucnu uskladňovacím systémům kromě zachování dřívější role přichází nový úkol – zaplnit dočasné, obtížně předvídatelné a ve spojení s jinými komponenty energetické infrastruktury i geografické rozdíly mezi dodávkou a poptávkou. Toho může být docíleno právě ukládáním energie z obnovitelných zdrojů produkované ve chvílích, kdy je malá poptávka. Energie, která tímto způsobem může pomoci vyrovnat špičkové zatížení, by totiž jinak byla ztracena. [1][3][4]

Existuje značné množství různých systémů, které se od sebe odlišují ve velikosti, účinnosti a dalších parametrech uvedených ve druhé kapitole. Některé technologie jsou již zavedené, ale velká část jich je zatím ve výzkumu a má potenciál ještě vylepšit svoje vlastnosti. Různé technologie a jejich kombinace poskytují značnou flexibilitu, umožňující pokrýt množství různých aplikací. Výběr vhodného systému ovlivňují kromě energetického hlediska také další faktory jako ekonomická dostupnost, ekologické dopady, tendence k přijetí daného řešení ze společenského hlediska a další. [1][4]

## 1.1 Aplikace využívající úložiště elektrické energie

Výhoda úložišť elektrické energie spočívá ve velkém množství různých úkolů, které zastávají napříč celým energetickým systémem. Tyto technologie mohou být použity jako součást energetické sítě u distribuovaných systémů nebo u aplikací mimo energetickou síť. Jednotlivé aplikace úložišť elektrické energie jsou uvedeny v tabulce 1.1.

Sezónní skladování umožňuje uskladňovat elektrickou energii i po delší časový úsek, čímž kompenzuje dlouhodobé výkyvy v dodávkách energie. Ve scénáři se 100% využíváním energie z obnovitelných zdrojů může kompenzovat sezónní výkyvy. Například u fotovoltaických systémů může ukládat energii vyprodukovanou v létě (např. v podzemních úložištích) a poté ji dodávat v zimě. Tento způsob ukládání je poměrně drahý, jelikož se využitý objem použije pouze jednou za rok. [1][4]

Arbitrážní skladování spočívá v ukládání levnější energie vytvářené při přebytečné produkci. Energie je následně prodávána za vyšší ceny ve chvílích s nárůstem poptávky. Stejného systému je možné využít i k obchodování mezi různými energetickými trhy. Jedná se o jeden z prvních důvodů pro zkoumání a produkci úložních systémů, který přispěl k dalšímu výzkumu příslušným financím. [3][4]

Frekvence systému (v Evropě 50 Hz) je míra vyvážení mezi výrobou a odběrem elektrické energie. Roste, když je dodávka vyšší než spotřeba, a klesá při opačném jevu. K udržení konstantní frekvence je zapotřebí, aby byla dodávka a odběr pořád stejný. Úložiště energie mohou být nabíjena a vybíjena dle potřeby, a tím pomáhají udržovat stále stejnou frekvenci. Řízení frekvence se rozděluje do tří fází – primární, sekundární a terciální. Časové rozložení využívání jednotlivých fází je zobrazeno na obrázku 1.1. Primární kontrola je automatická odezva na výkyvy ve frekvenci a spouští se v řádech vteřin. V současné době ji zajišťují konvenční elektrárny, které pracují na nižší výkon, než je jejich maximální, a v případě potřeby se výkon sníží, nebo zvýší. V budoucnu, s příchodem většího podílu zdrojů z obnovitelné energie, by tento úkol měl přejít na jiná úložiště (např. baterie), jelikož by nebylo ekonomické využívat konvenční elektrárny pouze za účelem vyrovnávání frekvence. Po určitém čase primární kontrolu nahradí sekundární, která je zajišťována úložišti elektrické energie, např. bateriemi. Při delším výkyvu přichází na řadu terciální kontrola, pro niž jsou vhodné přečerpávací nebo plyné elektrárny, které mají delší čas dodávky. [1]

Tab. 1.1: Vybrané charakteristiky uskladňovacích systémů pro různé aplikace v energetickém systému [4]

Aplikace	Velikost [MW]	Doba vybíjení	Typický počet cyklů	Doba odezvy
Sezónní skladování	500-2000	dny až měsíce	1-5 za rok	den
Cenová arbitráž	100-2000	8-24 hodin	0,25-1 za den	méně než hodina
Regulace frekvence	1-2000	1-15 minut	20-40 za den	1 minuta
Vyrovnávání zátěže	1-2000	15 minut až 1 den	1-29 za den	méně než 15 minut
Regulace napětí	1-40	1 vteřina až 1 minuta	10-100 za den	milisekundy až sekundy
Start ze tmy	0,1-400	1-4 hodiny	méně než 1 za rok	méně než hodina
Odlehčení přenosové a distribuční sítě/ odložení investic do infrastruktury	1-500	2-5 hodin	0,14-1,25 za den	méně než hodina
Přesun výdajů – snižování špičky	0,001-1	minuty až hodiny	1-29 za den	méně než 15 minut
Aplikace nepřipojené k síti a ostrovní systémy	0,001-0,1	3-5 hodin	0,75-1,5 za den	méně než hodina
Dlouhodobé skladování	-	týdny až měsíce		

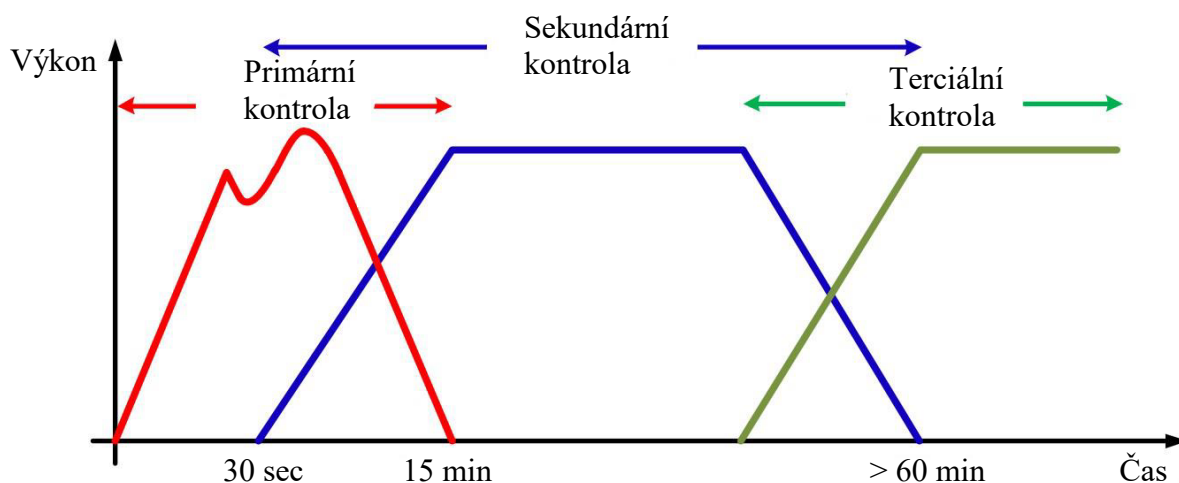
Vyrovnávání zátěže redukuje výkyvy ve spotřebě energie během dne. Ve chvílích, kdy je nízká poptávka po energii, ji skladuje a následně navrací do sítě ve vytižených částech dne. Tato aplikace je nutná, jelikož konvenční elektrárny mají stejnou produkci přes celý den. Aby se udržela spotřeba na stejné úrovni, je nezbytné uchovávat energii vyprodukovanou v noci, kdy se poptávka snižuje. Nejčastěji se k tomuto účelu využívají přečerpávací elektrárny. Při zavedení vyššího podílu energie z obnovitelných zdrojů, již nejspíše nebude nutné uskladňovat energii v noci, jelikož produkce klesne zároveň s poptávkou. Nicméně ukládání energie na stejném

principu bude stále nezbytné, jenom se změní a bude spočívat například u fotovoltaických systémů v ukládání energie z několika hodin s nejvyšší produkcí na zbytek dne. [1]

Napětí na přenosových a distribučních spojeních musí být udržováno na určité úrovni. Ztráty a další vnější vlivy mohou snižovat nebo zvyšovat velikost napětí. To lze regulovat přidáním nebo absorpcí jalového výkonu. K tomuto účelu slouží specializovaná zařízení (statický kompenzátor jalového výkonu). Nicméně lze stejného efektu docílit i využitím úložišť elektrické energie, které kromě jejich primárního účelu mohou dodávat i jalový výkon. [1]

Ve výjimečných situacích, kdy selže celý energetický systém, umožňují k tomu určená úložiště elektrické energie hladký přechod do původního stavu. Většina zdrojů elektrické energie se není schopna po výpadku systému samovolně restartovat. Pomocná úložiště energie dodávají výkon a energii napomáhající k obnově vyřazených zdrojů. Navíc poskytují referenční frekvenci, která napomáhá k synchronizaci jednotlivých generátorů. [1][4]

Úložiště elektrické energie mohou být také využita k dočasnému nebo geografickému přesunu dodávky nebo odběru elektrické energie za účelem odlehčení zatížených částí sítě. Podobné systémy se také využívají k odložení nových investic do změn rozvodné sítě. [4]



Obr. 1.1: Časová škála frekvenční kontroly (aktivační časy jsou určeny pro Německo) [1]

Energetická síť a množství generované energie jsou dimenzovány podle zatížení ve špičce. Od velikosti špičkové zátěže se také odvíjí celková cena energetického systému. Úložiště elektrické energie mohou být použita ke snížení tohoto zatížení, čímž zapříčiní snížení nákladů na zřídka využívané generátory a části sítě. Toto ukládání spočívá v přesouvání činnosti (např. ohřívání vody), ze chvílí špičkového zatížení na méně vytižené momenty. [1][4]

Některé ostrovy nebo odlehlá místa nejsou připojeny k rozvodné síti; buď to není technologicky možné, nebo by to bylo příliš nákladné. V případě, že jsou takto osamocené sítě poháněny generátory využívajícími fosilní paliva, slouží úložiště elektrické energie k vyrovnávání špičkové zátěže. Výroba energie tímto způsobem bez regulace zátěže vede ve chvílích špičkového zatížení k nepřiměřenému zvyšování spotřeby paliva a k většímu opotřebením součástí generátoru než při souvislém běhu. Obdobné systémy využívající obnovitelné zdroje nezbytně vyžadují ukládání elektrické energie, aby mohly dodávat energii po celý den, ne pouze ve chvílích, kdy je vyráběna. [1][4]

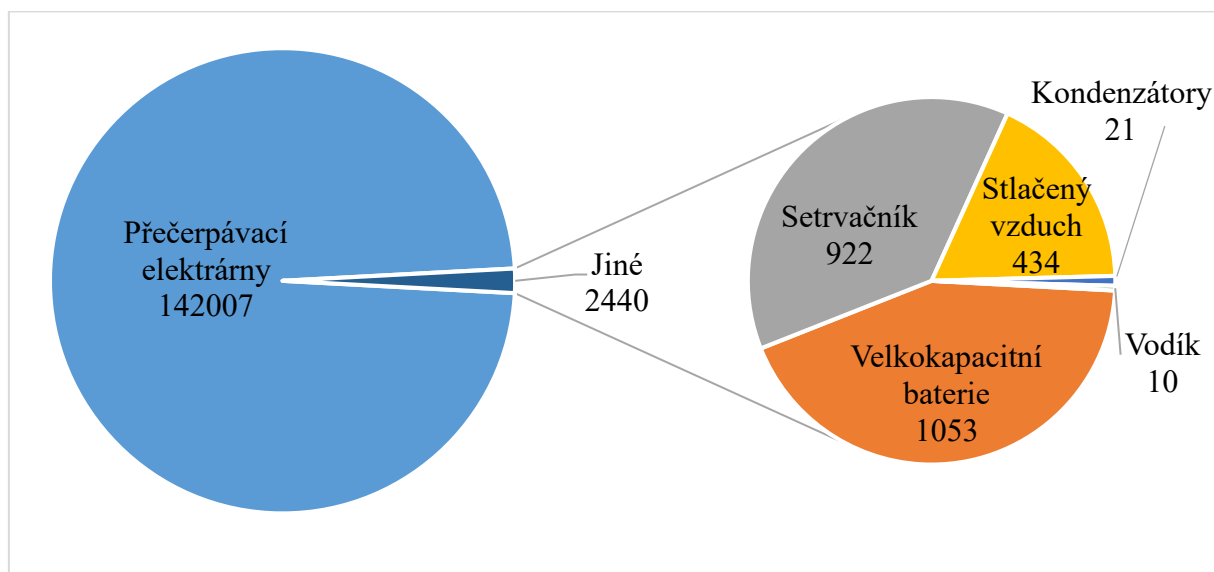
Uskladňovací systémy na dlouhou dobu obvykle mohou dodávat plný výkon energie až tři týdny v kuse. Významné je jejich využití v oblastech s vysokým podílem energie z obnovitel-

ných zdrojů. Slouží k dodávání energie za dlouhodobě nepříznivého počasí. Jedná se například o dlouhodobě vysoký tlak (snížení produkce větrných elektráren) ve spojení se zimou (nízká generace ze solárních elektráren, vyšší spotřeba) v nejhorších scénářích doprovázenou mlhou nebo sněhovými srážkami. [1]

## 2 Současné způsoby akumulace elektrické energie

V současné době existuje mnoho způsobů akumulace elektrické energie, které jsou v různých fázích vývoje. Každý způsob spočívá v její přeměně na energii jiného druhu, která se efektivněji uskládá a následně se může převést zpátky na energii elektrickou. Jednotlivé způsoby se navzájem odlišují v mnoha parametrech a pro každou aplikaci může být vhodný jiný. Mezi nejvýznamnější parametry patří uskladňovací kapacita, účinnost, přípustná doba skladování s přijatelnými ztrátami, maximální nabíjecí výkon, investiční a provozní náklady. Energie se uskládá nejčastěji ve formě mechanické (kinetické a potenciální), chemické (organické i anorganické), nebo elektrické. [2][5]

Celosvětově se na instalovaném výkonu v současnosti podílí z více než 98 % přečerpávací vodní elektrárny. Mezi ostatní nejčastěji používané způsoby patří akumulace do stlačeného vzduchu, baterie, setrvačníky, akumulace do vodíku a velkokapacitní kondenzátory. [6]



Obr. 2.1: Celosvětový výkon instalovaných uložišť elektrické energie [MW] [6]

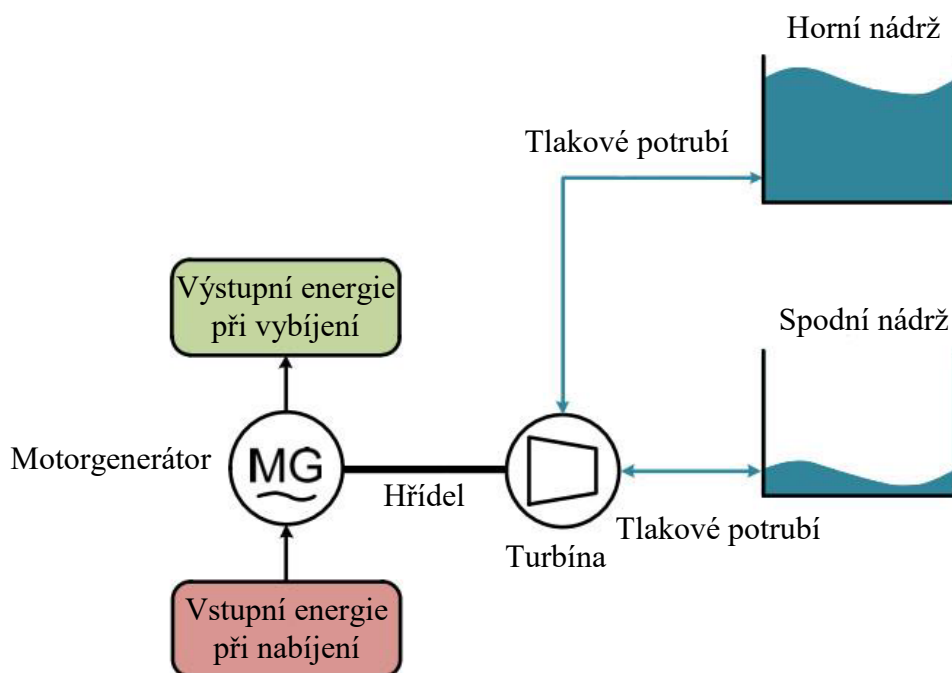
V tabulce 2.1 jsou jednotlivé způsoby ukládání energie porovnány vzhledem k účinnosti, investičním nákladům a hlavnímu využití.

Tab. 2.1: Technologie ukládání elektrické energie [4]

Technologie	Účinnost [%]	Investiční náklady [USD/kW]	Hlavní využití
Přečerpávací elektrárny	50-85	500-4600	Dlouhodobé skladování
Akumulace do stlačeného vzduchu	27-70	500-1500	Dlouhodobé skladování, cenová arbitráž
Baterie	75-95	300-3500	Krátkodobé skladování, Off-grid systémy
Vodík	22-50	500-750	Dlouhodobé skladování
Setrvačnick	90-95	130-500	Krátkodobé skladování
Superkapacity	90-95	130-515	Krátkodobé skladování
Supravodivé cívky	90-95	130-515	Krátkodobé skladování

## 2.1 Přečerpávací vodní elektrárna

Přečerpávací vodní elektrárna se skládá ze dvou propojených vodních nádrží, umístěných v různých nadmořských výškách. Nádrže spojuje tlakové potrubí, které má ve spodní části reverzní turbínu (nebo turbínu a čerpadlo) a motorgenerátor. Soustava umožňuje při přebytku energie čerpat vodu ze spodní nádrže do horní, čímž se zvýší potenciální energie vody. Následně se při nedostatku energie voda pouští z horní nádrže do spodní, a turbína s generátorem vytváří elektrickou energii. [1][7]



Obr. 2.2: Schéma přečerpávací vodní elektrárny [1]

Přečerpávací vodní elektrárny jsou celosvětově nejrozšířenějším způsobem ukládání energie a začaly se využívat již na začátku 20. století. Používají se ve většině případů k uložení energie asi na 2 až 8 hodin. Účinnost celého systému je vysoká (až 85%), ke ztrátám dochází převážně třením při přesunu vody. Technologie přečerpávacích elektráren je vyspělá a v budoucnu se neočekává významný posun, pouze možné zvýšení účinnosti využitím nových turbín a generátorů. [1][8]

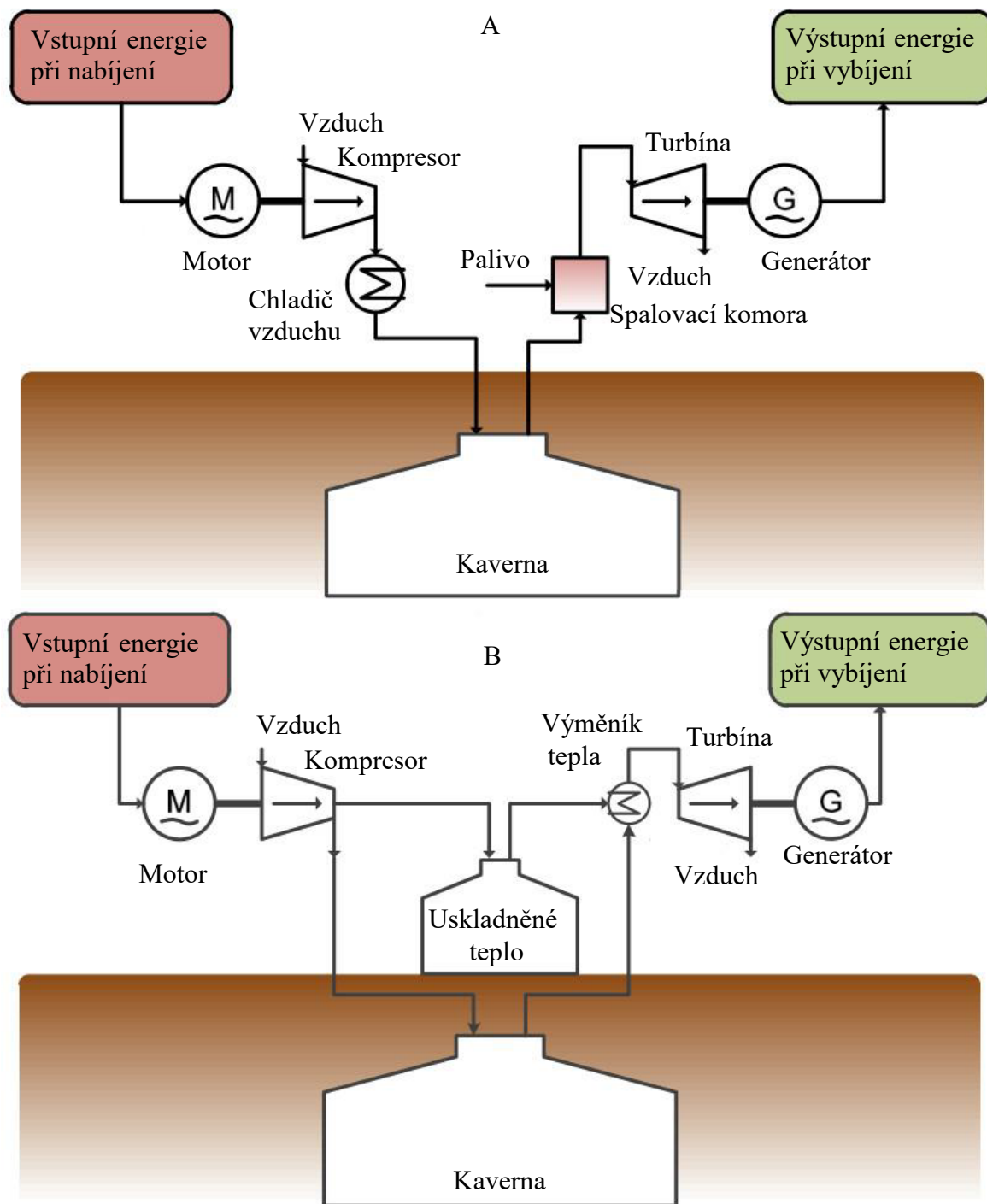
Celosvětově instalovaná kapacita přečerpávacích elektráren je vysoká, ale vzhledem k očekávanému nárůstu využívání energie z obnovitelných zdrojů v budoucnu zřejmě nebude stačit. Výstavba nové přečerpávací elektrárny vyžaduje vhodné místo a obvykle s sebou přináší veliký zásah do krajinného rázu, který provází vysoké investiční náklady a dlouhý schvalovací proces. Ve Střední Evropě je v současné době ve výstavbě nebo plánovací fázi pouze málo projektů. [1][2]

Za největší výhodu přečerpávacích elektráren lze považovat, že se jedná o vyzkoušenou a kvalitní metodu s vysokou účinností, dlouhou životností a nízkou mírou samovybíjení. Nevýhody spočívají ve vysokých investičních nákladech, dlouhé návratnosti investice a nízké hustotě skladované energie. Ekonomicky výhodné jsou pouze velké přečerpávací elektrárny, což se neshoduje se současnou tendencí k decentralizaci uskladňovacích systémů. [1]



## 2.2 Akumulace do stlačeného vzduchu

Při nabíjecím procesu kompresor poháněný přebytečnou energií stlačuje vzduch do objemných a utěsněných prostor – přírodních kaveren nebo vzduchových zásobníků. Kompresí se vzduch otepluje a vyprodukované teplo se musí odvádět. Při zvýšení poptávky po elektrické energii je vzduch vypouštěn, expanduje, přičemž se ochlazuje a musí být dodáváno teplo. Poté je přiváděn na plynovou turbínu, která ve spojení s generátorem vytváří elektrickou energii. [1][5]



Obr. 2.3: Schématický diagram A) současného B) adiabatického uskladňovacího systému stlačeného vzduchu [1]

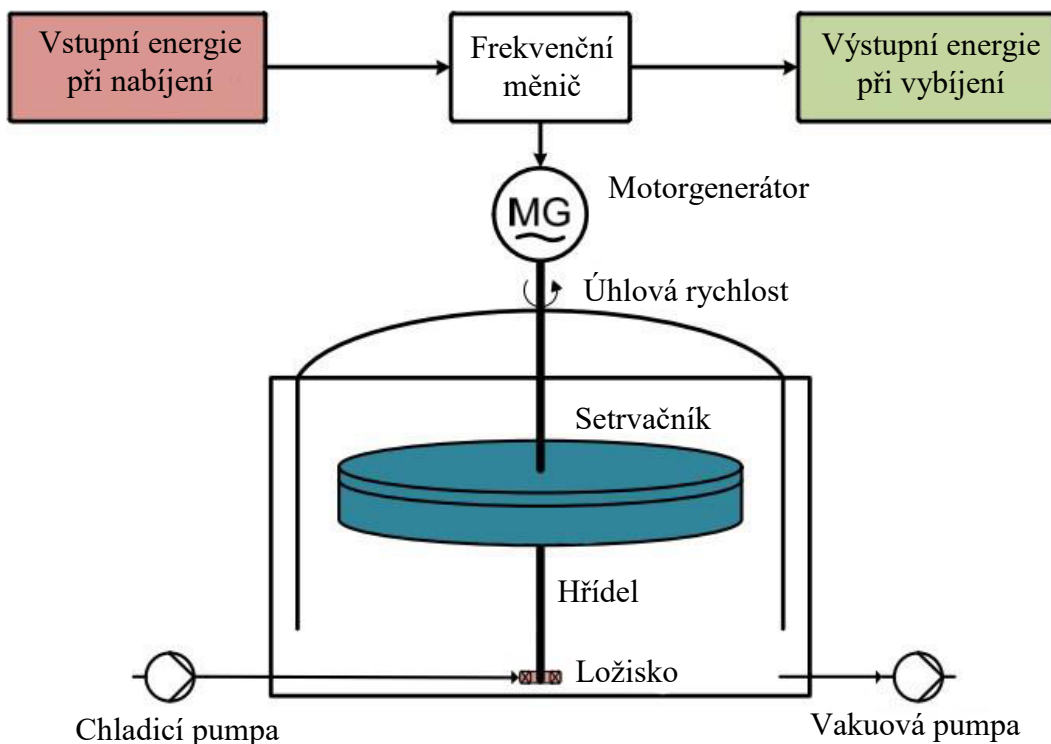
V současné době se při kompresi teplo odvádí chladičem a při expanzi se musí dodávat z externích zdrojů. Nejčastěji spalováním konvenčních paliv, nebo bioplynu. Ve vývoji jsou adiabatické systémy na stlačování vzduchu, ve kterých je teplo odebrané při kompresi skladováno a následně využíváno při expanzi. Tímto způsobem se může zvýšit účinnost celého systému až o 20 % a proces neprodukuje oxid uhličitý. [1]

Hlavními výhodami jsou relativně nízké pořizovací náklady na skladovací prostory (kaverny) a pouze malý zásah do krajinného rázu, jelikož je vzduch skladován pod zemí. Systémy na skladování stlačeného vzduchu mají dlouhou životnost a nízkou míru samovybíjení. Nevýhodou je nutnost specifického umístění systémů, vysoké investiční náklady, dlouhá návratnost investice a poměrně nízká účinnost s využitím současných technologií. [1]

## 2.3 Setrvačnick

Princip spočívá v uložení kinetické energie v roztočeném setrvačnicku. Přebytečná energie se přivádí do motoru, který roztáčí setrvačnick. Aby se zamezilo velkým třecím ztrátám, musí být setrvačnick uložen ve vakuu, často pomocí magnetických ložisek s magnetickou levitací. Při vybíjení se využívá generátor, který kinetickou energii přemění na energii elektrickou. Obecně se využívají dva typy setrvačnickových akumulátorů, jeden používá těžké setrvačnick s co nejvyšším momentem setrvačnosti o poměrně nízkých otáčkách do  $8000 \text{ min}^{-1}$ . Ve druhém typu jsou využívány lehčí setrvačnick za vysokých otáček až  $100\,000 \text{ min}^{-1}$ . [1][5]

Setrvačnick disponují vysokou cyklickou životností a umožňují pojmout veliké množství energie, ale mají velmi vysokou míru samovolného vybíjení. Proto jsou vhodné v aplikacích, kde je potřeba skladovat cyklicky veliké množství energie, ale pouze na krátkou dobu. Využívají se například v tramvajích a podzemních vlacích. Energie, která by se ztratila při brždění je místo toho uložena a následně využita při akceleraci soupravy. [1]

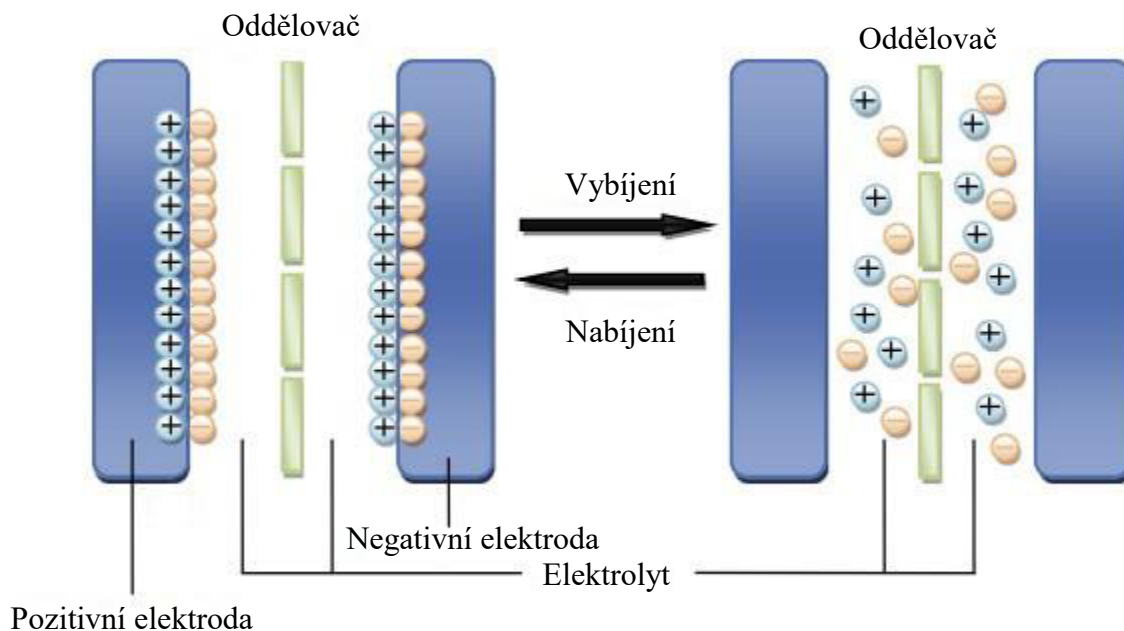


Obr. 2.4: Schématický diagram uskladňování energie využitím setrvačnicku [1]

Hlavními výhodami jsou rychlé nabíjení a vybíjení, dlouhá životnost a nízké náklady na údržbu. Nevýhody jsou nízká energetická hustota a vysoké ztráty způsobené třením. Nové technologie mohou nevýhody zmírnit (snížení tření uložením, chlazení, vakuové komory), ale razantně se jejich využitím zvýší investiční náklady. Další nevýhodou jsou bezpečnostní problémy – i malá prasklina může způsobit závažnou poruchu. Setrvačníky jsou vhodné v jejich současném rozsahu využití, ale v oblasti dlouhodobějšího ukládání elektrické energie se v budoucnu jejich používání nepředpokládá. [1][9]

## 2.4 Superkapacitor

Elektrická energie v superkapacitoru je uložena v elektrickém poli nabitého kondenzátoru mezi elektrodou a elektrolytem. Při nabíjení a vybíjení přecházejí ionty z jedné elektrody na druhou. Elektrody musejí být ze speciálního materiálu s velkou plošnou hustotou. Používá se práškový uhlík nanesený na hliníkovou folii. Elektrody jsou odděleny polypropylenovou folií a prostor vyplňuje tekutý elektrolyt. Při daném sestavení se dosahuje vysoké kapacity v řádu tisíců faradů a napětí jednoho článku zhruba 2,5 V. [1][5]



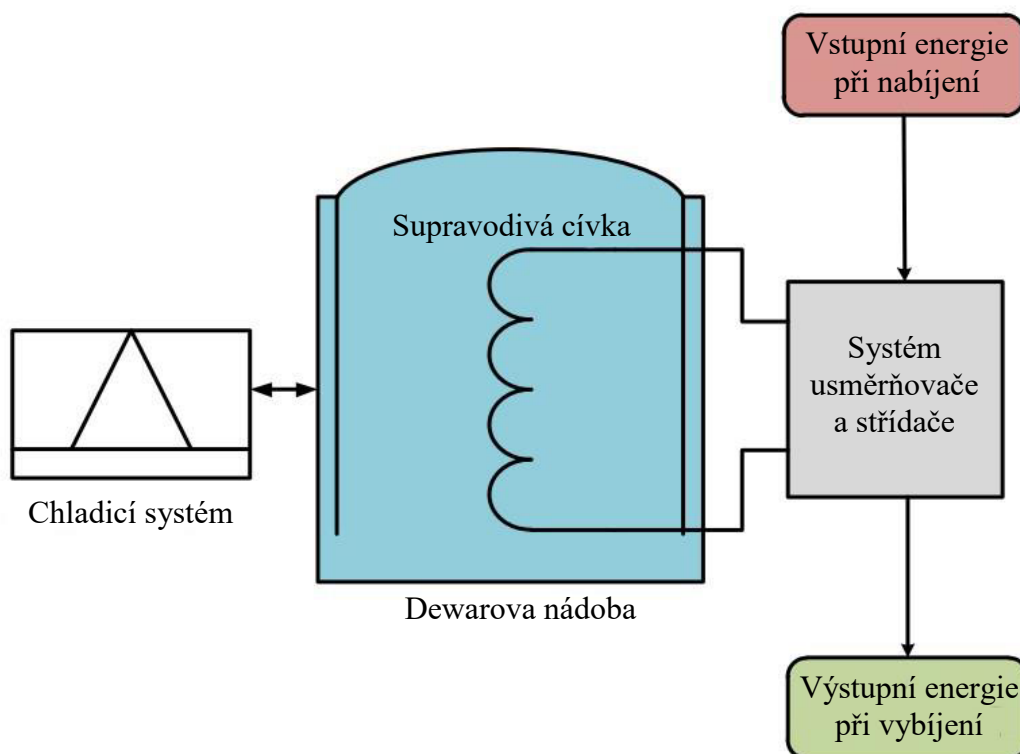
Obr. 2.5: Schéma superkapacitoru [10]

Supercapacitory dokáží cyklicky skladovat poměrně velké množství energie, ale pouze na krátkou dobu s možností rychlého dodání a odběru. Vhodnými aplikacemi jsou například hybridní automobily a elektromobily, ve kterých slouží k uložení elektrické energie získané při rekupe-raci během brždění. Energie je následně využívána při akceleraci. Také se využívají ve spojení s bateriemi za účelem zvýšení jejich životnosti. [1][5]

Výhodami superkapacitorů jsou především vysoká účinnost, poměrně vysoká kapacita a dlouhá cyklická životnost. Největší nevýhodou je momentálně jejich vysoká cena, u které se ale s příchodem masové výroby hybridních automobilů očekává snížení. Supercapacitory jsou nadále ve fázi výzkumu. V budoucnu se předpokládá jejich využití v oblasti fotovoltaiky pro menší systémy spojené se sítí jako vyrovnávací akumulátory elektrické energie. U ostrovních fotovoltaických systémů mají v budoucnu potenciál konkurovat klasickým elektrochemickým akumulátorům. [1][5]

## 2.5 Supravodivé cívky

Při nabíjení prochází stejnosměrný proud supravodivou cívkou, čímž se v ní vytváří magnetické pole, ve kterém je energie ukládána. Aby cívka měla supravodivé vlastnosti (tedy měla zanedbatelný odpor vodiče) musí být chlazena. Ke chlazení se často používá tekuté hélium, které zajišťuje teploty nižší než  $-260\text{ °C}$ . Metoda využívá toho, že v supravodivé cívce prochází proud i po tom, co je odpojen zdroj, a tím se akumuluje energie. Při této metodě se uskládá elektrický proud, tedy jediná přeměna, ke které dochází, je převod ze střídavého na stejnosměrný proud. [1][11]



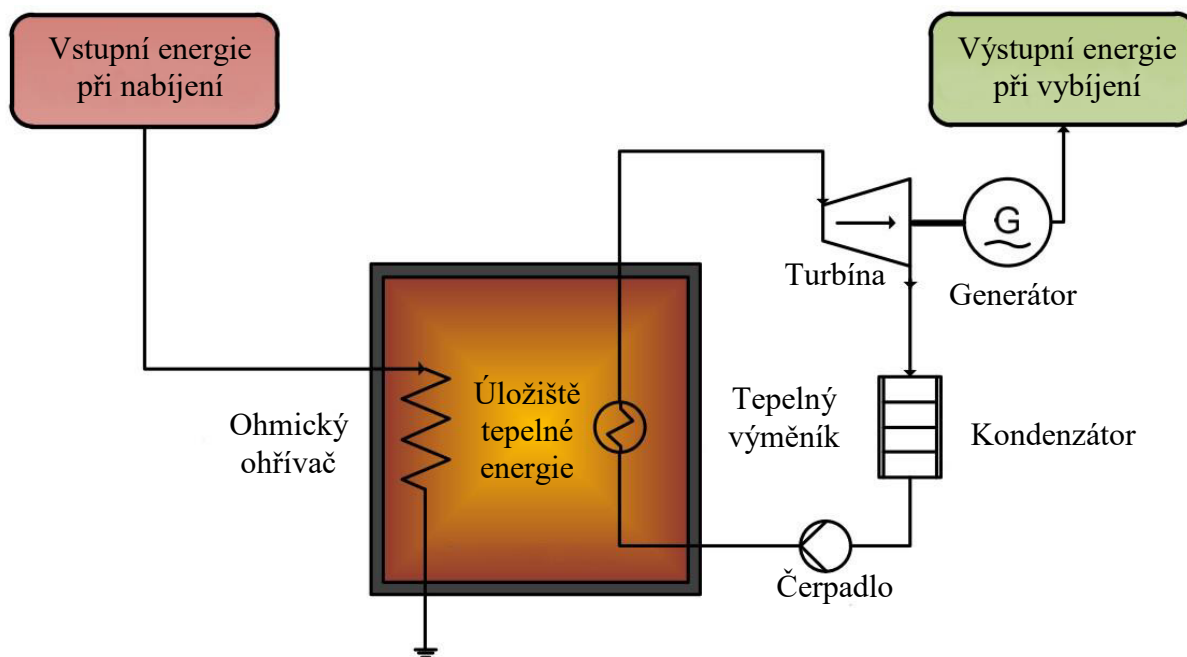
Obr. 2.6: Schéma systému využívajícího supravodivou cívku [1]

Systémy využívající supravodivé cívky mají vysokou účinnost, rychlou odezvu (v řádech milisekund) a velkou cyklickou životnost, nicméně pouze při skladování na velmi krátkou dobu. Jejich vhodným použitím jsou aplikace zajišťující napěťovou stabilitu a kvalitu dodávaného výkonu pro velké průmyslové výrobce, dodavatele elektřiny a armádu. Systémy zapojené do sítě mohou být použity k potlačení negativních důsledků využití obnovitelných zdrojů energie vzhledem ke kvalitě dodávaného výkonu. [11][12]

Největšími výhodami systémů využívajících supravodivé cívky jsou jejich vysoká účinnost, dlouhá životnost, rychlé nabíjení a vybíjení a možnost úplného vybití bez opotřebení akumulátoru. SMES systémy mohou být na rozdíl od například přečerpávacích elektráren postaveny kdekoli, bez speciálních požadavků na umístění. Nevýhodami jsou vysoké investiční (cívky z drahého materiálu) i provozní (nutnost stálého chlazení) náklady. Práce s nízkými teplotami a s intenzivním magnetickým polem také přináší problémy se zajištěním bezpečnosti pracovníků obsluhujících zařízení. [1][12]

## 2.6 Ukládání ve formě tepelné energie

System spočívá v ukládání tepelné energie do vhodných materiálů (roztavené soli, minerální oleje, magnezitové cihly). Ukládá se buď přímo tepelná energie (solární systémy), nebo se nejdříve energie elektrická přemění pomocí ohřívače na energii tepelnou. Při vybíjení se pomocí tepelného výměníku v sekundárním okruhu voda přeměňuje na páru, která následně roztáčí turbínu obdobně jako u jaderných elektráren. Turbína je napojena na generátor, který vytváří elektrickou energii. Pára se ochladí a kondenzuje, poté se vrací v kapalné formě zpátky do výměníku tepla. [1][3]



Obr. 2.7: Schéma systému na ukládání elektrické energie ve formě energie tepelné [1]

Úložiště tepelné energie se dělí podle teploty na nízkoteplotní (méně než 10 °C), pracující ve středních teplotách (10-250 °C) a vysokoteplotní (více než 250 °C). Dále se rozděluje podle formy uloženého tepla na citelné, latentní a potenciální teplo, které se uvolňuje ze zpětných termochemických reakcí. Ukládání citelného tepla spočívá v ohřívání, nebo ochlazování materiálu ve kterém se následně teplo ukládá změnou jeho vnitřní energie. Materiál musí být termicky stabilní a nesmí prodělat při procesu změnu skupenského stavu. Může být pevný, kapalný, nebo kombinací těchto skupenství. Měl by mít vysokou tepelnou kapacitu, hustotu a z ekonomického hlediska je vhodné, aby byl levný. Druhý způsob spočívá v ukládání energie ve formě latentního tepla, což je teplo přidané, nebo odebrané materiálu při přeměně jeho skupenského stavu. Materiály vhodné pro tento způsob ukládání prodělávají při změně skupenství velkou změnu vnitřní energie. Také musí mít vysokou hustotu a vhodnou teplotu změny skupenství. Neměly by být toxické a měly by být ekonomicky vhodné. Třetí způsob využívá termochemickou reakci, při které se uvolňuje nebo spotřebovává teplo v důsledku štěpení vazeb ve výchozí látce. Tento způsob využívá reakce vratné. Přidáním tepla se rozdělí materiál na sekundární produkty, které se skladují odděleně. Při následné kombinaci produktů se uvolní uskladněná tepelná energie. Vhodné jsou chemické reakce, ve kterých mají produkty různá skupenství, a proto se lépe oddělují. Dále reakce, jejichž produkty se dají skladovat za nízkých teplot v pevném nebo kapalném skupenství. [3][4]

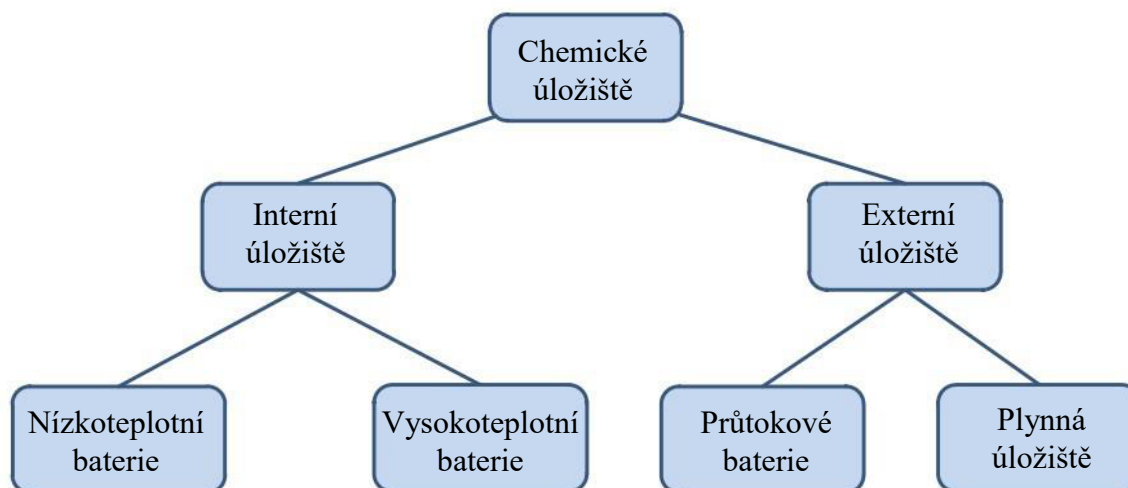
Systémy na ukládání energie v tepelné formě jsou vhodné ke skladování na středně dlouhou dobu. Vhodné aplikace jsou sezónní ukládání energie, a vyrovnávání výkyvů v dodávkách a

poptávce po energii. Ekonomicky výhodné jsou pouze větší aplikace v řádech megawattů. Jednou z vhodných aplikací jsou systémy na koncentrování velkého množství solární energie. Princip tohoto systému spočívá v odrazení slunečního svitu z rozlehlého území do centrálního zařízení, ve kterém se pomocí tepelné energie ze slunce ohřívá médium uchovávající tepelnou energii (např. roztavené soli). Médium uchovává tepelnou energii a v případě potřeby se přivádí do výměníku tepla, kde odevzdá energii sekundárnímu okruhu, který ji převede na energii elektrickou. Tato aplikace je nicméně závislá na geografické umístění. Vyžaduje rozsáhlá území, na která dopadá velké množství slunečního svitu. [1][3][4]

Výhodami jsou poměrně vysoká energetická hustota používaných materiálů a možnost navržení rozsáhlých projektů umožňujících uchování velkého množství energie. Investiční a provozní náklady jsou poměrně nízké a s dalším výzkumem mají potenciál se ještě snížit. Nevýhodami jsou nízká účinnost systémů a velké tepelné ztráty způsobené odvodem tepla nedokonalou izolovanou ukládací a rozvodnou soustavou. Tyto systémy se také neshodují se současnou tendencí k decentralizaci zdrojů energie, jelikož jsou ekonomicky výhodné pouze pro rozměrné aplikace. [1][3]

## 2.7 Chemické uskladňovací systémy

Systémy uskladňující elektrickou energii ve formě chemické se dělí dle místa ukládání energie na interní a externí. U systémů s interním úložištěm na sobě přímo závisí kapacita ukládané energie a výkon akumulátoru. U externích systémů jsou tyto dvě veličiny nezávislé, jedná se např. o systémy ukládající plyny (vodík, metan) a průtokové baterie. Interní úložiště se dále dělí na nízkoteplotní (pracující za pokojové teploty) a vysokoteplotní (pracující při asi 300 °C). Převážně se jedná o elektrochemické akumulátory, které se dále rozlišují podle chemického složení jednotlivých komponentů (lithium-ion, olovené akumulátory, NaS, apod.). [1][13]



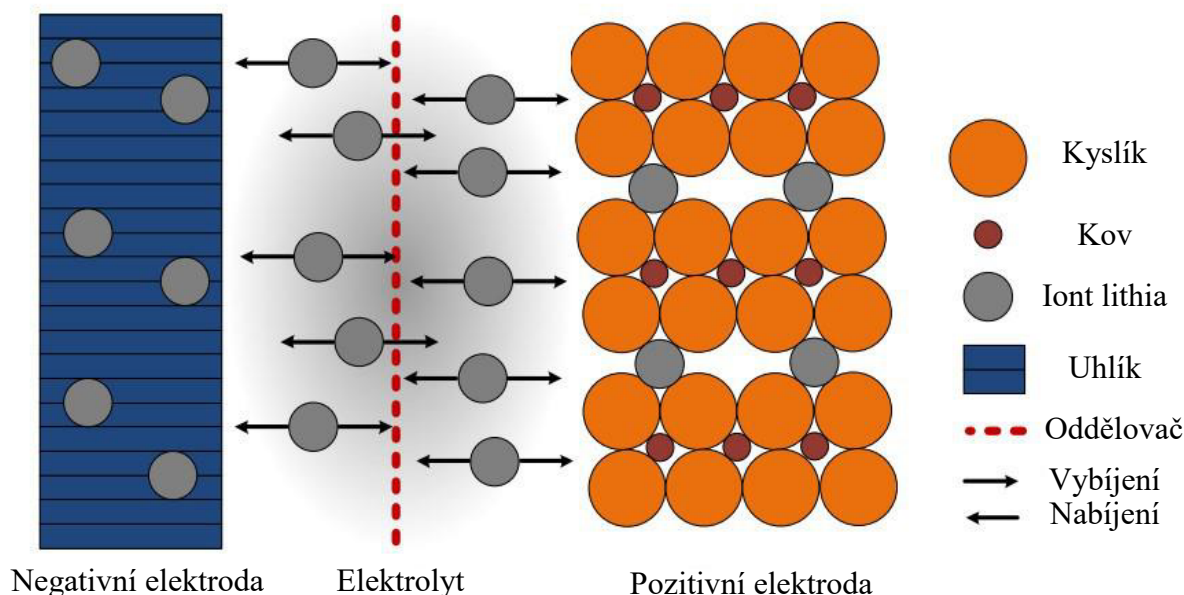
Obr. 2.8: Rozdělení chemických úložišť elektrické energie [1]

Tab. 2.2: Vlastnosti chemických úložišť elektrické energie [2]

Technologie	Účinnost (%)	Rozsah kapacity (MW)	Časový rozsah (-)
Li-ion baterie	80-90	0,1-50	Minuty-dny
Olovené baterie	70-80	0,05-40	Minuty-dny
Plynná úložiště	30-75	0,01-1000	Minuty-měsíce
Průtokové baterie	65-85	0,2-10	Hodiny-měsíce
NaS baterie	75-85	0,05-34	Vteřiny-hodiny
NiCd baterie	65-76	45	Minuty-dny

### 2.7.1 Li-ion baterie

Baterie se skládá z pozitivní elektrody, vytvořené z lithiové sloučeniny (např.  $\text{LiCoO}_2$ ,  $\text{Li}_x\text{Mn}_2\text{O}_4$ ,  $\text{LiNiO}_2$  a  $\text{LiV}_2\text{O}_5$ ) a negativní elektrody vytvořené z vrstveného grafitového uhlíku. Elektrolyt tvoří lithiové soli vzniklé rozpuštěním organických uhličitánů. Při nabíjení přecházejí lithiové ionty z pozitivní na negativní elektrodu a jsou uloženy ve vrstvách uhlíku. Při vybití se vrací zpátky do krystalické struktury pozitivní elektrody. [1][14]



Obr. 2.9: Princip nabíjení a vybití lithiového článku s katodou  $\text{LiMeO}_2$  a uhlíkovou anodou [1]

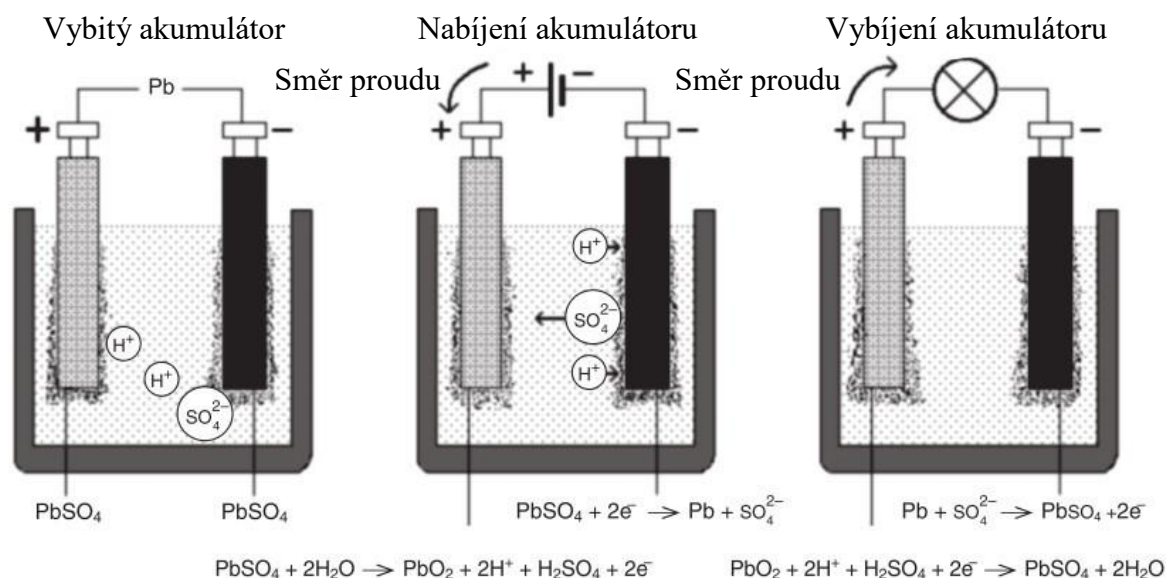
Lithiové baterie se nejčastěji využívají k ukládání energie na středně dlouhé doby, ale lze je využít i pro aplikace vyžadující kratší doby uložení. V posledních letech se staly nejdůležitější technologií užívanou pro přenosná elektrická zařízení (mobilní telefony, notebooky). Jsou také hojně využívanou možností pro elektromobily. Zdají se býti vhodnou volbou pro zajišťování stálého přísunu energie v místech se slabou energetickou sítí. V současné době se na výrobu lithiových baterií využívá velké množství různých materiálů a jejich kombinací. Koncepty nových typů lithiových baterií jsou stále ve výzkumu. Je pravděpodobné, že nové technologie časem umožní i efektivní využití lithiových baterií pro dlouhodobé skladování elektrické energie. [1][13]

Největší výhody lithiových baterií jsou vysoká hustota energie, dlouhá životnost a nízká míra samovybití. Vzhledem k jejich častému využívání se stále pokračuje ve výzkumu a předpokládá se, že se jejich cena bude nadále snižovat. Neobsahují látky závadné pro životní prostředí a nemají speciální požadavky na místo použití. V současnosti je největší nevýhodou vysoká cena a ve větších aplikacích nutnost využití složitějšího operačního a kontrolního systému. Je nutné monitorovat každý článek, jelikož jsou velice náchylné na přebíjení a podvybití (při poklesu napětí pod povolenou mez dochází k zničení akumulátoru). V budoucnu mohou přijít problémy se samotným získáváním lithia, jelikož je možné ho těžít pouze v několika lokalitách. [1][14]

### 2.7.2 Olověné baterie

Akumulátor tvoří dvě olověné elektrody s přísadami, které zlepšují elektrické vlastnosti (antimon, vápník, selen). Jako elektrolyt se používá zředěná kyselina sírová. Při nabíjení reaguje síran olovnatý s vodou, na kladné elektrodě vzniká oxid olovičitý a na záporné olovo. Také

vzniká kyselina sírová a elektrolyt houstne. Při vybíjení je reakce opačná, na obou elektrodách se ukládá síran olovnatý, vytváří se voda a elektrolyt řídne. Podle hustoty elektrolytu lze určit, jak moc je baterie nabitá. Elektromotorické napětí jednoho článku je přibližně 2 V. Pro získání vyššího napětí se články zapojují do série. [5][15]



Obr. 2.10: Schéma olověného akumulátoru [5]

Zvláštním typem olověných akumulátorů jsou hermeticky uzavřené akumulátory. Oproti klasickým akumulátorům nevyužívají tekutý elektrolyt, takže mohou být použity v jakékoliv poloze. Při správném používání jsou bezúdržbové. Jeden typ využívá elektrolyt ve formě gelu a je nejčastěji využíván jako záložní zdroj energie. Menší aplikace jsou například nouzová osvětlení nebo invalidní vozíky. Větší systémy se využívají jako záložní zdroje energie například v nemocnicích, bankách, na letištích apod. U druhého typu je elektrolyt vázán ve skelných vláknách, což umožňuje rychlejší nabíjení a možnost rychlého čerpání energie. Využívají se například jako baterie do motocyklů nebo jako start-stop systémy u hybridních automobilů. [15]

Olověné akumulátory jsou jedny z nejstarších a celosvětově nejvíce využívaných úložišť elektrické energie. Nejčastěji se používají na krátkou a střední dobu ukládání, například jako autobaterie, nebo zdroje nepřerušovaného napájení. Olověné akumulátory lze využít i ve větších aplikacích, například pro ostrovní systémy nebo systémy určené pro regulaci frekvence. V současné době jsou ale baterie větších rozměrů poměrně drahé. K jejich zlevnění by mohlo přispět zavedení masové výroby nebo výzkumání nových typů článků. [1][13]

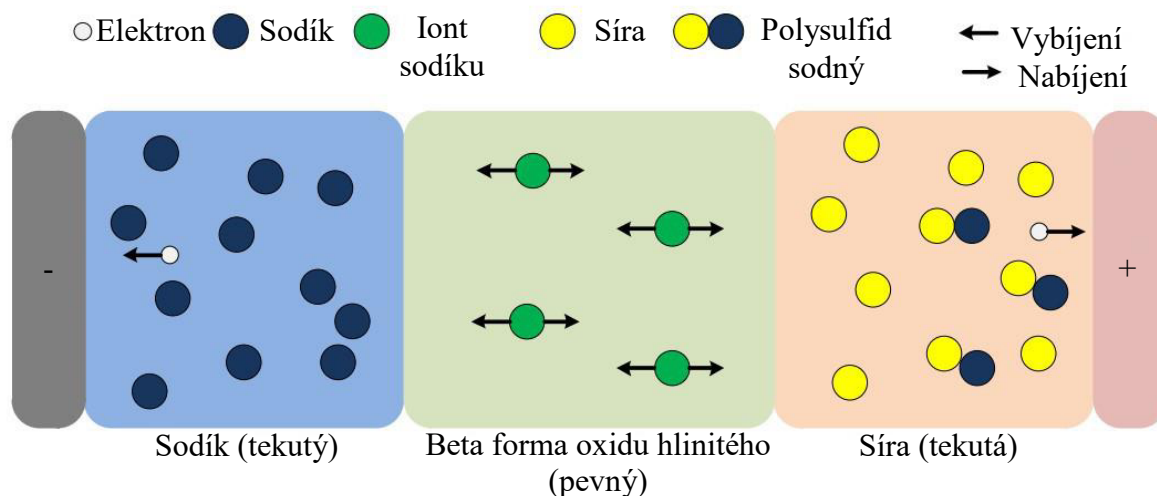
Hlavními výhodami jsou poměrně malé investiční náklady, nízká míra samovybíjení a bezproblémové zapojení a kontrola míry nabití baterie. Jedná se o spolehlivý, vyzkoušený způsob s velkým množstvím výrobců a potenciálem k dalšímu vývoji. Nevýhodami jsou omezená cyklická životnost, pomalé nabíjení a nutnost skladování v nabitěm stavu. Akumulátory sice nevyžadují speciální umístění vzhledem ke krajinnému rázu, nicméně jsou omezeny nutností skladování v odvětrávaném prostoru. Olovo je škodlivé pro životní prostředí, proto je nezbytné ho v co nejvyšší míře recyklovat. [1][15]

### 2.7.3 Vysokoteplotní baterie

Vysokoteplotní baterie využívají pevný elektrolyt místo tekutého, většinou se jedná o keramiku (beta forma oxidu hlinitého). Jako elektrody využívají tekutý sodík v kombinaci s tekutou sírou (NaS), nebo v kombinaci s pevným chloridem niklu (ZEBRA). Baterie kvůli svému složení



začíná vodit elektrický proud až při vyšších teplotách (270-350 °C). Když se teplota sníží, akumulátor přestává fungovat a může se i trvale poškodit (vznik prasklin v elektrolytu). Při pravidelném využívání si odizolovaná baterie pracovní teplotu zachovává sama vnitřními reakcemi. Proto je vhodná pouze pro aplikace s pravidelnou zátěží. [1][16]



Obr. 2.11: Schéma NaS baterie [1]

První vyzkoumanou vysokoteplotní baterií byla baterie typu NaS, její výhodou je nižší cena, jelikož je složena z běžných prvků. Využívá tekutých elektrod za vysokých teplot, což přináší problémy spojené s izolací a zajištěním bezpečnosti. Novější typ baterií ZEBRA je vyráběn z dražšího materiálu, který ale umožňuje práci za nižších teplot a bezpečnější provoz. Vyrábějí se ve velikostech od 10 kWh a nejčastěji se užívají ve vysokozdvizných vozících, lodích, ponorkách nebo elektromobilech. Při nepřetržitém využívání dopravního prostředku (např. taxi, zásobovací služby) vykazují lepší výsledky než obvykle využívané baterie. [1][16]

Hlavními výhodami vysokoteplotních baterií jsou cenová dostupnost materiálů, vysoká cyklická i celková životnost a dobré energetické vlastnosti. Nevýhodami jsou neodstranitelné termické ztráty způsobené nutností udržování vysoké provozní teploty a možné problémy s bezpečností spojené s vysokou pracovní teplotou. Další z důvodů proč nejsou více využívány, může být, že každou z technologií vyrábí v současné době pouze jeden výrobce. [1]

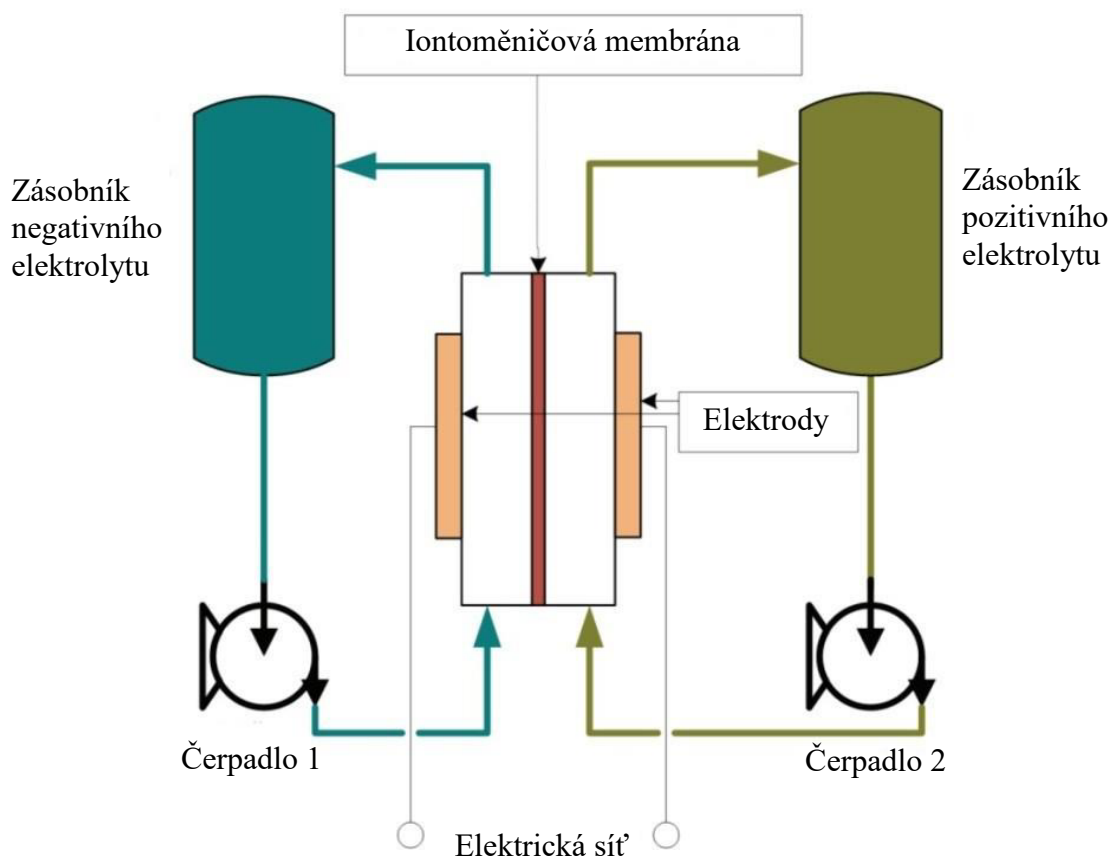
#### 2.7.4 Průtokové baterie

Průtokové baterie mají kladnou a zápornou elektrodu obdobně jako např. olověné baterie, liší se ale elektrolytem, který je rozdělen na kladný a záporný. Oba elektrolyty jsou skladovány v oddělených nádržích a při nabíjení nebo vybíjení jsou pumpovány do reaktoru, ve kterém jsou od sebe odděleny iontoměničovou membránou. Při průtoku reaktorem mezi elektrolyty probíhá chemická reakce, při které se vytváří, nebo ukládá elektrický proud. Velikost uskladňovacích nádrží určuje kapacitu baterie a konstrukce reaktoru ovlivňuje dodávaný výkon. [1][17]

Průtokové baterie se dají rozdělit na skutečné a hybridní. Ve skutečných je veškerá energie uložena v tekutém elektrolytu. Nejvyužívanějším příkladem jsou vanadové redoxní baterie, které využívají jako kladný i záporný elektrolyt izotopy vanadu. Hybridní baterie mají na rozdíl od pravých alespoň část chemické energie uloženu v pevné formě. Kvůli tomu nedochází k úplnému oddělení kapacity a výkonu daného systému. Příkladem je zinko-bromidová nebo zinko-chlorová baterie. [18]

Tato technologie má potenciál překlenout mezeru mezi úložišti elektrické energie na střední a dlouhou dobu. Jedná se například o nutnost pokrytí výkyvů produkce energie z obnovitelných

zdrojů v řádu více dnů. V současné době dosahují průtokové baterie výkonu od desítek kilowatt po desítky megawattů a kapacita se pohybuje od 500 kilowatthodin po stovky megawatthodin. Průtokové systémy také umožňují rychlý a snadný přechod z vybití na nabíjení a regulaci produkovaného výkonu. [1][18]



Obr. 2.12: Schéma průtokové baterie [17]

Největší výhodou průtokových baterií je, že skladovací kapacita a výkon baterie na sobě nejsou závislé, což umožňuje např. snadné zvýšení akumulační kapacity. Uchováváním obou elektrolytů zvláště se dosáhne dlouhé životnosti a velmi nízké míry samovybití. Akumulátory se mohou bez poškození uchovávat ve vybitém stavu. Nevýhodami jsou poměrně nízká hustota energie a nákladná údržba a konstrukce systémů související s využíváním kyselin. Ceny v současné době využívaných elektrolytů jsou poměrně vysoké, nicméně je pravděpodobné, že se v budoucnu ve spojitosti s výzkumáním možnosti využití jiných kyselin celé systémy zlevní. [1][17]

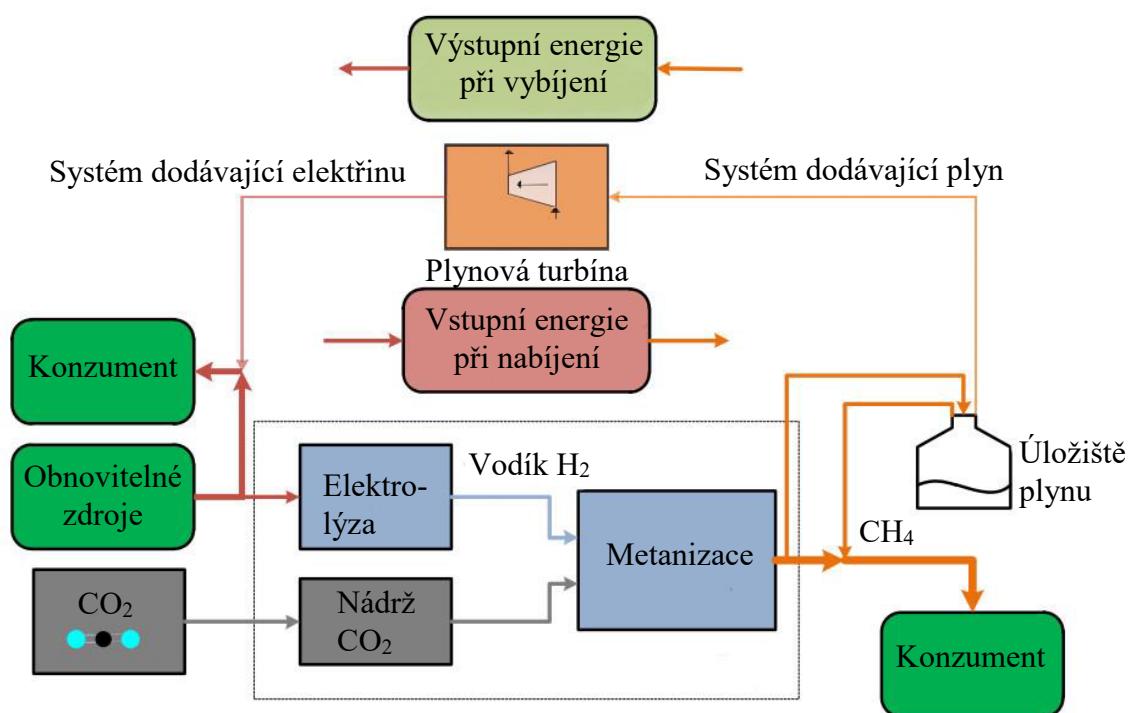
### 2.7.5 Vodíkové technologie

Metoda spočívá ve využití ukládané elektrické energie k výrobě vodíku elektrolýzou vody. Ten je následně uskladňován do speciálních nádrží, solných kaveren, nebo jako součást sítě pro zemní plyn (pouze v malém množství – povolená koncentrace pouze několik procent). V případě potřeby znovu převeden na elektrickou energii pomocí plynových turbín, nebo palivových článků. Vyroběný vodík může být také využíván přímo jako palivo ve speciálních spalovacích motorech. Spalováním vodíku vzniká pouze vodní pára a menší množství oxidů dusíku, nevznikají žádné škodliviny. [1][5]

Vodík má vysokou objemovou hustotu energie a je možné ho skladovat v objemných nádržích, proto mohou být náklady na ukládání poměrně nízké. Nevýhodou je nízká účinnost samotné

výroby vodíku, která se při cyklu elektrická energie – elektrická energie pohybuje kolem 40 %. Vhodnou aplikací je tedy skladování velkého množství energie na dlouhou dobu. Ukládání do vodíku je také vhodné k zachycení přebytečné energie ze sítě, která by jinak byla ztracena. Tedy aplikace, ve kterých nehraje významnou roli nízká účinnost konverze. [1][2]

Jednou z nevýhod vodíku je nedostatečně vyvinutá distribuční síť a komerčně nedostupné související technologie (např. vodíkové turbíny). Tuto nevýhodu lze potlačit převedením vodíku metanizací na metan neboli syntetický zemní plyn. Vodík a oxid uhličitý se spojí chemicky nebo biologicky řízenou reakcí, jejíž vedlejší produkty jsou pára a odpadní teplo. Zavedení metanizace s sebou přináší další náklady a účinnost celkového procesu se mezi jednotlivými aplikacemi liší dle zdroje oxidu uhličitého a dalšího využití odpadního tepla, nicméně se oproti samotné konverzi na vodík snižuje. Tuto skutečnost ovšem vyvažuje fakt, že je možné syntetický zemní plyn bez problémů uskladňovat a distribuovat v již zavedené rozvodné síti pro zemní plyn. Tím se předejde nákladům na vybudování nové rozvodné sítě. [1][2]



Obr. 2.13: Schéma systému na ukládání energie ve formě metanu [1]

Obě metody se prezentují jako vhodný způsob ukládání velkého množství elektrické energie na dlouhou dobu. Vstupní látky tvoří pouze voda, která je dostupná, a v případě metanizace i oxid uhličitý. Ten se získává nákladnými procesy, které jsou celkově prospěšné, jelikož snižují jeho podíl v atmosféře. Ani jedna z metod by neměla mít negativní dopad na krajinný ráz nebo životní prostředí. Hlavní nevýhodou je nízká účinnost konverze, která má ale potenciál se s nástupem nových technologií zvýšit. S vodíkem je potřeba zacházet velice opatrně, jelikož i malé množství vodíku tvoří se vzduchem výbušnou směs. Také zásobníky na vodík musí být vyrobeny ze speciálních materiálů nereagujících s vodíkem. V současné době jsou investiční náklady na vytvoření systému ukládajícího energii do výhřevného plynu poměrně vysoké. Další výzkum a zavedení masové výroby komponentů by v budoucnu mohlo náklady snížit. [1][5]

### 3 Vodíkové technologie akumulace energie

Vodík je nejčtenějším prvkem ve vesmíru. Základní izotop se skládá z jednoho protonu a jednoho elektronu uloženého v nejnižší vrstvě elektronového obalu 1s. Jedná se o nejjednodušší a nejlehčí prvek z periodické tabulky, bezbarvý, netoxický plyn bez chuti či zápachu. Ve vesmíru je ve formě mezihvězdného plynu a také tvoří největší složku hvězd hlavní posloupnosti. Na planetách jako je Země, je vodík součástí molekul vody, metanu a organických materiálů, jak živých, tak fosilních. Obvyklá molekulární forma je  $H_2$ . Další vlastnosti popisuje tabulka 3.1. [2][19]

Tab. 3.1: Vlastnosti vodíku [2][19]

Vlastnost	Hodnota	Jednotka
Atomové číslo, H	1	
Ionizační energie ve stavu 1s	2,18	aJ
Molární hmotnost	2,016	$10^{-3} \cdot \text{kg} \cdot \text{mol}^{-1}$
Střední vzdálenost mezi nukleony, $H_2$	0,074	nm
Disociační energie vazby, $H_2$ rozděleno na 2H	0,71	aJ
Iontová vodivost zředěných $H^+$ iontů ve vodě při 298 K	0,035	$\text{m}^2 \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \Omega^{-1}$
Hustota, $H_2$ , při 298 K a 101,33 kPa	0,084	$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$
Bod tání při 101,33 kPa	13,8	K
Bod varu při 101,33 kPa	20,3	K
Měrná tepelná kapacita při konstantním tlaku a 298 K	14,3	$\text{kJ} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{kg}^{-1}$
Rozpustnost ve vodě při 298 K a 101,33 kPa	0,019	$\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-3}$
Výhřevnost na kg	33,3	$\text{kWh} \cdot \text{kg}^{-1}$

Vodík je primárně průmyslový zdroj využívaný na výrobu amoniaku a methanolu, v rafinériích, chemickém, elektronickém, hutním, sklářském a potravinářském průmyslu. Ročně se vyrobí asi 55 milionů tun, z toho přibližně 95 % je vyrobeno z fosilních paliv a pouze okolo 4 % pomocí elektrolýzy. Výroba vodíku spočívá v extrakci a izolaci vodíku ve formě samostatných molekul s čistotou vyžadovanou pro zamýšlenou aplikaci. Vodík je možno získávat ze zemního plynu a ropy, z uhlí (vyžaduje mezistupeň vysokoteplotního zplynování) nebo z biomasy. Dále pomocí elektrolýzy nebo různými méně využívanými způsoby např. přímým rozkladem vody za vysokých teplot. [2][19]

Výroba vodíku elektrolýzou je oproti jeho získávání z neobnovitelných zdrojů mnohem nákladnější. Do současnosti se elektrolýza využívala hlavně proto, že umožňuje vyrobit mnohem čistší vodík než jiné způsoby. Nejvýznamnější část vysoké ceny elektrolýzy vychází z ceny elektřiny. Nicméně když využijeme elektřinu generovanou z obnovitelných zdrojů energie, kterou není možné kvůli nízké poptávce spotřebovat nebo transportovat, potom můžeme uvažovat hodnotu energie nulovou. Tím se elektrolýza a ukládání energie do vodíku, za předpokladu že je v dané situaci ekonomicky atraktivní, stává vhodnou formou skladování na pozdější využití. [19]

### 3.1 Elektrolýza vody

Elektrolýza je rozkladný proces, ve kterém je hlavní řídicí silou chemických reakcí elektrická energie. Při elektrolýze vody přiváděné napětí a stejnosměrný elektrický proud rozkládá molekuly vody na plynné produkty – vodík a kyslík. Elektrolýza hraje hlavní roli v systémech přeměňujících energii na výhřevné plyny, jelikož reprezentuje přímé spojení mezi elektrickou a chemickou energií. Nejvýznamnější požadované parametry u elektrolyzérů pro systémy na ukládání elektrické energie do vodíku jsou dynamické zpracování, široké rozpětí zátěže s použitelnou účinností a čistotou produktu, kompaktnost systému, vysoký měrný výkon jednotky, vysoká kapacita produkce a nízké investiční i operační náklady. Ačkoliv je elektrolýza vody poměrně zavedenou technologií, nadále je ve vývoji, který může přinést další zlepšení požadovaných parametrů. Společně se zlepšením technologie by mělo přijít rozšíření výroby vodíku elektrolýzou a širší implementace uskladňovacích systémů do energetické sítě. [2]

Celková rovnice rozkladu vody je:



$\Delta H(T)$  je celkové množství energie, které musí být dodáno elektrolytickému článku, aby rozdělil molekuly vody podle reakce (3.1). Změna Gibbsovy energie  $\Delta G(T)$  reprezentuje množství elektrické energie a  $T\Delta S(T)$  znázorňuje množství tepla, které musí být dodáváno do článku, aby řídilo reakci štěpení vody. [2]

$$\Delta H(T) = \Delta G(T) + T\Delta S(T) \quad (3.2)$$

Minimální aplikovaný potenciál buňky umožňující rozkladnou reakci je reprezentován vratným napětím  $V_{\text{rev}}$ , které se vztahuje ke změně Gibbsovy energie následovně:

$$V_{\text{rev}} = \frac{\Delta G}{nF} = 1,23 \text{ V} \quad (3.3)$$

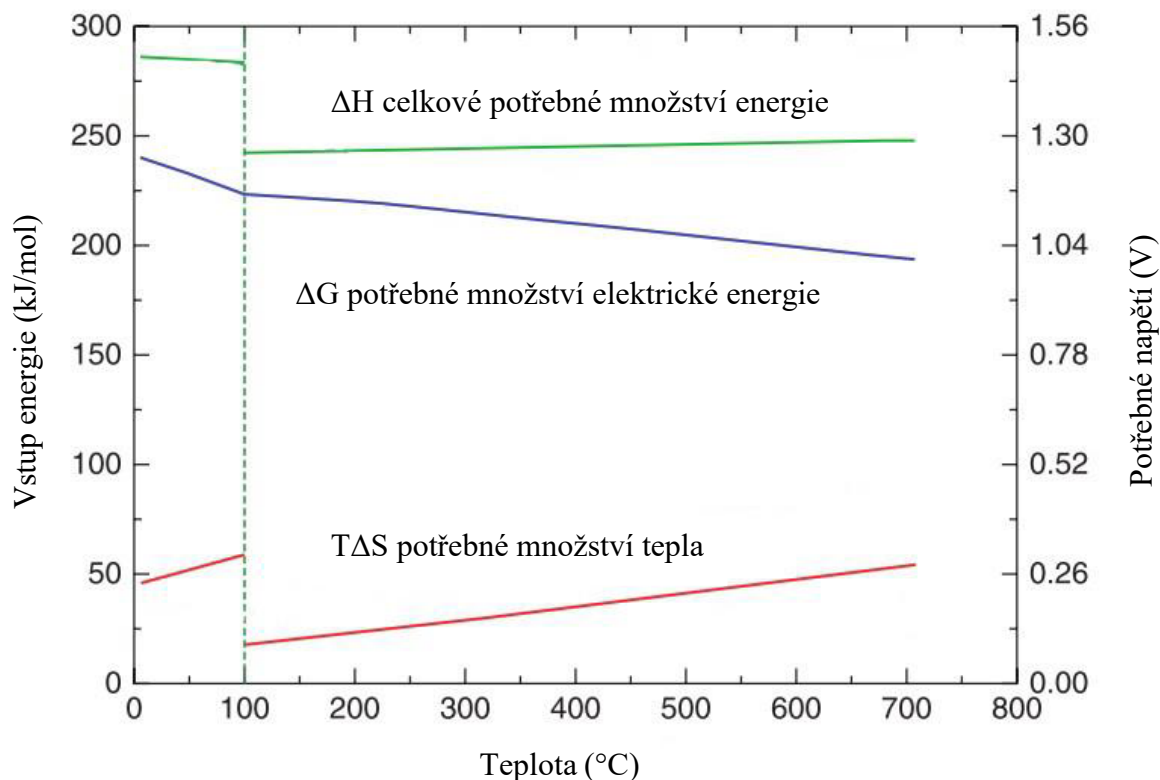
Když  $\Delta G$  odpovídá 237,22 kJ/mol (při tlaku 1 bar a 298 K),  $n$  je počet elektronů přenesených v reakci (3.1) a  $F$  je Faradayova konstanta 96,487 C/mol, potom se vratné napětí rovná 1,23 V.

Termo-neutrální napětí  $V_{\text{th}}$  definované rovnicí (3.4) se vztahuje ke změně entalpie spojené se štěpením vody.

$$V_{\text{th}} = \frac{\Delta H}{nF} = \frac{\Delta G}{nF} + \frac{T\Delta S}{nF} = 1,48 \text{ V} \quad (3.4)$$

Když  $\Delta H$  je 285,84 kJ/mol a teplota  $T$  je 298 K, odpovídá termo-neutrální napětí 1,48 V.

Když je napětí  $E_{\text{cell}}$  dodávané do elektrolytického článku větší než  $V_{\text{rev}}$ , ale nižší než  $V_{\text{th}}$ , potom rozklad vody doprovází absorpce tepla z okolí, protože článek spotřebovává teplo spojené se změnou entropie nevratně. Když se  $E_{\text{cell}} = V_{\text{th}}$  Joulovo teplo generované uvnitř elektrolytického článku odpovídá spotřebě endotermické elektrolytické reakce, a tedy se s okolím žádné teplo nevyměňuje. Když platí, že  $E_{\text{cell}} > V_{\text{th}}$  potom článek produkuje přebytečné teplo a tedy musí být chlazen, aby nedošlo k jeho degradaci. [2]



Obr. 3.1: Potřebná množství energie v elektrolytickém procesu v závislosti na teplotě [20]

Teplota a tlak jsou důležité parametry ovlivňující elektrolytické systémy a musí být pečlivě zvoleny. Obrázek 3.1 zobrazuje nezbytná množství energie v elektrolytickém procesu a potřebná napětí v závislosti na teplotě z termodynamického hlediska. Vzhledem ke změně skupenství vody není křivka  $\Delta H$  spojitá a v jednotlivých skupenstvích se skoro nemění. Diagram ukazuje, že elektrolyza využívající páru vyžaduje méně energie než ta využívající vodu v kapalném skupenství. Potřebné množství elektrické energie se s teplotou snižuje. [2]

Vliv tlaku na napětí elektrolytického článku je poměrně malý a je možné ho odhadnout upravenou formou Nernstovy rovnice:

$$\Delta V = V - V^0 = -\frac{RT}{nF} \ln \frac{1}{\sqrt{P}} \quad (3.5)$$

$R$  je ideální plynová konstanta ( $8,314 \text{ J}\cdot\text{mol}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ ) a  $P$  je celkový tlak v článku, předpokládá se stejný pro obě elektrody. Vzrůst celkového tlaku z 1 na 200 barů odpovídá zvýšení teoretického napětí pouze o 34 mV při teplotě 298 K a 122 mV při teplotě 1073 K. Ačkoliv zvýšení pracovního tlaku zvýší teoretické napětí pouze o několik procent, má pozitivní vliv na jiné relevantní efekty např. pracovní napětí, hustotu proudu nebo výrobní cenu stlačeného vodíku. [2]

Jsou různé definice určování účinnosti elektrolyzérů např. energetická, napěťová nebo proudová účinnost. Při porovnávání dvou různých aplikací je nezbytné využívat stejné kritérium. [2]

Účinnost energetické přeměny elektrolyzérů je definována rovnicí a zahrnuje celkové množství dodávané energie všem komponentům daného systému.

$$\eta_{\text{sys}} = \frac{\text{Výstupní energie}}{\text{Vstupní energie}} = \frac{\text{Výhřevnost H}_2}{\text{Vstupní elektrická energie}} \quad (3.6)$$

Výstupní energie obvykle vyjadřuje výhřevnost (LHV) vyrobeného vodíku (výhřevnost = 3 kWh/scm). Místo výhřevnosti je možné uvažovat spalné teplo (HHV), je ale nutné rozlišovat o kterou hodnotu se jedná. Jednotka scm vyjadřuje metr krychlový plynu při atmosférickém tlaku a 15 °C. Jako vstupní energie se obvykle uvažuje pouze vstupní elektrická energie (kromě případů, kdy by bylo vstupní napětí nižší než  $V_{\text{th}}$ ). Je důležité rozlišovat, jedná-li se o dodávanou energii jednomu článku, více článkům najednou, nebo celému systému včetně pomocné řídicí složky systému. Dále účinnost ovlivňuje celkové vytížení elektrolyzátoru. Je-li systém vytížen na méně než 50 % zapříčiní to snížení celkové energetické účinnosti o 10-30 %. Zvláště důležité je tuto skutečnost brát v potaz u systémů s nestálým přísunem elektrické energie. [2]

Elektrická účinnost  $\eta_{\text{el}}$  je definována (3.7) jako součin napěťové účinnosti  $\eta_V$  s proudovou (faradickou)  $\eta_F$ .  $\eta_V$  vyjadřuje poměr  $V_{\text{th}}$  a působícího napětí  $V_{\text{app}}$ , zatímco  $\eta_F$  vyjadřuje poměr naměřené hodnoty vyprodukovaného vodíku  $n_{\text{meas}}$  s teoretickou hodnotou vyprodukovaného vodíku  $\eta_{\text{th}}$  podle Faradayova zákona. Ve většině případů se  $\eta_F$  blíží jedné, z toho důvodu se může  $\eta_{\text{el}}$  uvažovat přibližně rovna  $\eta_V$ .

$$\eta_{\text{el}} = \eta_V * \eta_F = \frac{V_{\text{th}}}{V_{\text{app}}} * \frac{\eta_{\text{meas}}}{\eta_{\text{th}}} \rightarrow \eta_V \quad (3.7)$$

Operační napětí konvenčních elektrolyzátorů přesahuje výrazně 1,48 V kvůli nevratným ztrátám, jako jsou vnitřní odpory a přepětí. Tyto parametry jsou navíc závislé na hustotě proudu. Operační napětí tedy závisí jak na specifickém nastavení elektrolyzátoru, tak na používané metodě. Dá se vyjádřit jako součet vratného napětí ( $V_{\text{rev}}$ ) a dalších přidaných přepětí uvedených níže:

$$V = V_{\text{rev}} + V_{\text{act}} + V_{\text{ohm}} + V_{\text{conc}} \quad (3.8)$$

Aktivační přepětí  $V_{\text{act}}$  souvisí s omezenou elektrodovou kinetikou na anodě a katodě. Čím vyšší jsou elektrokatalytické aktivity na použitých elektrodách, tím nižší je odpovídající aktivační přepětí.  $V_{\text{act}}$  je logaritmičtě závislé na hustotě proudu, z toho důvodu je při vyšších hustotách přibližně konstantní. [2]

Přepětí  $V_{\text{ohm}}$  je způsobené ohmickým odporem a je úměrné proudu procházejícímu elektrolytickým článkem. Tyto ztráty jsou způsobeny odporem průtoku jak elektronů, tak iontů určitými částmi článku.  $V_{\text{ohm}}$  je lineárně závislé na hustotě proudu podle Ohmova zákona a stává se tedy významným, někdy až dominantním při vyšších hustotách proudu. [2]

Koncentrační přepětí  $V_{\text{conc}}$  je způsobeno omezením v transportaci hmoty převážně plynných produktů. Může být sníženo optimální geometrickou stavbou článku. Z těchto tří uvedených přepětí bývá nejmenší. [2]

Při daném elektrolytickém systému a hustotě proudu se celkové přepětí snižuje se zvyšující se teplotou hlavně zvýšením celkové kinetiky systému. Zvýšení teploty má také příznivý vliv na  $\Delta G$ , z toho důvodu i na vratné napětí  $V_{\text{rev}}$ . Proto se může zvýšením teploty operační napětí významně snížit. Operační tlak termodynamiku nebo kinetiku procesu skoro neovlivňuje, proto nemá veliký vliv ani na účinnost elektrolytického článku. [2]

V současné době se nejvíce využívají tři elektrolytické technologie – alkalická elektrolyza, elektrolyza s polymerovým membránovým elektrolytem a elektrolyza s elektrolytem z tuhých oxidů. Technologie jsou níže podrobně rozebrány. Porovnání jejich základních vlastností je v tabulce 3.2. [2]

Tab. 3.2: Porovnání důležitých parametrů u významných elektrolytických technologií [2]

Parametr	AEC	PEMEC	SOEC
Ionty elektrolytu	OH <sup>-</sup>	H <sup>+</sup>	O <sup>2-</sup>
Hustota proudu [A/cm <sup>2</sup> ]	<0,5	>1	<0,3
Napětí v článku [V]	>1,9	>1,8	>1
Pracovní teplota [°C]	60-80	60-80	700-1000
Pracovní tlak [bar]	<30	<200	<25
(Napěťová) účinnost [%]	60-80	65-80	-
Spotřeba elektrické energie (kWh/scm)	>4,6	>4,8	<3,2
Dolní zátěžový rozsah (% nominální zátěže)	30-40	0-10	-
Přetížení (% nominální zátěže)	<150	<200	-
Kapacita (scmH <sub>2</sub> )	<760	<40	<2
Plocha článku (m <sup>2</sup> )	<4	<0,3	<0,01

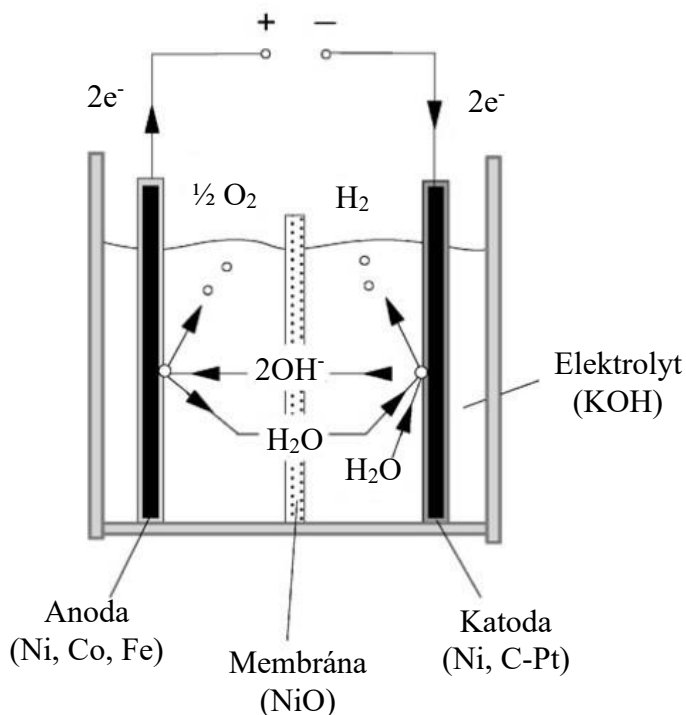
### 3.1.1 Alkalická elektrolyza

Alkalická elektrolyza je v současné době nejvyspělejší elektrolytickou technologií a je standardně využívána ve větších průmyslových aplikacích. AEC článek se skládá ze dvou elektrod, které jsou plně ponořené do elektrolytu tvořeného 20-40 % roztokem KOH. Anodická a katodická oblast je oddělena mikroporézní přepážkou. Elektrody jsou obvykle vytvořeny z niklu, nebo oceli oplátované niklem. Článek je uložen v přihrádce, většinou vyrobené z oceli. Vyprodukovaný plyn je oddělován od elektrolytu, který je pumpován zpátky do článku. Elektrolyt není procesem spotřebován, nicméně je potřebné ho za určitý čas vyměnit kvůli různým ztrátám. Proces spotřebovává vodu, která musí být do článku dodávána nepřetržitě. [2]

Jednotlivé články je možné do většího seskupení zapojit buď paralelně, nebo sériově. Přestože s sebou sériové zapojení přináší vyšší nároky na výrobní přesnost a jsou komplexnější, používají se častěji, jelikož mají oproti paralelnímu zapojení výrazně nižší ohmické ztráty. V současné době jsou konvenční elektrolyzéry skládány z asi 30-200 článků, z nichž má každý plochu membrány asi 1-3 m<sup>2</sup>. Další důležitý parametr při návrhu článku je vzdálenost elektrod a separátoru. Čím menší je jejich vzdálenost, tím nižší je ohmický odpor způsobený nedokonalou vodivostí elektrolytu a tvorbou bublin. Ve výzkumu jsou aplikace, ve kterých se vzdálenost blíží nule, což s sebou kromě výhod přináší také vyšší nároky na výrobu a zvýšení možnosti přeskočení jiskry. Lze toho dosáhnout například vložením vrstev absorbujících elektrolyt mezi elektrody. Třetí důležitý faktor souvisí se zajištěním optimálního průtoku elektrolytu a oddělování vyprodukovaných plynů. Tento faktor ovlivňuje transportní vlastnosti hmoty uvnitř článku. Jeho důležitost se zvyšuje s vyšší proudovou hustotou. [2]

AEC systémy obvykle využívají proudovou hustotu v rozmezí 300-500 mA/cm<sup>2</sup> a odpovídající napětí 1,9-2,4 V. Pracovní teplota se většinou pohybuje mezi 70-90 °C. Většina alkalických elektrolyzérů pracuje při atmosférickém tlaku. Systémy využívající vyšší tlak ve většině případů nepřesáhnou hodnotu 15 barů. Kapacita produkce se obvykle pohybuje mezi 1-760 scmH<sub>2</sub>/h. Čistota vyprodukovaného vodíku je obecně vyšší než 99,5 %. Účinnost systému závisí na jeho velikosti, pracovním tlaku a čistotě vyráběného vodíku. Nejčastěji se pohybuje mezi 60-80 % odpovídajícími odvodu specifické energie 4,3-5,5 kWh/scm. Elektrolyzéry pracující při atmosférickém tlaku mají vyšší účinnost než ty využívající vyšší tlak. Alkalické elektrolyzéry mohou pracovat při asi 20-100 % pracovního výkonu, nicméně využívání polovičních a nižších výkonů významně snižuje kvalitu produktu a celkovou účinnost. Zavedené systémy většinou nabíhají na plný výkon minuty až hodiny a mají problémy se zpracováváním rychle se měnících hodnot výkonu na vstupu. [2]





Obr. 3.2: Schéma principu alkalické elektrolýzy [21]

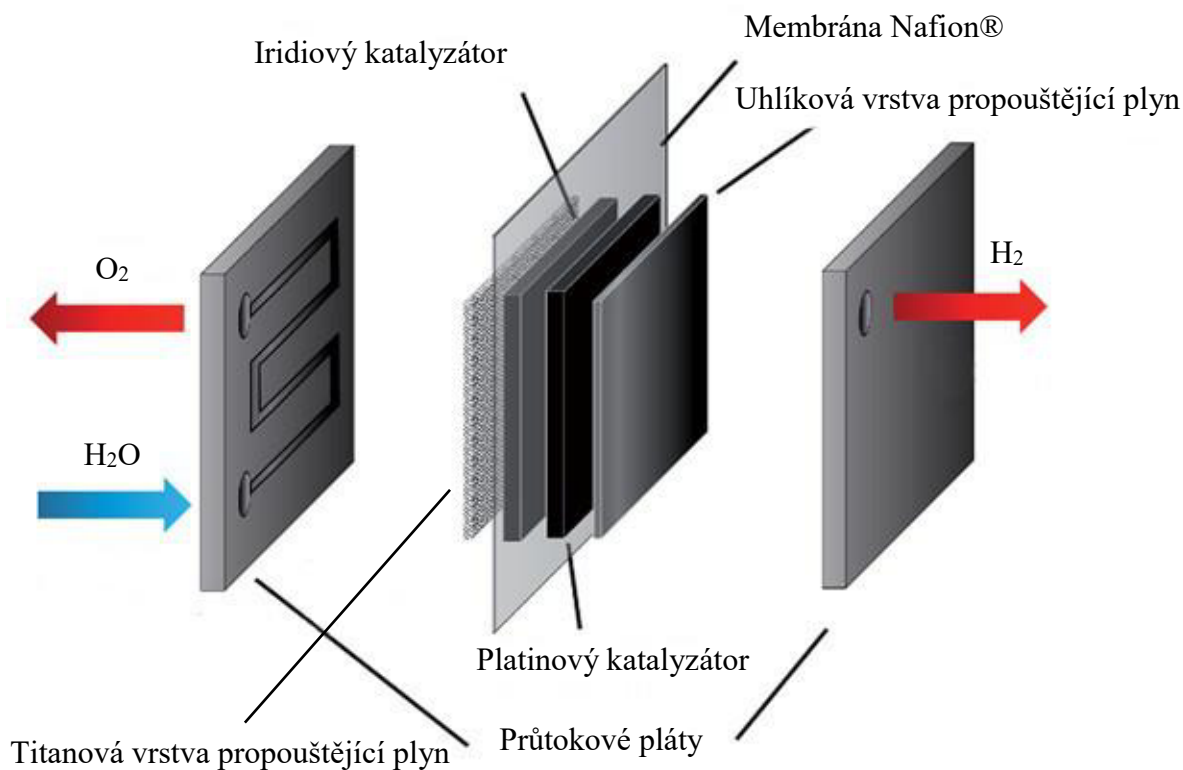
Alkalická elektrolýza je vyspělá technologie, která se v současné době běžně využívá v průmyslu. Její hlavní výhody jsou výdrž, vyspělost, dostupnost a poměrně malé vstupní náklady. Hlavní nevýhody jsou nízká hustota proudu a nízké pracovní tlaky, jejichž zvýšení je jedním z cílů dalšího výzkumu. Hustota proudu negativně ovlivňuje velikost systému a ceny výroby vodíku. Ve většině aplikací (skladování, transport) vodíku je výhodné využívat stlačený vodík, při využití tohoto systému je nutné k tomuto účelu používat externí kompresory, čímž se zvyšuje složitost systému a přidávají se další náklady. Všechny uvedené výhody platí pro aplikace se stálým konstantním přísunem elektrické energie. Využívá-li se jako zdroj energie ze solární nebo větrné elektrárny, konstantní přísun nahrazuje nesouvislý. Zapříčiňuje to snížení kvality plynu, účinnosti systému, nastávají občasné výpadky a snižuje se celková výdrž systému. Také pomalý náběh systému na plný výkon není pro tuto aplikaci příznivou vlastností. Aby se tedy tato technologie dala bez obtíží využívat k akumulaci energie z obnovitelných zdrojů, bude nezbytný další výzkum zvyšující kinetiku celého systému. [2]

### 3.1.2 Elektrolýza s polymerovým membránovým elektrolytem

Elektrolýzery s polymerovým membránovým elektrolytem (PEMEC) jsou další významnou elektrolýtickou technologií. Obecně je méně vyspělá než alkalická elektrolýza a komerčně je realizována pouze v menších, specializovaných aplikacích. Tato technologie má potenciál překonat některé nevýhody spojené s alkalickou elektrolýzou, a tak se jí v současné době s rostoucím zájmem o elektrolýtické technologie dostává více pozornosti. [2]

Na rozdíl od alkalických elektrolýzérů, využívajících tekuté elektrolyty, PEMEC články používají pevné polymerové elektrolyty ve formě úzkých ( $\sim 50\text{-}250\ \mu\text{m}$ ) proton vodivých membrán. Sestava takovéto membrány a elektro-katalytických vrstev z její každé strany je základním stavebním prvkem elektrolýtických článků. Tyto sestavy jsou propojeny porézními vrstvami sbírajícími proud s bipolárními pláty navzájem oddávajícími jednotlivé články. Bipolární pláty bý-

vají tvarované, aby zajistili optimální průchod hmoty. Voda je dodávána do anodové části, pomocí difúze prochází porézní vrstvou do katalytické oblasti. Oxidace probíhá na anodě, protonové ionty prostupují polymerovou membránou na katodu, kde se vytváří vodík. Jednotlivé články se navzájem zapojují do série. Komerčně dostupné systémy se obvykle skládají z až 60 článků, z nichž má každý obsah membrány v rozmezí 100-300 cm<sup>2</sup>. Jelikož PEMEC systémy nevyžadují další vybavení spojené s dodáváním tekutého elektrolytu, a i samotné články jsou menší, jsou proto oproti alkalickým mnohem kompaktnější. [2]



Obr. 3.3: Schéma PEMEC článku [22]

PEMEC systémy obvykle pracují s proudovou hustotou asi 1-2 A/cm<sup>2</sup>, tedy s asi čtyřnásobnou hodnotou oproti alkalickým. Odpovídající napětí je asi 1,6-2 V. V laboratořích se již pracuje i s vyššími hodnotami. Účinnost celého systému je obvykle 60-70 %. Pracovní teplota je v rozmezí 60-80°C. Většina PEMEC systémů pracuje za zvýšeného tlaku 30-60 barů, bez dalších kompresních jednotek. Některé systémy dodávají H<sub>2</sub> o tlaku 100-200 barů bez potřeby použití externích kompresorů. Kapacita produkce komerčně dostupných PEMEC elektrolyzátorů je v rozmezí 1-40 scmH<sub>2</sub>/h a výstupní vodík dosahuje čistoty více než 99,99 %. PEMEC systémy pracují velmi dynamicky a zvládnou pokrýt celý rozsah 0-100 % jmenovitého výkonu. Na výkyvy v dodávce energie dokáží reagovat v řádech stovek milisekund. [2]

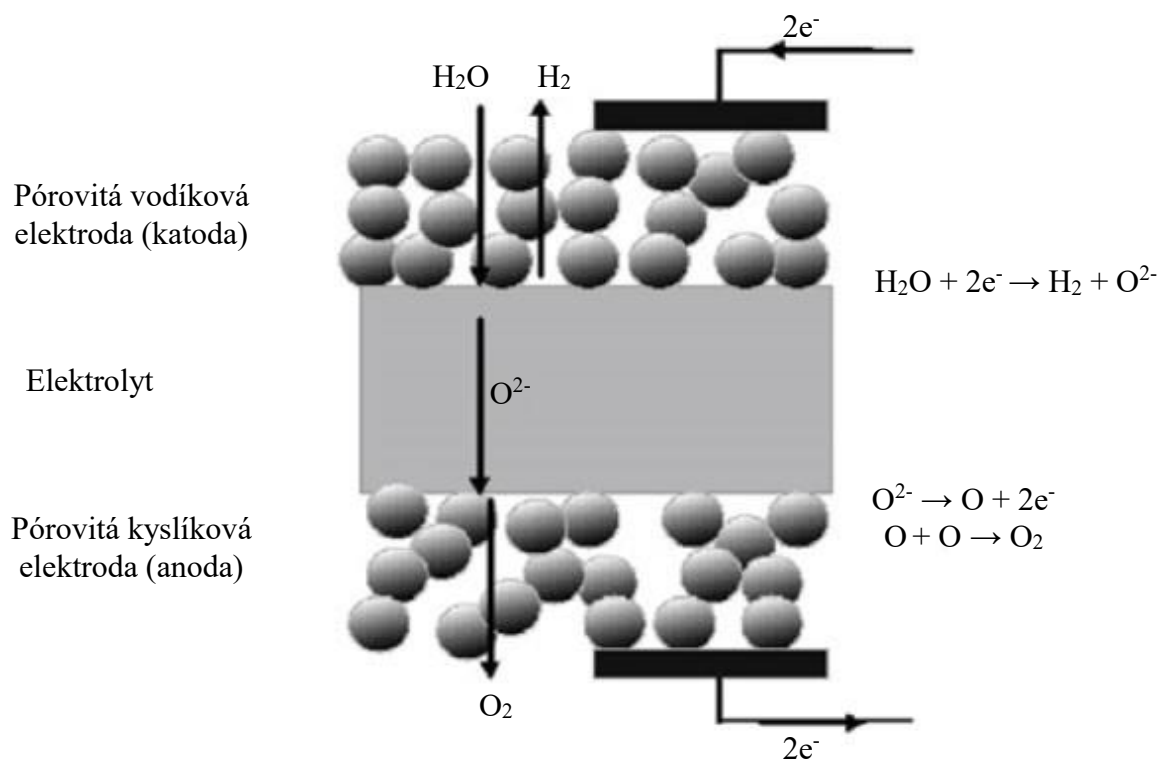
Hlavními výhodami PEMEC systémů jsou vysoké proudové hustoty, vysoká účinnost a schopnost produkovat již stlačený vodík. Dále je tato technologie velmi flexibilní, což je zapříčiněno rychlým nástupem na pracovní výkon, rychlou odezvou na změnu zátěže a funkčností v širokém rozsahu jmenovitého výkonu. Kvůli těmto vlastnostem jsou PEMEC systémy velmi vhodné pro ukládání nerovnoměrně dodávané energie z obnovitelných zdrojů. Hlavními nevýhodami zamezujícími používání této technologie ve větším měřítku jsou vysoká komplexita systému a vysoká cena používaných materiálů (platinové kovy). Dříve byl problém také v malé výdrži součástí, nicméně materiály využívané v současné době již vykazují dostačující trvanlivost. V současnosti jsou investiční náklady na výstavbu PEMEC systému oproti alkalickému

asi dvojnásobné. Mají nicméně větší potenciál na snížení své ceny s výzkumem nových materiálů. Předpokládá se, že v budoucnu se PEMEC elektrolyzéry stanou vážnou konkurencí alkalickým elektrolyzérům v oblasti flexibilního ukládání vodíku v aplikacích většího měřítka. Vzhledem ke svým vlastnostem jsou velmi vhodné právě pro ukládání elektrické energie do výhřevných plynů. [2]

### 3.1.3 Elektrolyza s elektrolytem z tuhých oxidů

Technologie využívající elektrolyzéry s elektrolyty z tuhých oxidů (SOEC) je ze tří uváděných možností ta nejméně vyspělá. Umožňuje oproti konvenčním systémům výrazně snížit spotřebu elektrické energie na výrobu vodíku, a proto se s rostoucím zájmem o elektrolyzu vody zvýšil i zájem o tuto technologii. [2]

Jako elektrolyt se v SOEC systémech využívá úzká, hustá vrstva oxidů, která při zvýšených teplotách vodí ionty (nejčastěji kyslíkové). Na obou stranách použitého elektrolytu jsou připojeny pórovité elektrody, které přímo sousedí se sběrači elektrického proudu. Voda se většinou dodává ke katodě, na které probíhá redukční reakce. Kyslíkové ionty se poté elektrolytem přesouvají na anodu, kde probíhá druhá reakce. Tloušťka každé vrstvy závisí na její vnitřní vodivosti a na tom, zdali v článku zároveň zprostředkovává mechanickou oporu. Podpůrné vrstvy jsou obvykle tlusté asi 100  $\mu\text{m}$ , zatímco ostatní mezi 10-30  $\mu\text{m}$ . Články mohou mít rovinný nebo trubkovitý tvar. Trubkové vykazují vyšší mechanickou pevnost a rychlejší náběh a vypínání. Rovinné se využívají častěji, kvůli lepšímu elektrochemickému výkonu a jednoduššímu výrobnímu procesu. [2]



Obr. 3.4: Schéma SOEC článku [23]

Pracovní teplota SOEC systémů se pohybuje mezi 700-1000  $^\circ\text{C}$ . Vysoké pracovní teploty jsou výhodné jak z pohledu termodynamiky (nízká napětí v průběhu elektrolyzy), tak kinetiky (možnost využití jiných než platinových kovů jako katalyzátorů, nízká přepětí). Vzhledem k tomu, že vysoké teploty zapříčiňují rychlou degradaci systému, se v současné době zkoumá možnost využití nižších teplot 500-700  $^\circ\text{C}$ . Hustoty proudu by se teoreticky mohly pohybovat ve vyšších

hodnotách obdobně jako u PEMEC systémů, prozatím je to ale ekonomicky nevýhodné, protože to zapříčiňuje významnou degradaci systému. V současné době se využívá hustota proudu asi 300-600 mA/cm<sup>2</sup>. Ve spojení s nízkým napětím 1,2-1,3 V, se dosahuje velmi nízké spotřeby elektrické energie méně než 3,2 kWh<sub>el</sub>/scmH<sub>2</sub>. Tuto spotřebu lze ještě snížit přidáním zdroje tepelné energie, která se potom částečně podílí na štěpení vody. Celková účinnost systému obvykle přesahuje 90 %, přičemž jsou brány v potaz zdroje tepelné i elektrické energie. V současné době SOEC systémy obvykle pracují při atmosférickém tlaku, výzkumy směřují k využívání vyšších tlaků až 25 barů. Některé SOEC aplikace vykazují vysokou míru degradace až 20 % za 1000 operačních hodin. [2]

SOEC technologie jsou v současné době stále ve výzkumu, a aby došlo ke komercializaci dané technologie, bude nezbytné vylepšit vlastnosti využívaných komponentů. Největší problém spočívá v rychlé degradaci využívaných materiálů. Tuto nevýhodu by mohla vyřešit stabilizace využívaných materiálů, výzkum nových materiálů nebo snížení pracovní teploty. Výhody této technologie spočívají ve vysoké účinnosti. Ve spojení s využitím externích zdrojů tepelné energie je možné snížit spotřebu elektrické energie. Celková cena využití energie je poté nižší než u technologií pracujících za nižších teplot, jelikož je obvykle tepelná energie levnější než elektrická. Díky využívání vysokých operačních teplot jsou SOEC systémy reverzibilní a lze je obrácením procesů využívat jako palivové články. [2]

### 3.2 Skladování vodíku

Primární výzvou při skladování vodíku je snížení jeho objemu, 1 kg H<sub>2</sub> při pokojové teplotě a atmosférickém tlaku zaujímá objem 11 m<sup>3</sup>. Zvýšení hustoty vodíku je možné dosáhnout různými způsoby – zvýšení tlaku H<sub>2</sub>, dosažení nižší než kritické teploty H<sub>2</sub> nebo interakcí vodíku s jiným materiálem. Za účelem skladování lze pro interakci s vodíkem použít pouze materiály, jejichž reakce s H<sub>2</sub> je vratná za optimálních podmínek. V tabulce 3.3 jsou uvedeny základní metody a jejich vlastnosti. [24]

Tab. 3.3: Vlastnosti základních uskladňovacích metod vodíku [24]

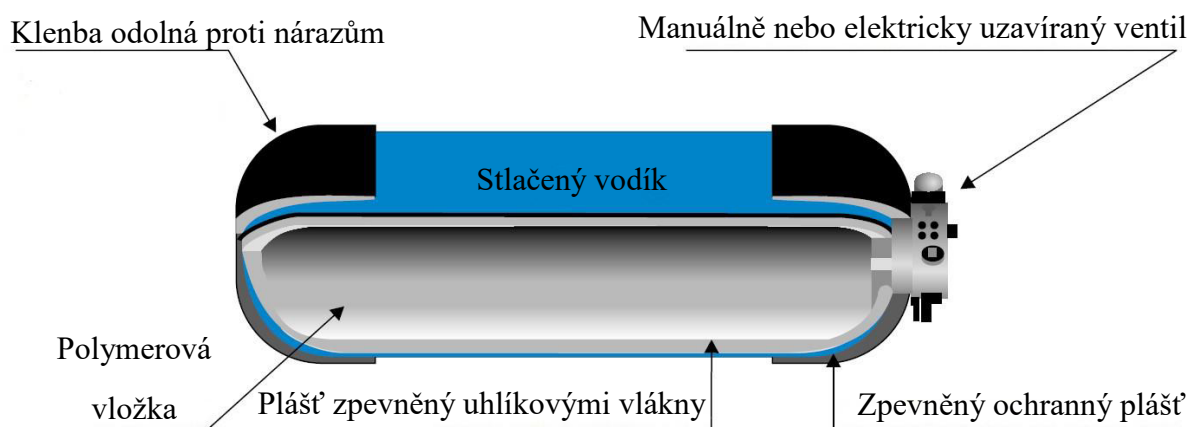
Uskladňovací metoda	Hmotnostní kapacita [%hm]	Objemová kapacita [kgH <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> ]	Pracovní teplota [°C]	Pracovní tlak [bar]
Tlakové láhve	13	<40	25	800
Tekutý vodík v kryogenních nádržích	Záleží na velikosti	70,8	-252	1
Adsorbovaný vodík	~2	20	-80	100
H <sub>2</sub> v intersticiálních mezerách kovu	~2	150	25	1
Komplexní sloučeniny	<18	150	>100	1
Kovy a komplexní sloučeniny ve spojení s H <sub>2</sub> O	<40	>150	25	1

#### 3.2.1 Ukládání vodíku v plynném skupenství

Tyto způsoby skladování využívají toho, že se při zvyšování tlaku vodíku zvyšuje i jeho objemová kapacita. Nejčastěji se využívají válcové nádoby z oceli, které udrží tlak do 20 MPa. Stále oblíbenějšími se stávají lehké kompozitní nádrže, které vydrží tlak až 80 MPa. Při takovém

tlaku má vodík objemovou kapacitu až  $36 \text{ kg/m}^3$ . Další možností, jak zvýšit objemovou kapacitu je skladovat vodík ve formě chlazeného plynu při teplotách blízkých se kryogenním. Tyto způsoby využívají vodík o poměrně nízké hustotě, tedy vyžadují poměrně velké nádrže. Na zvýšení tlaku vodíku je potřeba použít kompresor, čímž se ztrácí další energie. Využívání vysokých tlaků také doprovází vysoké nároky na bezpečnost. I přes zmíněné nedostatky tyto technologie představují velmi jednoduchý a zavedený způsob ukládání vodíku. Poslední způsob skladování vodíku v plynném skupenství při vysokých tlacích využívá skleněné mikrosféry. [24][25]

Kompozitní nádrže jsou v této době již otestované a komerčně dostupné. Schéma kompozitní nádrže je na obrázku 3.5. Jejich výhody spočívají v nízké hmotnosti a možnosti uskladnění i chlazeného plynu. Nevýhody mají stejné jako ostatní metody ukládání vodíku v plynném skupenství, navíc jsou velmi drahé. Další výzkum by se měl zaměřit na vyvinutí levnějších konstrukčních materiálů (uhlíková vlákna), snížení křehkosti používaných materiálů a zvýšení účinnosti kompresoru. Vhodné by bylo využívání ekologicky nezávadných kompresorů nebo hybridních využívajících odpadní teplo, nebo solární energii. [25]



Obr. 3.5: Schématický náčrt kompozitní tlakové láhve [25]

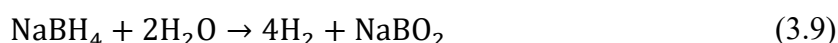
Ukládání ve skleněných mikrosférách se skládá z několika kroků. Nejdříve se duté skleněné mikrosféry difúzí přes slabé stěny naplní vodíkem o vysokém tlaku (350-700 bar) a vysoké teplotě (ca.  $300 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Poté jsou schlazeny na pokojovou teplotu, čímž se zastaví difúze, a uchovány pro budoucí použití. Při vybíjení se v požadovanou chvíli znovu ohřejí na teplotu  $200\text{-}300 \text{ }^\circ\text{C}$ , čímž se vodík uvolní. Hlavními nevýhodami jsou nízká objemová hustota a nutnost použití vysokých tlaků. Tuto technologii doprovází nezanedbatelné ztráty – vodík se ze sfér pomalu uvolňuje i při pokojové teplotě a sféry se při recyklaci často zničí. Oproti ostatním metodám využívajícím plynný vodík je ukládání v mikrosférách mnohem bezpečnější. Nádrže jsou levnější a poslední výhodou je vysoká hmotnostní kapacita. Další výzkum metody by se měl zaměřit na výzkum silnějších skel a snížení ceny jejich produkce. Dále na usnadnění uvolňování vodíku, buď snížením uvolňovacích teplot, nebo využitím jiných metod např. magnetická, elektrická, nebo mikrovlnná pole. [25]

### 3.2.2 Ukládání vodíku v kapalném skupenství

Vodík má v kapalném skupenství poměrně vysokou objemovou hustotu  $70,8 \text{ kg/m}^3$ , problémem je jeho nízká kritická teplota  $33 \text{ K}$ . Aby mohl být vodík skladován v kapalně formě, musí být podchlazen na teplotu  $-253 \text{ }^\circ\text{C}$ . Další možností je skladování vodíku jako součásti jiných kapalných sloučenin. Nejslibnějšími jsou  $\text{NaBH}_4$  nebo dobíjecí organické roztoky. [24][25]

Podchlazený vodík má velmi dobré energetické vlastnosti – vysokou objemovou hustotu a hmotnostní kapacitu (teoretickou 100 %, v praktických systémech 20 %hm). V porovnání s plynným vodíkem má mnohem vyšší energetickou hustotu, a to bez potřeby vysokých tlaků. Nicméně nutnost udržování nízké teploty s sebou přináší řadu nevýhod. Samotným ochlazením se ztrácí 30-40 % energie při výrobě. Dále dochází k odpařování vodíku z nádrže, čímž se ztrácí až 0,4 % objemu za den. Také výroba samotných nádrží umožňujících skladování za nízkých teplot je poměrně nákladná. Tyto nevýhody nejsou podstatné v aplikacích, kde je vodík spotřebován v poměrně krátké době a jeho cena není důležitá – tedy letectví a kosmické aplikace. Cílem dalšího výzkumu je vynalezení účinnějšího zkapařovacího procesu (hydridové kompresory, magnetické nebo akustické ochlazování), snížení cen izolovaných nádrží a vyvinutí technologie na zachytávání a recyklaci odpařeného vodíku. [24][25]

Borohydrid sodný lze využít jako kapalnou sloučeninu k ukládání vodíku. Využívaná katalytická hydrolytická reakce je:



Teoretická maximální hodnota hustoty energie vodíku pro tuto reakci je 10,9 %hm H<sub>2</sub>. Hlavní výhodou této technologie je bezpečnost a možnost plně řízeného uvolňování H<sub>2</sub>. Hlavní nevýhoda spočívá v tom, že se reakční produkt NaBO<sub>2</sub> musí regenerovat na NaBH<sub>4</sub> mimo samotné ukládací zařízení a cena tohoto procesu je v současné době poměrně vysoká. Tato technologie může být vhodná pro speciální vysoce ceněné aplikace, nicméně pro využití např. v automobilovém průmyslu vyžaduje další výzkum a snížení nákladů. [25]

Některé organické roztoky je možné nepřímo využít k ukládání vodíku. Nejdříve se dehydrogenací roztoku uvolní vodík. Poté se dehydrogenovaný produkt z nádrže přesune do centrálního zpracovacího zařízení. Ve zpracovacím zařízení se produkt obnoví na původní kapalinu a je pumpován zpět do nádrže. Příkladem je dehydrogenace methylcyklohexanu (C<sub>7</sub>H<sub>14</sub>) na toluen (C<sub>7</sub>H<sub>8</sub>) a vodík. Tato reakce probíhá pouze za teplot 300-400 °C a dosahuje ideálně hmotnostní kapacity 6,1 %hm H<sub>2</sub> a energetické objemové hustoty vodíku 43 kgH<sub>2</sub>/kg. Využívané tekutiny jsou velmi toxické a musí se s nimi zacházet s nejvyšší opatrností. K reálnému využívání této technologie bude potřeba další výzkum zabývající se bezpečností a cenou infrastruktury, zkoumáním nových reakcí pracujících za nižších teplot a procesů navracujících vodík do sloučenin. [25]

### 3.2.3 Ukládání vodíku v pevném skupenství

V budoucnu se ukládání vodíku v pevném skupenství může stát bezpečným a účinným způsobem skladování energie. Ve vývoji je několik vhodných technologií. Při adsorpci je vodík ukládán účinkem silového pole na povrchu pevného materiálu s co největší plochou (např. grafit). Dále může být vodík ukládán absorpcí do materiálů na bázi kovu. Používané hydridy se dělí na metalhydridy a komplexní hydridy. Poslední technologie spočívá ve využívání vhodných chemických reakcí, při kterých sloučenina v reakci s vodou uvolňuje H<sub>2</sub>. [24][25]

Adsorpce spočívá v tom, že se do silového pole vhodného materiálu, který má velikou specifickou plochu povrchu, zachytí molekuly vodíku. Nejčastěji je zkoumáno využití uhlíkových nanovláken nebo grafitu. Těmito materiály se zabývá mnoho studií s velice rozdílnými výsledky. Při použití velice kvalitního adsorbentu je možné při kryogenních teplotách dosáhnout využitím fyzikální adsorpce hmotnostní kapacity až 6 %hm H<sub>2</sub>. Při využití chemisorpce lze dosáhnout až 8 %hm H<sub>2</sub>, ale vazby uvolňují vodík až při vysokých teplotách (více než 400 °C). Za pokojových teplot se zachytí vodíku příliš málo. Nutnost použití takto nízkých nebo vysokých teplot znesnadňuje zavedení této metody. Z těchto důvodů nejsou uhlíkové materiály příliš vhodné. Aby se jejich používání stalo ekonomicky výhodné, bude potřeba provést v této oblasti

další výzkum. Kromě výzkumu uhlíkových materiálů se jiné studie zabývají využitím jiných mikroporézních materiálů. Např. zeolitů (hlinitokřemičité materiály), klatrátů (voda ve formě ledu s přidanými molekulami CH<sub>4</sub>, nebo CO<sub>2</sub>), nebo materiálů využívajících strukturu oxidů kovu (nejčastěji struktura ZnO s benzenovými kroužky). Všechny uvedené materiály sice mají velkou specifickou plochu, ale stejně jako uhlíkové materiály adsorbují větší množství vodíku pouze při velmi nízkých teplotách. [24][25]

Tab. 3.4: Vlastnosti jednotlivých podskupin hydridů [25]

Typ hydridu	Současný stav a potenciál
Elementární prvek	Nevhodné termodynamické vlastnosti. Příliš stabilní, nebo nestabilní pro využití při teplotách 0-100 °C.
Slitiny a intermetalické sloučeniny	Většina pracuje při teplotách menších než 100 °C, ale vykazují poměrně nízké hmotnostní kapacity (<2,5 %hm H <sub>2</sub> ). Nejsou tedy vhodné pro automobilový průmysl. Možné využití ve stacionárních aplikacích, ale zatím příliš nákladné.
Nanokrystalické a amorfní	Dobré kinetické vlastnosti, ale nevhodné pracovní teploty a hmotnostní kapacity.
Komplexní	Největší potenciál pro další výzkum.

Většina kovů, intermetalických sloučenin a slitin reaguje s vodíkem a vytváří sloučeniny kovu a vodíku – hydridy. Ty mají převážně pevné skupenství a rozdělují se na kovové hydridy a komplexní hydridy. Chemická reakce spočívá v absorpci vodíku do intersticiálních mezer uskladňujícího materiálu. Při této reakci se uvolňuje teplo, stejné množství tepla se musí poté dodat vzniklé sloučenině při zpětné desorpci vodíku. Když desorpce probíhá za nižší než pokojové teploty, může být potřebné teplo dodáváno z okolního prostředí. Probíhá-li za vyšší teploty, musí se dodávat z externího zdroje. Hydridů je velké množství, jednotlivé podskupiny a jejich charakteristika jsou stručně popsány v tabulce 3.4. Kovové hydridy mají velmi vysokou objemovou hustotu atomů vodíku a jsou velmi účinným a kompaktním způsobem ukládání velkého množství vodíku. Nejblíže cíleným vlastnostem – co nejvyšší hmotnostní kapacitě H<sub>2</sub>, optimálním pracovním podmínkám za atmosférického tlaku a pokojové teploty – se přibližují komplexní hydridy – alanáty a borohydridy. [24][25]

Tab. 3.5: Vlastnosti vybraných alanátů a borohydridů [25]

Sloučenina	Teoretická maximální uskladňovací kapacita [%hm H <sub>2</sub> ]	Teplota desorpce [°C]
Alanáty		
LiAlH <sub>4</sub>	10,6	190
NaAlH <sub>4</sub>	7,5	100
Mg(AlH <sub>4</sub> )	9,3	140
Ca(AlH <sub>4</sub> )	7,8	>230
Borohydridy		
LiBH <sub>4</sub>	18,5	300
NaBH <sub>4</sub>	10,6	350
KBH <sub>4</sub>	7,4	125
Be(BH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub>	20,8	125
Mg(BH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub>	14,9	320
Ca(BH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub>	11,6	260

Příklady alanátů a jejich vlastností jsou uvedeny v tabulce 3.5. Jejich největšími nedostatky jsou poměrně vysoké teploty desorpce – snaha o snížení využitím katalyzátorů. Dále samozápalnost

a poměrně vysoká cena. U  $\text{NaAlH}_4$  je možné při použití katalyzátoru dosáhnout hmotnostní kapacity 4-5 %hm  $\text{H}_2$ , nyní se zkoumá možnost využití katalyzátorů i u jiných sloučenin. Borohydridy a jejich vlastnosti jsou popsány v tabulce 3.5. Oproti alanátům mají vyšší potenciální kapacity, jsou bezpečnější, ale jsou příliš stabilní a nejsou tolik reverzibilní. Jejich další výzkum se bude zaměřovat na snížení teploty desorpce a výrobní ceny. Komplexní hydridy představují velmi zajímavý nový materiál pro uchovávání vodíku. V současné době jsou ovšem pouze ve stádiu vývoje. Jedním z problémů je, že většina komplexních hydridů po odebrání vodíku tvoří intermetalické sloučeniny, což přináší problémy se zajištěním reverzibility systému. [24][25]

V některých případech lze vodík získávat z kovů a chemických sloučenin přidáním vody. Tyto reakce nevyžadují přidání externího tepla, proto je lze poměrně snadno řídit. Ukládání využívané sloučeniny je většinou bezpečné. Uskladňovací kapacity se pohybují mezi 5-8 %hm  $\text{H}_2$ , blíže jsou i s reakcemi uvedeny v tabulce 3.6. Problém spočívá v tom, že reakce nejsou vratné a recyklace odpadní sloučeniny zpět na původní je ve většině případů velmi nákladný a složitý proces. Jeho zlevněním se bude zabývat další výzkum. [24][25]

Tab. 3.6: Vybrané hydrolytické reakce a jejich uskladňovací kapacita [25]

Hydrolytická reakce	Teoretická maximální uskladňovací kapacita [%hm $\text{H}_2$ ]
$\text{LiH} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{LiOH}$	7,8
$\text{NaH} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{NaOH}$	4,8
$\text{MgH}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{Mg}(\text{OH})_2$	6,5
$\text{CaH}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{Ca}(\text{OH})_2$	5,2

### 3.3 Palivové články

Palivové články přeměňují plynná paliva (např. vodík a metan) na elektřinu, nebo teplo. U paliva nedochází k žádnému spalování, místo toho je přeměňováno elektrochemickou reakcí. Palivový článek pracuje bez hluku a je šetrný k životnímu prostředí. Jejich větší rozšíření by mohlo snížit závislost na neobnovitelných zdrojích energie. Je možné je využít v celé řadě aplikací, např. vytápění a napájení budov, zajišťování energie v ostrovních systémech, nebo jako záložní zdroje energie. [26]

Je veliké množství různých typů palivových článků, navzájem se ale od sebe odlišují pouze použitými materiály. Základní stavba jednoho článku spočívá ve složení z elektrolytického materiálu, anody, katody a podpůrných spojů. Při reakci nabitě ionty procházející elektrolytem vytváří napěťový rozdíl mezi katodou a anodou, čímž vzniká na vnějším obvodu elektrický proud. V současné době jsou nejrozšířenější palivové články typů PEMFC, SOFC, MCFC a PAFC. Jejich základní vlastnosti jsou uvedeny v tabulce 3.7. [26]



Tab. 3.7: Základní vlastnosti různých typů palivových článků [2][26]

Vlastnost	PEMFC	SOFC	MCFC	PAFC
Rozsah kapacity [kW <sub>e</sub> ]	0,3-250	0,7+	100+	50+
Účinnost elektrické přeměny (LHV) [%]	30-40	47	45-50	26-35
Rozsah pracovních teplot [°C]	80-200	650-1100	650	200
Elektrolyt	Polymerová membrána vodící ionty vodíku (protony)	Keramika, vodí ionty až při vysokých teplotách	Uhlíkové soli (s přídavkem Li, K) pracující v roztavené formě	Kyselina fosforečná uzavřená v struktuře z karbidu křemíku
Katalyzátor	Platina	Kvůli využití vysoké teploty i levnější materiály než platina	Kvůli využití vysoké teploty i levnější materiály než platina	Platina

## 4 Navržený systém ukládání

Praktická část se zabývá porovnáváním různých možností pro ukládání přebytečné energie do vodíku a následné přeměně zpět na elektrickou energii. Jako zdroj energie je uvažována modelová větrná elektrárna o výkonu 1 MW na území České republiky. Jako různé možnosti jsou uvažovány kombinace v současné době dostupných elektrolyzérů a palivových článků vhodných pro daný výkon. K porovnávání se využívá hodnota Levelized Cost of Electricity (LCOE), která vyjadřuje (v €/kWh) cenu za elektrickou energii za celou životnost systému. Následně se nejvýhodnější varianta porovná s jinými způsoby ukládání elektrické energie.

LCOE se vypočítá následovně [27]:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (4.1)$$

$I_0$  [€] – investiční náklady na výstavbu systému ukládajícího energii

$A_t$  [€] – roční náklady na provoz systému (údržba, palivo, pojištění apod.)

$i$  [%] – reálná úroková míra

$M_{t,el}$  [kWh] – množství vyrobené energie za jeden rok

$n$  [rok] – životnost systému

$t$  [rok] – rok v provozu (1,2, ...n)

Investiční náklady zahrnují cenu za elektrolyzér, uskladnění vodíku a palivový článek. Ceny elektrolyzérů a palivových článků jsou uvedené v tabulce 4.1. Jako způsob uskladnění vodíku se ve všech případech uvažuje uložení v nadzemních nádržích při tlaku přibližně 10 MPa. Investiční náklady na takovýto způsob skladování jsou 660,1€/kgH<sub>2</sub> [28]<sup>2</sup>. Náklady na elektrolyzér jsou brány pro 1 MW elektrické energie, náklady na uskladňování a palivový článek jsou brány pro vstupní hodnotu elektrické energie nižší o účinnost elektrolyzéru. Uskladňovací systém je koncipován pro uložení energie vytvořené za jeden týden při poměrné generaci energie jako za rok, tedy počet hodin v roce/počet hodin v roce kdy větrná elektrárna dodává energii.

Tab. 4.1: Vstupní hodnoty nákladů a účinností využitých zařízení

Zařízení	Investiční náklady [€/kW]	Provozní náklady za rok [€/kW]	Účinnost zařízení LHV [%]
Alkalický elektrolyzér	650-1200 [29]	2-5 % investičních nákladů [29]	42,7-66,6 [29] <sup>1</sup>
PEM elektrolyzér	1860-2320 [29]	2-5 % investičních nákladů [29]	40,1-66,6 [29] <sup>1</sup>
Palivový článek SOFC	8361-14930 [26] <sup>2,3</sup>	94,3 [26] <sup>2</sup>	47 [26]
Palivový článek MCFC	3772 [26] <sup>2</sup>	471,5 [26] <sup>2</sup>	45-50 [26]
Palivový článek PAFC	4244 [26] <sup>2</sup>	660,1 [26] <sup>2</sup>	26-35 [26]

<sup>1</sup> Přepočteno z hodnoty uvedené v kW/kg H<sub>2</sub>, uvažována výhřevnost 33,3 kWh/kg H<sub>2</sub>

<sup>2</sup> Přepočteno z hodnoty uvedené v \$/kW, uvažován kurs 1USD = 0,943EUR

<sup>3</sup> Přepočteno z hodnoty pro životnost 30000 h, uvažována poměrná cena pro požadovaných 38000 h

Jelikož je jako zdroj uvažována přebytečná energie, která by jinak byla ztracena, uvažujeme cenu ukládané elektrické energie 0 €. Uvažované náklady na provoz systému jsou uvedeny v tabulce 4.1. Provozní náklady na údržbu uskladňovacích nádrží jsou uvažovány 5 % z investičních nákladů na pořízení nádrží za rok. [28] Vyrobené množství energie se vypočítá z výkonu větrné elektrárny (1 MW) a účinností elektrolyzérů a palivového článku uvedených v tabulce 4.1. Počet hodin v provozu za jeden rok se u větrných elektráren na území České republiky dá uvažovat 1900 h [30]. Hodnota reálné úrokové míry je brána 3,52 % [31] a životnost systému je uvažována 20 let.

Tabulka 4.2 zobrazuje výsledné LCOE pro jednotlivé kombinace elektrolyzérů a článků, jsou-li z rozsahů hodnot pro náklady a účinnosti brány střední hodnoty. Samotné výpočty jsou přiloženy v příloze č. 1.

Tab. 4.2: Výsledné LCOE pro střední hodnoty z rozsahů hodnot

	Alkalický elektrolyzér	PEM elektrolyzér
Palivový článek SOFC	1,332 €/kWh	1,615 €/kWh
Palivový článek MCFC	1,121 €/kWh	1,401 €/kWh
Palivový článek PAFC	2,129 €/kWh	2,565 €/kWh

Tabulka 4.3 zobrazuje výsledné LCOE pro jednotlivé kombinace elektrolyzérů a článků, jsou-li z rozsahů hodnot pro náklady brány nejnižší hodnoty a pro účinnosti nejvyšší. Samotné výpočty jsou přiloženy v příloze č. 1.

Tab. 4.3: Výsledné LCOE pro nejnižší náklady a nejvyšší účinnosti

	Alkalický elektrolyzér	PEM elektrolyzér
Palivový článek SOFC	0,962 €/kWh	1,146 €/kWh
Palivový článek MCFC	0,961 €/kWh	1,134 €/kWh
Palivový článek PAFC	1,706 €/kWh	1,953 €/kWh

Tabulka 4.4 zobrazuje výsledné LCOE pro jednotlivé kombinace elektrolyzérů a článků, jsou-li z rozsahů hodnot pro náklady brány nejvyšší hodnoty a pro účinnosti nejnižší. Samotné výpočty jsou přiloženy v příloze č. 1.

Tab. 4.4: Výsledné LCOE pro nejvyšší náklady a nejnižší účinnosti

	Alkalický elektrolyzér	PEM elektrolyzér
Palivový článek SOFC	1,761 €/kWh	2,162 €/kWh
Palivový článek MCFC	1,36 €/kWh	1,779 €/kWh
Palivový článek PAFC	2,803 €/kWh	3,528 €/kWh

Jsou-li kombinace jednotlivých elektrolyzérů a článků porovnávány z kteréhokoliv ze tří hledisek, jako nejlevnější možnost se jeví využití alkalického elektrolyzérů a palivového článku MCFC. Výsledná cena LCOE je 0,961-1,36 €/kWh. Dalšího snížení nákladů lze dosáhnout využitím vhodné lokality umožňující ukládání vodíku v geologickém útvaru – např. solné jeskyně nebo kaverny. Náklady na ukládání vodíku se sníží z 660,1 €/kgH<sub>2</sub> na 6,601 €/kgH<sub>2</sub> [28]<sup>2</sup>. Výsledná cena LCOE se poté pohybuje v rozsahu 0,87-1,26 €/kWh.

Přesné porovnání s jinými způsoby ukládání elektrické energie není možné, jelikož každá dostupná studie vychází z jiných vstupních parametrů. Pro přibližné srovnání budou použity

hodnoty porovnávací jednotlivé technologie při využití vstupních hodnot odpovídajícím arbitrážnímu účelu ukládání. Zároveň je porovnání s touto studií vhodné, jelikož autory uváděná hodnota ( $1,41 \text{ €/kWh}^2$ ) pro ukládání do vodíku, odpovídá rozsahu hodnot získanému v této práci. Hodnoty LCOE jsou  $0,41 \text{ €/kWh}^2$  pro přečerpávací vodní elektrárnu,  $0,38 \text{ €/kWh}^2$  pro NaS baterii,  $0,39 \text{ €/kWh}^2$  pro průtokovou baterii a  $0,10 \text{ €/kWh}^2$  pro ukládání ve formě stlačeného vzduchu [28]. S využitím současných technologií je tedy ukládání energie do vodíku i při použití nejoptimističtějšího scénáře ( $0,87 \text{ €/kWh}$ ) nejméně dvakrát nákladnější než využití srovnatelných systémů.

Ukládání elektrické energie do vodíku je poměrně mladá technologie, která má oproti např. přečerpávacím elektrárnám výhodu v nezávislosti na místě výstavby, nezasahuje do krajinného rázu, je vhodná i pro ostrovní systémy a nevyžaduje geologické úložiště jako CAES systémy. V současnosti poměrně vysoká cena by se měla snížit s dalším výzkumem. Jednak zdokonalením zavedených technologií, tak komercializací nových jako jsou SOEC elektrolyzéry nebo spalovací turbíny využívající vodík.

Další možností efektivnějšího využití získaného vodíku je jeho převedení na syntetický zemní plyn. Ten má oproti vodíku komplexnější možnosti využití, dá se dodávat do zavedené sítě na zemní plyn a jeho spalování v plynových turbínách je již komerčně dostupné. Celkový proces metanizace je poměrně složitý, nicméně při zpětném využívání odpadního tepla a konzumaci přebytečného  $\text{CO}_2$  z jiných procesů je možné dosáhnout poměrně vysoké účinnosti. K výpočtu takovýchto systému se využívají specializované softwary.

## 5 Závěr

Cílem práce bylo rozebrat možnosti ukládání elektrické energie z obnovitelných zdrojů. Rešeršní teoretická část práce je rozdělena na tři kapitoly. První popisuje obecnou problematiku ukládání elektrické energie z obnovitelných zdrojů a různé aplikace v energetickém systému využívající ukládání elektrické energie. Druhá rozebírá různé způsoby ukládání elektrické energie se základním rozdělením podle formy uložené energie na mechanickou (kinetickou a potenciální), elektrickou, tepelnou, nebo chemickou (organickou i anorganickou). Každý způsob je popsán z technického hlediska, je rozebrán rozsah jeho využití a popsány jeho výhody a nevýhody. Třetí kapitola se podrobněji zabývá vodíkovými technologiemi. Jsou v ní uvedeny různé technologie elektrolytické přeměny – popsán jejich princip, stav současného poznání, výhody a nevýhody. Dále možnosti uskladňování vodíku, rozdělené podle ukládané formy H<sub>2</sub> na plynné, kapalné a pevné. Nakonec je uveden princip a rozdělení současně využívaných palivových článků.

Praktická část využívá příklad modelové větrné elektrárny o výkonu 1 MW, která využívá systém přeměňující přebytečnou elektrickou energii na vodík, a poté zpátky na elektrickou energii. Jsou v ní vzájemně porovnány v současné době komerčně dostupné a pro danou aplikaci velice vhodně vhodné elektrolyzéry (alkalický a PEM) a palivové články (SOFC, MCFC a PAFC). Jednotlivé kombinace jsou porovnány podle ceny za vyrobenou energii za celou životnost systému (LCOE). Vstupní hodnoty jsou uvedeny ve formě rozsahu hodnot, proto využíváme tři přístupy k samotnému výpočtu – použití středních hodnot z rozsahů, použití nejnižších nákladů v kombinaci s nejvyššími účinnostmi a použití nejvyšších nákladů ve spojení s nejnižšími účinnostmi. Podle všech přístupů vyšla jako nejvhodnější varianta využívající alkalický elektrolyzér a palivový článek MCFC. Výsledná cena LCOE se pohybuje v rozsahu 0,961-1,36 €/kWh pro uskladnění v tlakových nádržích a 0,87-1,26 €/kWh pro uskladnění v geologickém útvaru. Při porovnání se srovnatelnými systémy využívajícími jiné způsoby ukládání elektrické energie (přečerpávací elektrárna, NaS baterie, průtoková baterie, CAES) bylo zjištěno, že je ukládání energie do vodíku i při použití neoptimističtějšího scénáře (0,87 €/kWh) v současné době nejméně dvakrát nákladnější než využití zavedených systémů s obdobným polem působnosti.

Navzdory tomu je ukládání elektrické energie do vodíku poměrně mladá technologie, která má vhodné vlastnosti pro skladování přebytečné energie z obnovitelných zdrojů. Další výzkum by měl přinést zvýšení účinnosti a snížení nákladů. V současné době je nejnákladnější součástí ukládacího systému palivový článek. Další možnost využití získaného vodíku spočívá v jeho převedení na syntetický zemní plyn. Proces metanizace s sebou sice přináší další snížení účinnosti, ale odpadá s ním nutnost využití nákladných palivových článků. Syntetický zemní plyn je možné spalovat v dostupných plynových turbínách, nebo může být přímo dodáván zavedenou rozvodnou sítí pro zemní plyn. Vodíkové technologie tedy mají potenciál se stát velmi vhodným a komerčně dostupným způsobem pro ukládání elektrické energie, v současné době jsou ale nezanedbatelně nákladnější než jiné technologie se srovnatelným zaměřením.

## 6 Seznam použitých zdrojů

- [1] FUCHS, Georg, Benedikt LUNZ, Matthias LEUTHOLD a Dirk Uwe SAUER. Technology Overview on Electricity Storage - Overview on the potential and on the deployment perspectives of electric storage technologies. *Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA), RWTH Aachen University* [online]. 2012, (June), 66 [vid. 2017-02-01]. Dostupné z: doi:10.13140/RG.2.1.5191.5925
- [2] LEHNER, Markus, Robert TICHLER, Horst STEINMÜLLER a Markus KOPPE. *Power-to-Gas: Technology and Business Models*. B.m.: Springer International Publishing, 2014. ISBN 9783319039954.
- [3] BARNES, Frank S a Jonah G LEVINE. *Large Energy Storage Systems Handbook*. nedatováno. ISBN 9781420086010.
- [4] LOTT, Melissa C. a Sang-Il KIM. Technology Roadmap: Energy storage. *Energy Technology Perspectives* [online]. 2014, 64 [vid. 2017-02-01]. Dostupné z: doi:10.1007/SpringerReference\_7300
- [5] HOLÝ, Jaroslav a Jan ŠKORPIL. Akumulace elektrické energie. 2013, 2–5.
- [6] MOORE, Jason a Bahman SHABANI. A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context: The Role of Hydrogen and Battery Technologies. *Energies* [online]. 2016, 9(9), 674. ISSN 1996-1073. Dostupné z: doi:10.3390/en9090674
- [7] *Přečerpávací vodní elektrárny v České republice* [online]. [vid. 2017-02-02]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrarny-cr/precerpavaci-vodni-elektrarny-v-ceske-republice/>
- [8] *Přečerpávací vodní elektrárna – princip a uspořádání* [online]. [vid. 2017-02-02]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/typy-elektren/precerpavaci-vodni-elektrarna-princip-usporadani-2/>
- [9] *Flywheels | Energy Storage Association* [online]. [vid. 2017-02-04]. Dostupné z: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/flywheels>
- [10] MARASSO, S L, P RIVOLO, R GIARDI, D MOMBELLO, A GIGOT, M SERRAPEDE, S BENETTO, A ENRICO, M COCUZZA, E TRESSO a C F PIRRI. A novel graphene based nanocomposite for application in 3D flexible micro-supercapacitors. *Materials Research Express* [online]. 2016, 3(6), 65001 [vid. 2017-02-07]. ISSN 2053-1591. Dostupné z: doi:10.1088/2053-1591/3/6/065001
- [11] *Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) | Energy Storage Sense* [online]. [vid. 2017-02-09]. Dostupné z: <http://energystoragesense.com/superconducting-magnetic-energy-storage-smes/>
- [12] Superconducting magnetic energy storage. *IEEE Power Engineering Review* [online]. 2000, 20(5), 16–20. ISSN 0272-1724. Dostupné z: doi:10.1109/39.841345
- [13] *Storage Technologies | Upside Group* [online]. [vid. 2017-02-13]. Dostupné z: <https://upsidegrp.com/en/storage-technologies>

- [14] *Li-ion baterie: principy, provoz, rady (1.část) - Cnews.cz* [online]. [vid. 2017-02-14]. Dostupné z: <https://www.cnews.cz/li-ion-baterie-principy-provoz-rady-1-cast/>
- [15] *How does the Lead Acid Battery Work?* [online]. [vid. 2017-02-17]. Dostupné z: [http://batteryuniversity.com/learn/article/lead\\_based\\_batteries](http://batteryuniversity.com/learn/article/lead_based_batteries)
- [16] *BU-210a: Why does Sodium-sulfur need to be heated – Battery University* [online]. [vid. 2017-02-17]. Dostupné z: [http://batteryuniversity.com/learn/article/bu\\_210a\\_why\\_does\\_sodium\\_sulfur\\_need\\_to\\_be\\_heated](http://batteryuniversity.com/learn/article/bu_210a_why_does_sodium_sulfur_need_to_be_heated)
- [17] *Průtoková baterie* [online]. [vid. 2017-02-18]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/technologie/elektroenergetika/prutokova-baterie/>
- [18] *Redox Flow Batteries | Energy Storage Association* [online]. [vid. 2017-02-18]. Dostupné z: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/redox-flow-batteries>
- [19] SØRENSEN, Bent. *Hydrogen and Fuel Cells*. 2012. ISBN 9780123877093.
- [20] SHI, Yixiang, Yu LUO, Wenyang LI, Meng NI a Ningsheng CAI. High Temperature Electrolysis for Hydrogen or Syngas Production from Nuclear or Renewable Energy. *Handbook of Clean Energy Systems* [online]. 2015, (AUGUST). ISSN 1118991974. Dostupné z: doi:10.1002/9781118991978.hces146
- [21] ULLEBERG, Øystein. Modeling of advanced alkaline electrolyzers: A system simulation approach. *International Journal of Hydrogen Energy* [online]. 2003, **28**(1), 21–33. ISSN 03603199. Dostupné z: doi:10.1016/S0360-3199(02)00033-2
- [22] CHISHOLM, Greig, Philip J KITSON, Niall D KIRKALDY, Leanne G BLOOR a Leroy CRONIN. 3D printed flow plates for the electrolysis of water: an economic and adaptable approach to device manufacture. *Energy & Environmental Science* [online]. 2014, **7**(9), 3026–3032. ISSN 1754-5692. Dostupné z: doi:10.1039/c4ee01426j
- [23] SOHAL, M S, C M STROOTS, J S HERRING, J J HARTVIGSEN, D LARSEN, S ELANGOAN, J D CARTER, V I SHARMA a B YILDIZ. Critical Causes of Degradation in Integrated Laboratory Scale Cells During High-Temperature Electrolysis. *Office* [online]. 2009, (May). Dostupné z: doi:10.2172/961923
- [24] ZÜTTEL, Andreas. Hydrogen storage methods. *Naturwissenschaften* [online]. 2004, **91**(4), 157–172. ISSN 00281042. Dostupné z: doi:10.1007/s00114-004-0516-x
- [25] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Hydrogen Production and Storage. R&D Priorities and Gaps. *Hydrogen Implementing Agreement* [online]. 2006, **13**, 392–392. ISSN 03603199. Dostupné z: doi:10.1016/0360-3199(88)90106-1
- [26] HAWKES, Adam a Dan BRETT. Fuel Cells for Stationary Applications [online]. nedatováno [vid. 2017-04-12]. Dostupné z: [https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E13\\_STFuel\\_Cells\\_AH\\_Jan2013\\_Final\\_GSOK.pdf](https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E13_STFuel_Cells_AH_Jan2013_Final_GSOK.pdf)
- [27] KOST, Christoph, Johannes N. MAYER, Jessica THOMSEN, Niklas HARTMANN, Charlotte SENKPIEL, Simon PHILIPPS, Sebastian NOLD, Simon LUDE, Noha SAAD a Thomas SCHLEGL. Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies [online]. nedatováno [vid. 2017-04-09]. Dostupné

- z: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE\\_LCOE\\_Renewable\\_Energy\\_technologies.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_technologies.pdf)
- [28] GARDINER, Monterey R. Hydrogen for Energy Storage. *Hannover Messe 2014*. 2014.
- [29] FCH JU. *COMMERCIALISATION OF ENERGY STORAGE IN EUROPE* [online]. 2015 [vid. 2017-04-12]. Dostupné z: [http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CommercializationofEnergyStorageFinal\\_3.pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CommercializationofEnergyStorageFinal_3.pdf)
- [30] SKUPINA ČEZ. Obnovitelné zdroje energie a možnosti jejich uplatnění v České republice [online]. nedatováno [vid. 2017-04-09]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/edee/content/file/energie-a-zivotni-prostredi/oze-cr-all-17-01-obalka-in.pdf>
- [31] *Real interest rate (%) in Czech Republic* [online]. [vid. 2017-04-09]. Dostupné z: <http://www.tradingeconomics.com/czech-republic/real-interest-rate-percent-wb-data.html>



## 7 Seznam použitých symbolů a veličin

Symbol	Jednotka	Význam
$A_t$	[€]	Roční náklady na provoz systému ukládajícího energii
$i$	[%]	Reálná úroková míra
$I_0$	[€]	Investiční náklady na výstavbu systému ukládajícího energii
$M_{t,el}$	[kWh]	Množství vyrobené energie za jeden rok
$n$	[rok]	Životnost systému
$t$	[rok]	Rok v provozu (1,2, ...n)

## 8 Seznam použitých zkratk

AEC	Elektrolyzér využívající alkalickou elektrolýzu (Alkaline electrolysis cell)
HHV	Spalné teplo (Higher heating value)
LCOE	Cena za vyrobenou elektrickou energii za celou životnost systému (Levelized Cost of Electricity)
LHV	Výhřevnost (Lower heating value)
MCFC	Palivový článek využívající roztavené uhličitany (Molten carbonate fuel cell)
PAFC	Palivový článek využívající kyselinu fosforečnou (Phosphoric acid fuel cell)
PEM	Polymerový membránový elektrolyt (Polymer electrolyte membrane)
PEMEC	Elektrolyzér využívající polymerovou membránu (Polymer electrolyte membrane electrolysis cell)
PEMFC	Palivový článek využívající polymerovou membránu (Polymer electrolyte membrane fuel cell)
Scm	Standardní metr krychlový (Standard cubic meter)
SMES	Úložiště energie využívající supravodivé cívky (Superconductive magnetic energy storage)
SOEC	Elektrolyzér využívající pevné oxidy (Solid oxide electrolyzer cell)
SOFC	Palivový článek využívající pevné oxidy (Solid oxide fuel cell)
ZEBRA	Vysokoteplotní akumulátor využívající tekutý sodík v kombinaci s chloridem niklu (Zero emissions batteries research activity)

## 9 Seznam příloh

Příloha č. 1: Výpočet LCOE

**PŘÍLOHA 1 - Výpočet LCOE****Základní rovnice**

$$LCOE = \frac{\left[ I_0 + \sum_t \frac{A_t}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{tel}}{(1+i)^t} \right] \right]}$$

**Použité hodnoty**

	Jednotka
LCOE - Levelized Cost of Electricity	$\frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$
$I_0$ - investiční náklady	euro
$A_t$ - roční náklady	euro
$M_{tel}$ - vyprodukovaná energie	kWh
$i$ - reálná úroková míra	%
$t$ - čas	rok

**Společné zadané hodnoty**

Výhřevnost vodíku na kg

$$E_{dbw} := 33.3 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$$

Kurz USD - EUR kurz := 0.9430

Úložisko

Investiční náklady

$$Stor := 700 \cdot \text{kurz} = 660.1 \frac{\text{euro}}{\text{kg}}$$

Hodiny v provozu za rok

$$h_{pr} := 1900 \text{ h}$$

Doba uskladňování

$$t_{Stor} := 24 \cdot 7 \cdot \left( \frac{h_{pr}}{h_{celk}} \right) = 36.438 \text{ h}$$

Reálná úroková míra pro ČR

$$i := 0.0352$$

Vstupní energie enIN := 1000 kW

Provozní náklady (vyjádřené procentem investičních)

$$Opex_{Stor} := 0.05$$

Hodiny za rok

$$h_{celk} := 8760 \text{ h}$$

*Pozn. 24 hodin za den, 7 dnů v týdnu***Hodnoty pro střední účinnosti a náklady****Elektrolyzér Alkalický**

Investiční náklady

$$CAPEX_{EA1} := 925 \frac{\text{euro}}{\text{kW}}$$

Účinnost

$$\mu_{kg_{EA1}} := 64 \frac{\text{kW}}{\text{kgH}_2}$$

Provozní náklady (vyjádřené procentem investičních)

$$Opex_{EA1} := 0.035$$

V procentech  
(uvažováno LHV)

$$\mu_{EA1} := \frac{E_{dbw}}{\mu_{kg_{EA1}}} = 0.52$$

**Elektrolyzér PEM**

Investiční náklady

$$CAPEX_{EP1} := 2090 \frac{\text{euro}}{\text{kW}}$$

Účinnost

$$\mu_{kg_{EP1}} := 66.5 \frac{\text{kW}}{\text{kgH}_2}$$

Provozní náklady (vyjádřené procentem investičních)

$$Opex_{EP1} := 0.035$$

V procentech  
(uvažováno LHV)

$$\mu_{EP1} := \frac{E_{dbw}}{\mu_{kg_{EP1}}} = 0.501$$

**Článek SOFC**

Investiční náklady		Provozní náklady	
$CAPEX_{CS1} := 9750 \cdot kurz \cdot 1.26666 = 1.165 \times 10^4$	$\frac{\text{euro}}{\text{kW}}$	$Opex_{CS1} := 100 \cdot kurz = 94.3$	$\frac{\text{euro}}{\text{kw}} \cdot \frac{\text{kw}}{\text{rok}}$
Účinnost LHV		Životnost = 30000 h - ve výpočtu upraveno v poměru ku požadované (38000 h)	
$\mu_{CS1} := 0.47$			

**Článek MCFC**

Investiční náklady		Provozní náklady	
$CAPEX_{CM1} := 4000 \cdot kurz = 3.772 \times 10^3$	$\frac{\text{euro}}{\text{kW}}$	$Opex_{CM1} := 500 \cdot kurz = 471.5$	$\frac{\text{euro}}{\text{kw}} \cdot \frac{\text{kw}}{\text{rok}}$
Účinnost LHV		Životnost = 40000 h - dostačující	
$\mu_{CM1} := 0.475$			

**Článek PAFC**

Investiční náklady		Provozní náklady	
$CAPEX_{CP1} := 4500 \cdot kurz = 4.244 \times 10^3$	$\frac{\text{euro}}{\text{kW}}$	$Opex_{CP1} := 700 \cdot kurz = 660.1$	$\frac{\text{euro}}{\text{kw}} \cdot \frac{\text{kw}}{\text{rok}}$
Účinnost LHV		Životnost = 60 000 h - dostačující	
$\mu_{CP1} := 0.305$			

**Alkalický elektrolyzér - článek SOFC**

Investiční náklady

$$I_{011} := CAPEX_{EA1} \cdot enIN + \left( \frac{enIN}{\mu_{kgEA1}} \right) \cdot Stor \cdot tStor + CAPEX_{CS1} \cdot enIN \cdot \mu_{EA1}$$

Roční náklady

$$A_{t11} := enIN \cdot CAPEX_{EA1} \cdot Opex_{EA1} + \left( \frac{enIN}{\mu_{kgEA1}} \right) \cdot Stor \cdot tStor \cdot Opex_{Stor} + Opex_{CS1} \cdot enIN \cdot \mu_{EA1}$$

Výroba elektřiny

$$M_{tel11} := enIN \cdot \mu_{EA1} \cdot \mu_{CS1} \cdot hpr$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$ 

$$LCOE_{11} := \frac{\left[ I_{011} + \sum_t \frac{A_{t11}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{tel11}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 1.332 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**Alkalický elektrolyzátor - článek MCFC**

Investiční náklady

$$I_{021} := \text{CAPEX}_{\text{EA1}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA1}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CM1}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA1}}$$

Roční náklady

$$A_{t21} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EA1}} \cdot \text{Opex}_{\text{EA1}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA1}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CM1}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA1}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel}21} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA1}} \cdot \mu_{\text{CM1}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$ 

$$\text{LCOE}_{21} := \frac{\left[ I_{021} + \sum_t \frac{A_{t21}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel}21}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 1.121 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**Alkalický elektrolyzátor - článek PAFC**

Investiční náklady

$$I_{031} := \text{CAPEX}_{\text{EA1}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA1}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CP1}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA1}}$$

Roční náklady

$$A_{t31} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EA1}} \cdot \text{Opex}_{\text{EA1}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA1}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CP1}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA1}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel}31} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA1}} \cdot \mu_{\text{CP1}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$ 

$$\text{LCOE}_{31} := \frac{\left[ I_{031} + \sum_t \frac{A_{t31}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel}31}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 2.129 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**PEM elektrolyzátor - článek SOFC**

Investiční náklady

$$I_{041} := \text{CAPEX}_{\text{EP1}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP1}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CS1}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP1}}$$

Roční náklady

$$A_{t41} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EP1}} \cdot \text{Opex}_{\text{EP1}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP1}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CS1}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP1}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel41}} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP1}} \cdot \mu_{\text{CS1}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$

$$\text{LCOE}_{41} := \frac{\left[ I_{041} + \sum_t \frac{A_{t41}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel41}}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 1.615 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

### PEM elektrolyzátor - článek MCFC

Investiční náklady

$$I_{051} := \text{CAPEX}_{\text{EP1}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP1}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CM1}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP1}}$$

Roční náklady

$$A_{t51} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EP1}} \cdot \text{Opex}_{\text{EP1}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP1}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CM1}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP1}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel51}} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP1}} \cdot \mu_{\text{CM1}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$

$$\text{LCOE}_{51} := \frac{\left[ I_{051} + \sum_t \frac{A_{t51}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel51}}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 1.401 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

### PEM elektrolyzátor - článek PAFC

Investiční náklady

$$I_{061} := \text{CAPEX}_{\text{EP1}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP1}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CP1}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP1}}$$

Roční náklady

$$A_{t61} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EP1}} \cdot \text{Opex}_{\text{EP1}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP1}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CP1}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP1}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel61}} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP1}} \cdot \mu_{\text{CP1}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$

$$\text{LCOE}_{61} := \frac{\left[ I_{061} + \sum_t \frac{A_{t61}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{te161}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 2.565 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**Shrnutí**

$$\text{LCOE}_{11} = 1.332 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kWh}} \quad \text{LCOE}_{41} = 1.615 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

$$\text{LCOE}_{21} = 1.121 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kWh}} \quad \text{LCOE}_{51} = 1.401 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

$$\text{LCOE}_{31} = 2.129 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kWh}} \quad \text{LCOE}_{61} = 2.565 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**Hodnoty pro nejnižší účinnosti a nejvyšší náklady****Elektrolyzér Alkalický**

Investiční náklady

$$\text{CAPEX}_{\text{EA2}} := 1200 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kW}}$$

Účinnost

$$\mu_{\text{kgEA2}} := 78 \quad \frac{\text{kW}}{\text{kgH}_2}$$

Provozní náklady (vyjádřené procentem investičních)

$$\text{Opex}_{\text{EA2}} := 0.05$$

V procentech  
(uvažováno LHV)

$$\mu_{\text{EA2}} := \frac{\text{Edbw}}{\mu_{\text{kgEA2}}} = 0.427$$

**Elektrolyzér PEM**

Investiční náklady

$$\text{CAPEX}_{\text{EP2}} := 2320 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kW}}$$

Účinnost

$$\mu_{\text{kgEP2}} := 83 \quad \frac{\text{kW}}{\text{kgH}_2}$$

Provozní náklady (vyjádřené procentem investičních)

$$\text{Opex}_{\text{EP2}} := 0.05$$

V procentech  
(uvažováno LHV)

$$\mu_{\text{EP2}} := \frac{\text{Edbw}}{\mu_{\text{kgEP2}}} = 0.401$$

**Článek SOFC**

Investiční náklady

$$\text{CAPEX}_{\text{CS2}} := 12500 \cdot \text{kurz} \cdot 1.26666 = 1.493 \times 10^4 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kW}}$$

Účinnost LHV

$$\mu_{\text{CS2}} := 0.47$$

Provozní náklady

$$\text{Opex}_{\text{CS2}} := 100 \cdot \text{kurz} = 94.3$$

$$\frac{\text{euro}}{\text{kw}} \\ \text{rok}$$

Životnost = 30000 h - ve výpočtu  
upraveno v poměru ku  
požadované (38000 h)

**Článek MCFC**

Investiční náklady

$$\text{CAPEX}_{\text{CM2}} := 4000 \cdot \text{kurz} = 3.772 \times 10^3 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kW}}$$

Účinnost LHV

Provozní náklady

$$\text{Opex}_{\text{CM2}} := 500 \cdot \text{kurz} = 471.5$$

$$\frac{\text{euro}}{\text{kw}} \\ \text{rok}$$

Životnost = 40000 h - dostačující

$$\mu_{CM2} := 0.45$$

**Článek PAFC**

Investiční náklady

$$CAPEX_{CP2} := 4500 \cdot \text{kurz} = 4.244 \times 10^3 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kW}}$$

Provozní náklady

$$Opex_{CP2} := 700 \cdot \text{kurz} = 660.1 \quad \frac{\text{euro}}{\text{rok}}$$

Účinnost LHV

Životnost = 60 000 h - dostačující

$$\mu_{CP2} := 0.26$$

**Alkalický elektrolyzér - článek SOFC**

Investiční náklady

$$I_{012} := CAPEX_{EA2} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu_{kgEA2}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + CAPEX_{CS2} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{EA2}$$

Roční náklady

$$A_{t12} := \text{enIN} \cdot CAPEX_{EA2} \cdot Opex_{EA2} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu_{kgEA2}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot Opex_{\text{Stor}} + Opex_{CS2} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{EA2}$$

Výroba elektřiny

$$M_{te112} := \text{enIN} \cdot \mu_{EA2} \cdot \mu_{CS2} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$ 

$$LCOE_{12} := \frac{\left[ I_{012} + \sum_t \frac{A_{t12}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \frac{M_{te112}}{(1+i)^t} \right]} = 1.761 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**Alkalický elektrolyzér - článek MCFC**

Investiční náklady

$$I_{022} := CAPEX_{EA2} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu_{kgEA2}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + CAPEX_{CM2} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{EA2}$$

Roční náklady

$$A_{t22} := \text{enIN} \cdot CAPEX_{EA2} \cdot Opex_{EA2} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu_{kgEA2}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot Opex_{\text{Stor}} + Opex_{CM2} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{EA2}$$

Výroba elektřiny

$$M_{te122} := \text{enIN} \cdot \mu_{EA2} \cdot \mu_{CM2} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$



$$\text{LCOE}_{22} := \frac{\left[ I_{022} + \sum_t \frac{A_{t22}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{te}l22}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 1.36 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**Alkalický elektrolyzér - článek PAFC**

Investiční náklady

$$I_{032} := \text{CAPEX}_{\text{EA}2} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA}2}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CP}2} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA}2}$$

Roční náklady

$$A_{t32} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EA}2} \cdot \text{Opex}_{\text{EA}2} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA}2}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CP}2} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA}2}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{te}l32} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA}2} \cdot \mu_{\text{CP}2} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$ 

$$\text{LCOE}_{32} := \frac{\left[ I_{032} + \sum_t \frac{A_{t32}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{te}l32}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 2.803 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**PEM elektrolyzér - článek SOFC**

Investiční náklady

$$I_{042} := \text{CAPEX}_{\text{EP}2} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP}2}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CS}2} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP}2}$$

Roční náklady

$$A_{t42} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EP}2} \cdot \text{Opex}_{\text{EP}2} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP}2}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CS}2} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP}2}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{te}l42} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP}2} \cdot \mu_{\text{CS}2} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$ 

$$\text{LCOE}_{42} := \frac{\left[ I_{042} + \sum_t \frac{A_{t42}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{te}l42}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 2.162 \quad \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**PEM elektrolyzátor - článek MCFC**

Investiční náklady

$$I_{052} := \text{CAPEX}_{\text{EP2}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP2}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CM2}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP2}}$$

Roční náklady

$$A_{t52} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EP2}} \cdot \text{Opex}_{\text{EP2}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP2}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CM2}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP2}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel52}} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP2}} \cdot \mu_{\text{CM2}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$ 

$$\text{LCOE}_{52} := \frac{\left[ I_{052} + \sum_t \frac{A_{t52}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel52}}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 1.779 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**PEM elektrolyzátor - článek PAFC**

Investiční náklady

$$I_{062} := \text{CAPEX}_{\text{EP2}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP2}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CP2}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP2}}$$

Roční náklady

$$A_{t62} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EP2}} \cdot \text{Opex}_{\text{EP2}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP2}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CP2}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP2}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel62}} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP2}} \cdot \mu_{\text{CP2}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$ 

$$\text{LCOE}_{62} := \frac{\left[ I_{062} + \sum_t \frac{A_{t62}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel62}}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 3.528 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**Shrnutí**

$$\text{LCOE}_{12} = 1.761 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}} \quad \text{LCOE}_{42} = 2.162 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

$$\text{LCOE}_{22} = 1.36 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}} \quad \text{LCOE}_{52} = 1.779 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

$$\text{LCOE}_{32} = 2.803 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}} \quad \text{LCOE}_{62} = 3.528 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**Hodnoty pro nejvyšší účinnosti a nejnižší náklady****Elektrolyzér Alkalický**

Investiční náklady		Provozní náklady (vyjádřené procentem investičních)	
$CAPEX_{EA3} := 650$	$\frac{\text{euro}}{\text{kW}}$	$Opex_{EA3} := 0.02$	
Účinnost		V procentech	
$\mu_{kg_{EA3}} := 50$	$\frac{\text{kW}}{\text{kgH}_2}$	(uvažováno LHV)	$\mu_{EA3} := \frac{E_{dbw}}{\mu_{kg_{EA3}}} = 0.666$

**Elektrolyzér PEM**

Investiční náklady		Provozní náklady (vyjádřené procentem investičních)	
$CAPEX_{EP3} := 1860$	$\frac{\text{euro}}{\text{kW}}$	$Opex_{EP3} := 0.02$	
Účinnost		V procentech	
$\mu_{kg_{EP3}} := 50$	$\frac{\text{kW}}{\text{kgH}_2}$	(uvažováno LHV)	$\mu_{EP3} := \frac{E_{dbw}}{\mu_{kg_{EP3}}} = 0.666$

**Článek SOFC**

Investiční náklady		Provozní náklady	
$CAPEX_{CS3} := 7000 \cdot \text{kurz} \cdot 1.26666 = 8.361 \times 10^3$	$\frac{\text{euro}}{\text{kW}}$	$Opex_{CS3} := 100 \cdot \text{kurz} = 94.3$	$\frac{\text{euro}}{\text{kw}} \cdot \text{rok}$
Účinnost LHV		Životnost = 30000 h - ve výpočtu upraveno v poměru ku požadované (38000 h)	
$\mu_{CS3} := 0.47$			

**Článek MCFC**

Investiční náklady		Provozní náklady	
$CAPEX_{CM3} := 4000 \cdot \text{kurz} = 3.772 \times 10^3$	$\frac{\text{euro}}{\text{kW}}$	$Opex_{CM3} := 500 \cdot \text{kurz} = 471.5$	$\frac{\text{euro}}{\text{kw}} \cdot \text{rok}$
Účinnost LHV		Životnost = 40000 h - dostačující	
$\mu_{CM3} := 0.5$			

**Článek PAFC**

Investiční náklady		Provozní náklady	
$CAPEX_{CP3} := 4500 \cdot \text{kurz} = 4.244 \times 10^3$	$\frac{\text{euro}}{\text{kW}}$	$Opex_{CP3} := 700 \cdot \text{kurz} = 660.1$	$\frac{\text{euro}}{\text{kw}} \cdot \text{rok}$
Účinnost LHV		Životnost = 60 000 h - dostačující	
$\mu_{CP3} := 0.35$			

**Alkalický elektrolyzér - článek SOFC**

Investiční náklady

$$I_{013} := \text{CAPEX}_{\text{EA3}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA3}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CS3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}}$$

Roční náklady

$$A_{t13} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EA3}} \cdot \text{Opex}_{\text{EA3}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA3}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CS3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel13}} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}} \cdot \mu_{\text{CS3}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$

$$\text{LCOE}_{13} := \frac{\left[ I_{013} + \sum_t \frac{A_{t13}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel13}}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 0.962 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

#### Alkalický elektrolyzér - článek MCFC

Investiční náklady

$$I_{023} := \text{CAPEX}_{\text{EA3}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA3}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CM3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}}$$

Roční náklady

$$A_{t23} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EA3}} \cdot \text{Opex}_{\text{EA3}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA3}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CM3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel23}} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}} \cdot \mu_{\text{CM3}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$

$$\text{LCOE}_{23} := \frac{\left[ I_{023} + \sum_t \frac{A_{t23}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel23}}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 0.961 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

#### Alkalický elektrolyzér - článek PAFC

Investiční náklady

$$I_{033} := \text{CAPEX}_{\text{EA3}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA3}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CP3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}}$$

Roční náklady

$$A_{t33} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EA3}} \cdot \text{Opex}_{\text{EA3}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA3}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CP3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel}33} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}} \cdot \mu_{\text{CP3}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$

$$\text{LCOE}_{33} := \frac{\left[ I_{033} + \sum_t \frac{A_{t33}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel}33}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 1.706 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

### PEM elektrolyzér - článek SOFC

Investiční náklady

$$I_{043} := \text{CAPEX}_{\text{EP3}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP3}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CS3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP3}}$$

Roční náklady

$$A_{t43} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EP3}} \cdot \text{Opex}_{\text{EP3}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP3}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CS3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP3}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel}43} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP3}} \cdot \mu_{\text{CS3}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$

$$\text{LCOE}_{43} := \frac{\left[ I_{043} + \sum_t \frac{A_{t43}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel}43}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 1.146 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

### PEM elektrolyzér - článek MCFC

Investiční náklady

$$I_{053} := \text{CAPEX}_{\text{EP3}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP3}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CM3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP3}}$$

Roční náklady

$$A_{t53} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EP3}} \cdot \text{Opex}_{\text{EP3}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EP3}}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CM3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP3}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel}53} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EP3}} \cdot \mu_{\text{CM3}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$

$$\text{LCOE}_{53} := \frac{\left[ I_{053} + \sum_t \frac{A_{t53}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{tel53}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 1.134 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

### PEM elektrolyzátor - článek PAFC

Investiční náklady

$$I_{063} := \text{CAPEX}_{EP3} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{EP3}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{CP3} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{EP3}$$

Roční náklady

$$A_{t63} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{EP3} \cdot \text{Opex}_{EP3} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{EP3}} \right) \cdot \text{Stor} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{CP3} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{EP3}$$

Výroba elektřiny

$$M_{tel63} := \text{enIN} \cdot \mu_{EP3} \cdot \mu_{CP3} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$

$$\text{LCOE}_{63} := \frac{\left[ I_{063} + \sum_t \frac{A_{t63}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{tel63}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 1.953 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

### Shrnutí

$$\text{LCOE}_{13} = 0.962 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}} \quad \text{LCOE}_{43} = 1.146 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

$$\text{LCOE}_{23} = 0.961 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}} \quad \text{LCOE}_{53} = 1.134 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

$$\text{LCOE}_{33} = 1.706 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}} \quad \text{LCOE}_{63} = 1.953 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

### Výpočty s geologickým úložištěm pro nejvýhodnější kombinaci (Alkalický elektrolyzátor - článek MCFC)

Geologické úložiště

Investiční náklady

$$\text{StorG} := 7 \cdot \text{kurz} = 6.601 \frac{\text{euro}}{\text{kg}}$$

Ostatní vstupní veličiny se shodují

**Nejnižší účinnosti a nejvyšší náklady**

Investiční náklady

$$I_{022G} := \text{CAPEX}_{\text{EA2}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA2}}} \right) \cdot \text{StorG} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CM2}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA2}}$$

Roční náklady

$$A_{t22G} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EA2}} \cdot \text{Opex}_{\text{EA2}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA2}}} \right) \cdot \text{StorG} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CM2}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA2}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel}22G} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA2}} \cdot \mu_{\text{CM2}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$ 

$$\text{LCOE}_{22G} := \frac{\left[ I_{022G} + \sum_t \frac{A_{t22G}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel}22G}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 1.26 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**Nejvyšší účinnosti a nejnižší náklady**

Investiční náklady

$$I_{023G} := \text{CAPEX}_{\text{EA3}} \cdot \text{enIN} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA3}}} \right) \cdot \text{StorG} \cdot t_{\text{Stor}} + \text{CAPEX}_{\text{CM3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}}$$

Roční náklady

$$A_{t23G} := \text{enIN} \cdot \text{CAPEX}_{\text{EA3}} \cdot \text{Opex}_{\text{EA3}} + \left( \frac{\text{enIN}}{\mu\text{kg}_{\text{EA3}}} \right) \cdot \text{StorG} \cdot t_{\text{Stor}} \cdot \text{Opex}_{\text{Stor}} + \text{Opex}_{\text{CM3}} \cdot \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}}$$

Výroba elektřiny

$$M_{\text{tel}23G} := \text{enIN} \cdot \mu_{\text{EA3}} \cdot \mu_{\text{CM3}} \cdot \text{hpr}$$

V provozu 20 let  $t := 1..20$ 

$$\text{LCOE}_{23G} := \frac{\left[ I_{023G} + \sum_t \frac{A_{t23G}}{(1+i)^t} \right]}{\left[ \sum_t \left[ \frac{M_{\text{tel}23G}}{(1+i)^t} \right] \right]} = 0.87 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

**Shrnutí**

$$\text{LCOE}_{22G} = 1.26 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$

$$\text{LCOE}_{23G} = 0.87 \frac{\text{euro}}{\text{kWh}}$$