

**ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI
FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ**

Katedra elektroenergetiky a ekologie

DIPLOMOVÁ PRÁCE

**Nové způsoby přenosu elektřiny z velkých větrných
parků**

ZÁPADOČESKÁ UNIVERZITA V PLZNI
Fakulta elektrotechnická
Akademický rok: 2015/2016

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE
(PROJEKTU, UMĚLECKÉHO DÍLA, UMĚLECKÉHO VÝKONU)

Jméno a příjmení: **Bc. Lukáš JAURA**
Osobní číslo: **E13N0024K**
Studijní program: **N2644 Aplikovaná elektrotechnika**
Studijní obor: **Aplikovaná elektrotechnika**
Název tématu: **Nové způsoby přenosu elektřiny z velkých větrných parků**
Zadávací katedra: **Katedra elektroenergetiky a ekologie**

Z á s a d y p r o v y p r a c o v á n í :

1. Popište základní problematiku.
2. Provedte rozbor užití technologie HVDC.
3. Dále popište technologii Power-to-gas.
4. Závěrem posuďte i další technologické možnosti.

Rozsah grafických prací: **podle doporučení vedoucího**

Rozsah kvalifikační práce: **40 - 60 stran**

Forma zpracování diplomové práce: **tištěná/elektronická**

Seznam odborné literatury:

Student si vhodnou literaturu vyhledá v dostupných pramenech podle doporučení vedoucího práce.


Vedoucí diplomové práce: **Doc. Ing. Jiřina Mertlová, CSc.**
Katedra elektroenergetiky a ekologie

Datum zadání diplomové práce: **15. října 2015**

Termín odevzdání diplomové práce: **16. května 2016**


Doc. Ing. Jiří Hammerbauer, Ph.D.
děkan




Doc. Ing. Karel Noháč, Ph.D.
vedoucí katedry

V Plzni dne 15. října 2015

Abstrakt

Předkládaná práce je zaměřena na nové způsoby přenosu elektřiny z velkých větrných parků. Text je rozdělen do tří částí; první se zabývá základní problematikou větrných elektráren a jejich vlivu na elektrizační soustavu, druhá část se popisuje HVDC technologii, která se jeví jako velmi perspektivní druh přenosu elektrické energie z velkých větrných parků. Třetí část popisuje technologii přeměny elektrické energie na plyn „Power to Gas“. Závěrem jsou diskutovány ostatní technologické možnosti způsobů akumulace elektrické energie z velkých větrných parků.

Klíčová slova

Větrné elektrárny, větrný park, offshore, onshore, P2G, HVDC, elektrizační soustava, přenosová síť, akumulace.

Abstract

The presented Master's Thesis is focused on new ways of electric energy transfer from large wind farms. The text is divided into three parts. The first part is focused on the basic problematic of wind turbines and their impact on the electricity system, the second part describes the HVDC technology that seems to be very promising way of transmitting electric power from the large wind farms. The third part is oriented on the Power to Gas technology which transforms electrical energy to gas. Finally, other technological options how to accumulate electricity from large wind farms are discussed.

Key words

Wind power plant, wind park, offshore, onshore, P2G, HVDC, electricity system, transmission system, accumulation.

Prohlášení

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

Dále prohlašuji, že veškerý software, použitý při řešení této diplomové práce, je legální.

.....
podpis

V Plzni dne 16.5.2016

Bc. Lukáš Jaura

Poděkování

Tímto bych rád poděkoval vedoucí diplomové práce doc. Ing. Jiřině Mertlové, CSc. a konzultantovi Ing. Richardu Habrychovi, Ph.D. za cenné profesionální rady, připomínky a metodické vedení práce.

Obsah

OBSAH	7
ÚVOD	8
1 PROBLEMATIKA VĚTRNÝCH ELEKTRÁREN	10
1.1 VLIV VTE NA PROVOZ ES	10
1.2 VĚTRNÉ PARKY	11
1.2.1 Onshore větrné parky	12
1.2.2 Offshore větrné parky	14
1.2.3 Konstrukce větrné elektrárny.....	16
1.3 ZAČLENĚNÍ VP DO PS	21
1.3.1 Příčiny problémů s připojením VP do PS.....	23
1.3.2 Možná řešení problému s připojováním VP	24
2 TECHNOLOGIE HVDC	27
2.1 HISTORIE PŘENOSU ELEKTRICKÉ ENERGIE.....	27
2.2 ROZVODNA STEJNOSMĚRNÉHO NAPĚTÍ.....	28
2.2.1 Výhody stejnosměrného přenosu	30
2.2.2 Nevýhody HVDC.....	31
2.2.3 Konfigurace stejnosměrných sítí.....	31
2.3 HODNOCENÍ TECHNOLOGIE HVDC	33
3 AKUMULACE ENERGIE	34
3.1 TECHNOLOGIE POWER TO GAS	35
3.1.1 Výroba vodíku.....	35
3.1.2 Výroba metanu.....	38
3.1.3 Zdroje CO ₂	39
3.1.4 Účinnost přeměny pomocí P2G	40
3.1.5 Skladování plynů.....	40
3.1.6 Koncové využití technologie P2G	41
3.2 POSOUZENÍ ALTERNATIV VYUŽITÍ PRODUKTŮ P2G	42
3.2.1 Hodnocení technologie P2G.....	43
3.3 OSTATNÍ ZPŮSOBY AKUMULACE ENERGIE.....	44
3.3.1 Přečerpávací elektrárny	44
3.3.2 Tlakovzdušné akumulační elektrárny CAES.....	45
3.3.3 Setrvačníky (Flywheels).....	46
3.3.4 Bateriový systém pro akumulaci energie BES (battery energy storage).....	48
3.3.5 Průtokové baterie	51
3.3.6 Kondenzátory a superkapacitory.....	52
3.3.7 Supravodivé cívky.....	53
3.3.8 Systém akumulace tepla TES	53
3.3.9 Hybridní systémy akumulace energie	55
3.3.10 VtE s vodním podtlakovým akumulátorem.....	55
3.4 HODNOCENÍ AKUMULAČNÍCH PROSTŘEDKŮ	56
4 ZÁVĚR	57
SEZNAM LITERATURY A INFORMAČNÍCH ZDROJŮ	59
PŘÍLOHY	62

Úvod

Problematika obnovitelných zdrojů energie potřebné k výrobě elektrické energie je v dnešní době hojně diskutované téma. Velmi perspektivní se jeví využití větrných elektráren, které začínají hrát v energetice velkou roli, a toto průmyslové odvětví zažívá v posledních letech nebývalý rozvoj. Jedním z důvodů je energetická politika Evropské unie, která si dala za cíl snížit závislost na dovozu energií a staví do popředí environmentální politiku. Počet instalovaného výkonu ve světě neustále narůstá. Větrná energie díky technologickým inovacím významně snížila své výrobní náklady, což zvyšuje její atraktivitu. Tento trend podpořila i skutečnost, že se Německo rozhodlo na základě japonské jaderné krize v roce 2011 odklonit od jaderné energetiky a postupně ji nahrazovat energií z obnovitelných zdrojů. Výstavba nových pobřežních větrných parků je výhodná především díky vyšší stálosti proudění větru a tím i vyšší stabilitě dodávek energie. Problémem jsou naopak vysoké investiční výdaje, náročnost výstavby, provoz a budoucí údržba.

Podle České společnosti pro větrnou energii, jde ovšem o velmi zajímavou investici s garantovaným výnosem s návratností do 3 let. Ačkoli 1 MW vyjde zhruba na 1 milion EUR nelze opomenout, že dynamicky se rozvíjející odvětví větrné energie vytváří množství nových zajímavých pracovních příležitostí.

Nutno podotknout, že integrace obnovitelných zdrojů, potažmo velkých větrných parků působí nepříznivě na elektrizační soustavu kolísavostí výroby elektrické energie. Velké větrné parky jsou schopny v případě příznivých podmínek dodat velké množství energie, místa spotřeby bývají dislokována často i stovky kilometrů což vede k přetěžování nedostatečně dimenzovaných přenosových cest. Tyto přetoky mohou způsobovat nestabilitu elektrizačních soustav a v krajním případě i výpadky elektrické energie. Jednou z možných variant jak se těmto nepříjemnostem dá předcházet je budování vysokonapěťových stejnosměrných koridorů v případě tranzitů elektrické energie na velké vzdálenosti a výstavbou vhodných akumulacních uložišť, které by mohli částečně nebo úplně kompenzovat dodávky elektrické energie, způsobené omezenou výrobou elektrické energie větrných parků.

Seznam symbolů a zkratk:

€	Euro
AC	Alternating Current
CNG.....	Compressed Natural Gas
CO ₂	Oxid uhličitý
C _p	Coefficient of power [-]
DC.....	Direct Current
DDZ	Diagram denního zatížení
ES	Elektrizační soustava
H ₂	Vodík
H ₃ O ⁺	Oxonový kationt
HDO	Hromadné dálkové ovládání
HVAC.....	High Voltage Alternating Current
HVDC.....	High Voltage Direct Current
IGBT.....	Insulated Gate Bipolar Transistor
JE	Jaderná elektrárna
LNG.....	Liquid Natural Gas
O ₂	Kyslík
OH	Hydroxid
OZE	Obnovitelný zdroj energie
P2G.....	Power to Gas
Pb.....	Olovo
PbO ₂	Oxid olovičitý
PS	Přenosová soustava
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
PZ	Primární zdroj
R	Odpor [Ω]
USD	United States Dollar
VtE.....	Větrná elektrárna
X	Reaktance [Ω]
Z.....	Impedance [Ω]

1 Problematika větrných elektráren

Výroba elektrické energie pomocí větru má oproti konvenčním centrálním výrobním zdrojům jednu velkou výhodu, jedná se obnovitelný zdroj s prakticky nevyčerpatelným globálním potenciálem.

Největší problémy s vyvedením elektrického výkonu větrných elektráren (dále jen VtE) vyplývají z faktu, že výkon je velmi závislý na síle a rychlosti větru a proto není možné zajistit konstantní dodávku elektrické energie do místa vyvedení.

1.1 Vliv VtE na provoz ES

Lokální vlivy VtE na ES [10]:

- *Přetěžování sítě*

Základním kritériem pro vyvedení výkonu z VtE do sítě je dostatečně dimenzované místo připojení a související sítě až k transformační stanici.

- *Kolísání napětí*

Napětí je ovlivněno kompenzací jednotlivých strojů či celé farmy větrných elektráren.

- *Zvyšování zkratových poměrů*

Připojením větrné elektrárny do přípojného místa se změní zkratové poměry v síti.

- *Kvalita dodávky*

Větrné elektrárny používají k regulaci výkonovou elektroniku, která je zdrojem rušivých jevů (Flickr - kolísání napětí, vyšší harmonické, útlum signálu HDO).

Systémové vlivy VtE na ES [10]:

- *Integrace VtE do pokrývání diagramu zatížení*

Kolísavá výroba VtE zvyšuje požadavek na zajištění dostatečné regulační energie.

- *Chování VtE během velkých poruch a blízkých zkratů v PS*

Poruchy v PS zvyšují riziko plošných výpadků VtE připojených do PS.

- ***Účinek VtE na stabilitu ES***

Větrné parky mohou výrazně ovlivnit stabilitu sítě v případě poruch a nárazových větrů.

VtE připojená do energetické soustavy se stává výrobním zdrojem, který je součástí diagramu zatížení, bohužel není schopná stálé dodávky elektrické energie a je závislá na povětrnostních podmínkách. Proto je nezbytné zajistit odpovídající množství regulačního výkonu, který by byl schopný pokrýt odchylky způsobené kolísáním výkonu větrné elektrárny.

Tyto vlivy bohužel nelze úplně vyloučit. Rizika způsobená těmito vlivy je třeba omezit na přijatelnou míru pomocí vhodné technologie tak, aby neohrožovala stabilitu elektrizační soustavy.

1.2 Větrné parky

Větrné elektrárny bývají často kumulovány do takzvaných větrných parků. Větrný park se skládá alespoň ze tří VtE, samozřejmě může a také bývá podstatně rozsáhlejší. Hlavní výhodou větrného parku oproti jednotlivým instalacím jsou hlavně úspory nákladů zejména při projektování, výstavbě a údržbě. Větrné elektrárny je nutné vybavovat signalizací pro leteckou dopravu (označování konců listů rotoru, světelná signalizace v případě špatné viditelnosti). V případě větrných parků stačí označit vnější zařízení.

Větrné parky lze stavět:

- ***Na pevnině, takzvané onshore parky***
- ***Na moři, které se nazývají offshore***

Rozmístění a rozestup turbín ve formaci větrného parku závisí na síle a směru převládajícího větru. Proto je třeba umisťovat elektrárny s horizontálními větrnými turbínami ve vzdálenosti 6-10 násobku průměru rotoru turbíny, velké větrné farmy mají rozmístěné elektrárny optimálně do vzdálenosti až 15 násobku průměru rotoru. I při

optimální vzdálenosti dochází k mírnému snížení výkonu z důvodu úbytku síly větru (energie větru odebraná první řadou turbín) a rotory způsobené turbulence. [2]

Síla větru má rozhodující vliv na výkon VtE. Rychlost větru je nejdůležitějším parametrem pro využívání větrné energie, udává se v m.s^{-1} .

1.2.1 Onshore větrné parky

Větrné parky stavěné na pevnině jsou z pohledu historie starší. Mají za sebou delší vývojovou etapu, avšak většinu poznatků lze použít i na moři. Proudění vzduchu na pevnině je ovlivněno členitostí terénu. Rychlost větru je poblíž zemského povrchu ovlivňována mimo jiné také stavbami, kopci, ale i druhem povrchu (vodní hladina, sníh, tráva, les...). Svoji roli hraje také výška, je velký rozdíl mezi rychlostí větru ve výšce 10 m nebo 100 m nad terénem. [4]

Výběr vhodné lokality pro výstavbu VtE není jednoduchý, je třeba zohlednit zejména tyto ukazatele:

- *Větrný potenciál dané lokality*
- *Terénní dostupnost*
- *Možnost připojení do elektrické sítě*
- *Geologické podloží*
- *Vzdálenost od již zastavěných lokalit*
- *Dostupnost pozemků z hlediska majetkoprávních vztahů*
- *Environmentální otázky výstavby VtE*

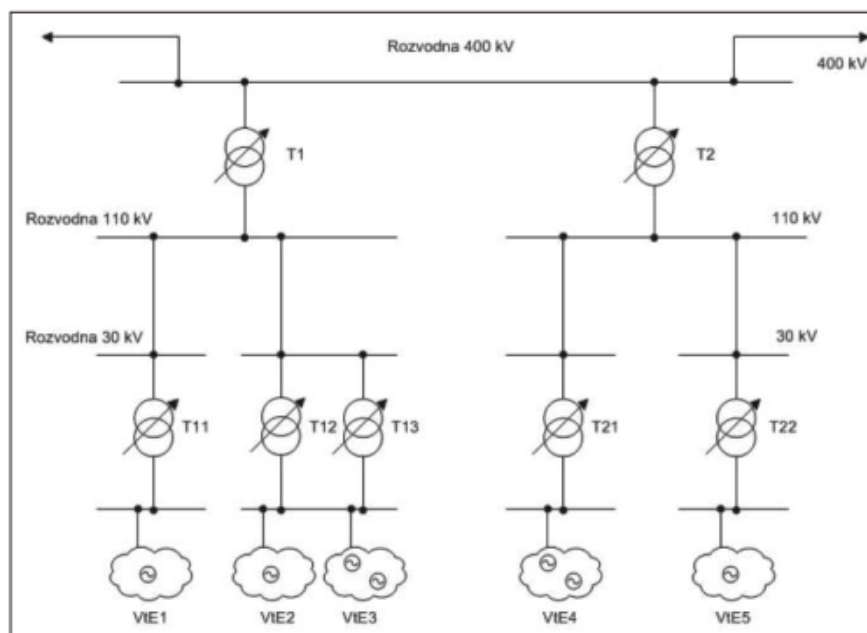
Při projektování hraje velkou roli i ekologie a potenciální dopad na místní ohrožené živočišné druhy. Dopad na ekologii a negativní odezva od místní komunity mohou být důvodem zastavení projektu.



Obr. 1-1: Větrná elektrárna Ostružná [5]

1.2.1.1 Dispozice onshore větrných parků

Na obr. 1-2 znázorněno blokové schéma většího větrného parku, zapojeného do přenosové soustavy prostřednictvím rozvodny 400 kV.



Obr. 1-2: Jednopolové schéma velkého větrného parku [10]

Energie vyrobená větrnými parky je vyvedena do přenosové soustavy stávajícími nebo nově vystavěnými rozvodnami. [10]

Elektrická energie se transformuje přímo v objektu VtE na 30 kV v areálu VP jsou pak budovány rozvodny 110/30 kV s transformátorem s možností regulace odboček pod zatížením. Spojení mezi rozvodnou a 9 až 12 VtE je zajištěno radiálním vedením. [10]

1.2.2 Offshore větrné parky

Ve srovnání s větrnou energií na pevnině je větrná energie na moři sice náročnější na financování počátečních nákladů a použité technologie, ale nabízí hned několik výhod. Síla větru na moři je větší a proudění vzduchu stabilnější. Větrné parky na moři proto dokážou nabídnout výkon, který je předvídatelnější.



Obr. 1-3: Větrný park Alpha Ventus [32]

Pobřežní větrné parky tvoří jednotlivé elektrárny, které jsou zakotveny do mořského dna. Vzdálenost offshore parků od pobřeží se pohybuje v relacích okolo 30 km od pobřeží. Existují ale i projekty, které jsou budovány i ve vzdálenosti 100 km od břehu. Prvním větrným parkem, který byl vzdálenější než uvedených 30 km od pobřeží je německý větrný park Alpha Ventus situován ve vzdálenosti 45 km od Borkumského ostrova v Severním moři. [11]

Technické požadavky na výstavbu pobřežních větrných parků narůstají s hloubkou, členitostí, mořského dna apod. Průměrná hloubka mořského dna evropských parků je 22,8 m. Náklady na výstavbu offshore VP v hloubce více jak 25 m je prakticky nefinancovatelné z důvodu vysokých finančních nákladů od této hloubky se zvažují plovoucí větrné turbíny „floating wind turbines“. Mimo jiné se také posuzuje vliv na námořní dopravu (pobřežní parky jsou prostorově rozsáhlé a jsou vyhraněnou exkluzivní zónou, tudíž musí být budovány mimo frekventované námořní trasy). [11]

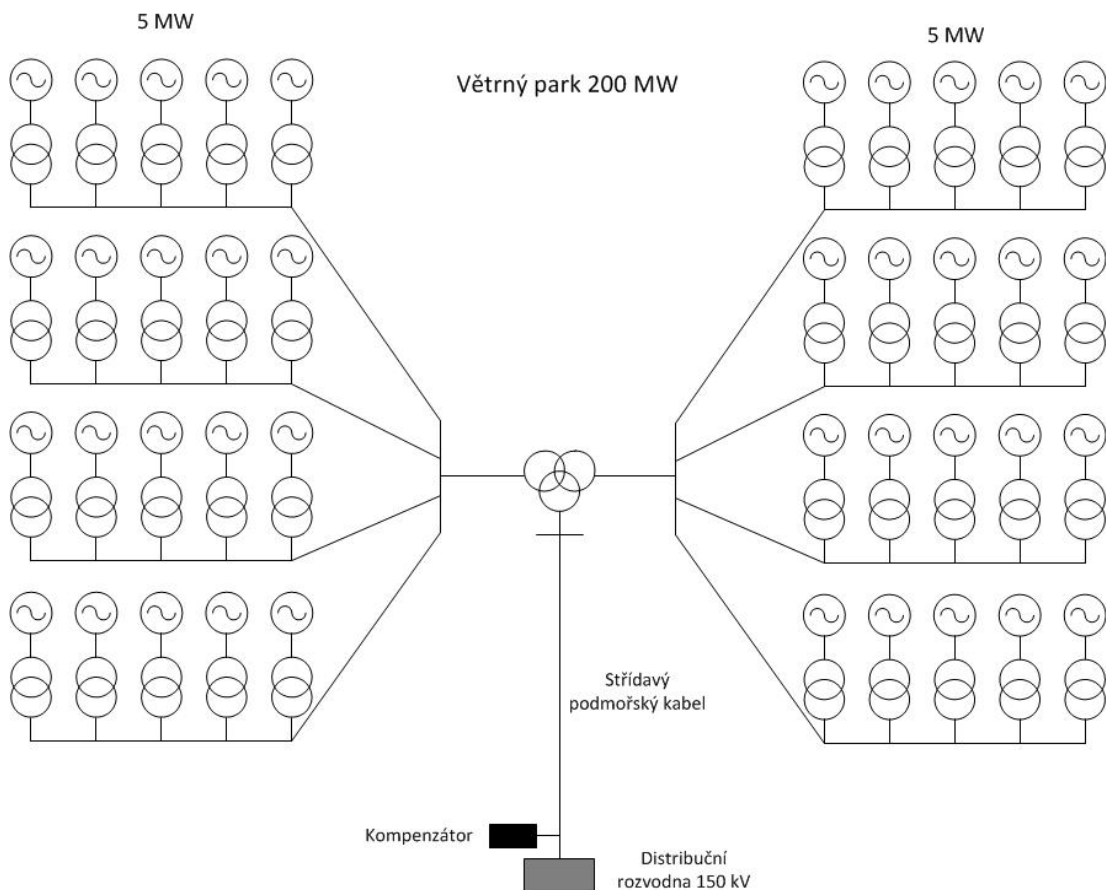
Důvody výstavby pobřežních větrných parků jsou dány zejména větší a stabilnější rychlostí větru. Díky téměř rovnému povrchu mořské hladiny oproti pevnině vznikají mnohem menší turbulence. Dalším pádným důvodem výstavby je omezené množství vhodných lokalit pro výstavbu větrných elektráren na pevnině. Nicméně se stále jedná o velmi nákladnou investici a z hlediska provozu o drahé řešení. Z toho vyplývá i vyšší výkupní cena elektrické energie oproti pozemním VtE. [11]

První realizovanou pobřežní VtE byl větrný park Vindeby, celkový instalovaný výkon činní 4,95 MW. Velký rozvoj tohoto odvětví nastal na přelomu nového tisíciletí s projekty větrných parků Horns Rev a Middelgrunden, který se nachází ve vzdálenosti 14 – 20 km od Dánského pobřeží. Park tvoří celkem 80 větrných elektráren Vestas V80-2.0 MW o celkovém instalovaném výkonu 160 MW. [11]

Další významné investice do pobřežních větrných parků probíhají ve Velké Británii, Irsku, Finsku, Švédsku, Nizozemsku, Belgii, Německu, Japonsku a Číně. Na rozvoj větrných elektráren se připravují Francie, USA, Tchaj-wan, Kanada a Řecko. [11]

Na obr. 1-4 je znázorněno elektrické schéma pobřežního větrného parku o výkonu 200 MW. Součástí tohoto parku jsou [11]:

- *Větrné elektrárny o jmenovitém výkonu 5 MW*
- *Lokální elektrizační soustava větrného parku*
- *Trojvinutový transformátor 33 kV/33 kV/150 kV umístěný na transformátorové plošině*
- *Podmořský kabel dimenzovaný pro 150 kV AC*
- *Rozvodna distribuční soustavy elektrické energie 150 kV AC na pevnině*



Obr. 1-4: Pobřežní větrný park o jmenovitém výkonu 200 MW [11]

Součástí pobřežních větrných parků je také servisní pracoviště pro údržbu a obsluhu, přistávací plošina pro servisní loď, pro velké větrné parky bývá budován i heliport, který umožňuje dopravu servisní skupiny pomocí vrtulníků. [11]

1.2.3 Konstrukce větrné elektrárny

Moderní VtE jsou spolehlivým zdrojem energie šetrné k životnímu prostředí. Výroba neprodukuje do ovzduší žádné plynné nebo tuhé emise včetně CO₂.

Výkon VtE lze vypočítat ze vzorce:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * v^3 * c_p * S \quad (1)$$

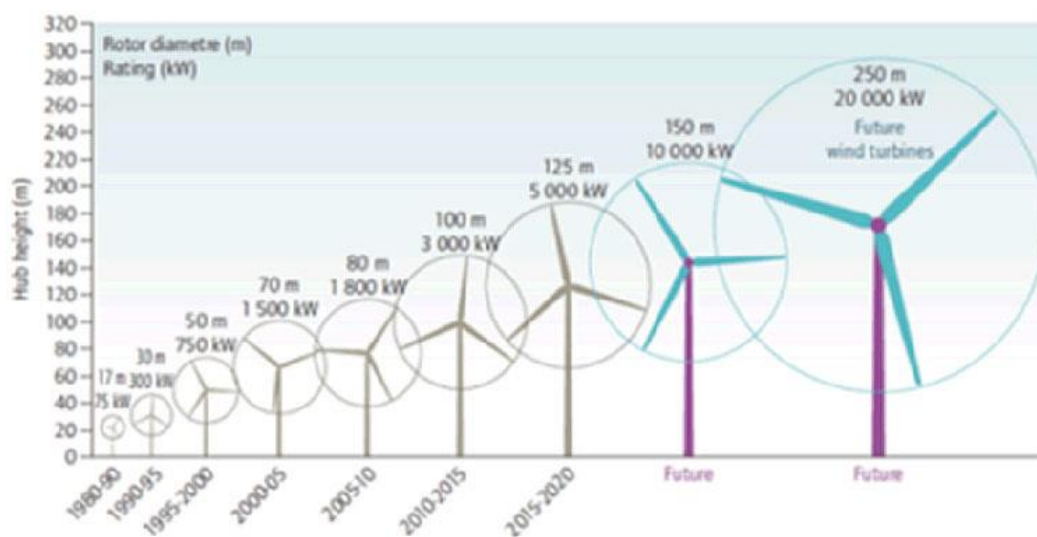
Kde:

- ***P*** výkon VtE [W]

- ρ *hustota vzduchu* [$kg * m^3$]
- v *rychlost větru* [$m * s^{-1}$]
- c_p *účinnost stroje* [-]
- S *plocha rotoru* [m^2]

Rozborem vzorce zjistíme, že výkon VtE je závislý na druhé mocnině průměru rotoru a třetí mocnině rychlosti větru. Zdvojnásobí-li se rychlost větru, výkon pak vzroste 8x.

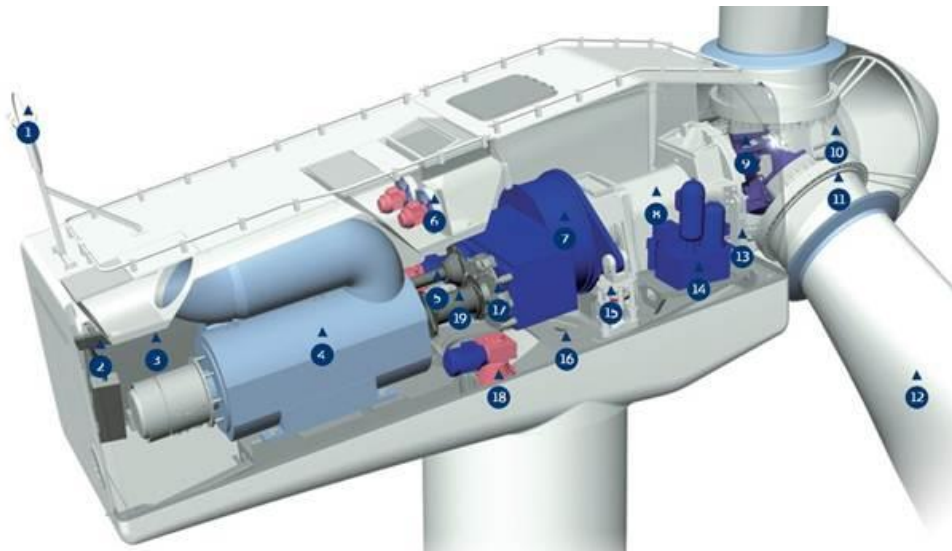
Na obr. 1-5 je znázorněný historický vývoj velikosti průměru rotoru, kterému odpovídá jmenovitý výkon.



Obr. 1-5: Závislost jmenovitého výkonu VtE na průměru rotoru [5]

S VtE se dnes můžeme setkat v mnoha podobách, nejčastějším konstrukčním provedením je tzv. axiální VtE.

Větrnou elektrárnu tvoří sloup, který je pevně ukotven k zemi masivními betonovými základy případně ještě lany. Na vrcholu sloupu je gondola s elektrickým generátorem, převodovkou (pokud se jedná o generátor přifázovaný přímo k síti) a větrná turbína:



Obr. 1-6: Schéma strojovny větrné elektrárny VESTAS V52 o výkonu 850 kW [6]

Legenda k obrázku 1-6 [6]:

- *1 – ultrazvukový anemometr*
- *2 – servisní výtah*
- *3 – VMP regulátor s konvertorem*
- *4 – asynchronní generátor OptiSpeed*
- *5 – hydraulický válec natáčení rotorových listů*
- *6 – ventilátory chlazení*
- *7 – převodovka*
- *8 – hlavní hřídel*
- *9 – systém natáčení rotorových listů*
- *10 – rotorová hlava*
- *11 – ložisko rotorového listu*
- *12 – rotorový list*
- *13 – systém aretace rotoru (pro servisní účely)*
- *14 – hydraulický agregát*
- *15 – držák převodovky zachycující kroutící moment*
- *16 – nosný rám strojovny*

- **17 – mechanická kotoučová brzda**
- **18 – pohon natáčení strojovny větrné elektrárny**
- **19 – gondola větrné elektrárny**

Základy větrné elektrárny zpravidla tvoří železobetonový fundament, který může mít půdorys ve tvaru čtverce, pravidelného šestihranu nebo kruhu. Na něj je přimontovaná příruba. Většinou ocelový tubus stožáru je mírně kónického tvaru. V současnosti se jejich výška pohybuje od 80 do 120 m a hmotnost od 147 do 220 t. [7]

Stožár větrné elektrárny je dutý. Středem stožáru vede servisní žebřík, elektrické vedení a často také výtah gondoly. Konstrukce stožáru musí být dostatečně vysoko tak, aby vynesla větrnou turbínu nad přízemní pásmo větrných turbulencí. Konstrukce stožáru musí být dimenzována na váhu gondoly, obvykle je tvořena ocelovým tubusem, eventuálně je kombinován se železobetonovým tubusem. Pro větší výšky se používají sloupy mřížové konstrukce z krátkých nosníků. „Společnost General Electric od roku 2014 začíná používat u velkých elektráren kombinace mřížové konstrukce nosníku potaženého ochrannými sklolaminátovými pláty pro lepší povětrnostní ochranu sloupu a přístupu ke gondole. Výběr typu sloupu je záležitostí lokality instalace, výkonu a ceny.“ [8]

Součástí Gondoly je převodovka, spojka, el. generátor a náboj větrné turbíny. „Uložení nábojové hřídele je provedeno na valivém často pak dvouřadém kuželíkovém ložisku. Použitím vícepólového generátoru s frekvenčním měničem, který zajistí regulaci proudu, ale i frekvenci a napětí. Díky této inovativní technologii je soustrojí bez převodovky, což zvyšuje její účinnost.“ [8] Nevýhodou je nutnost vysokofrekvenční elektřinu transformovat na stejnosměrný proud a poté opět na střídavý o frekvenci 50 Hz.

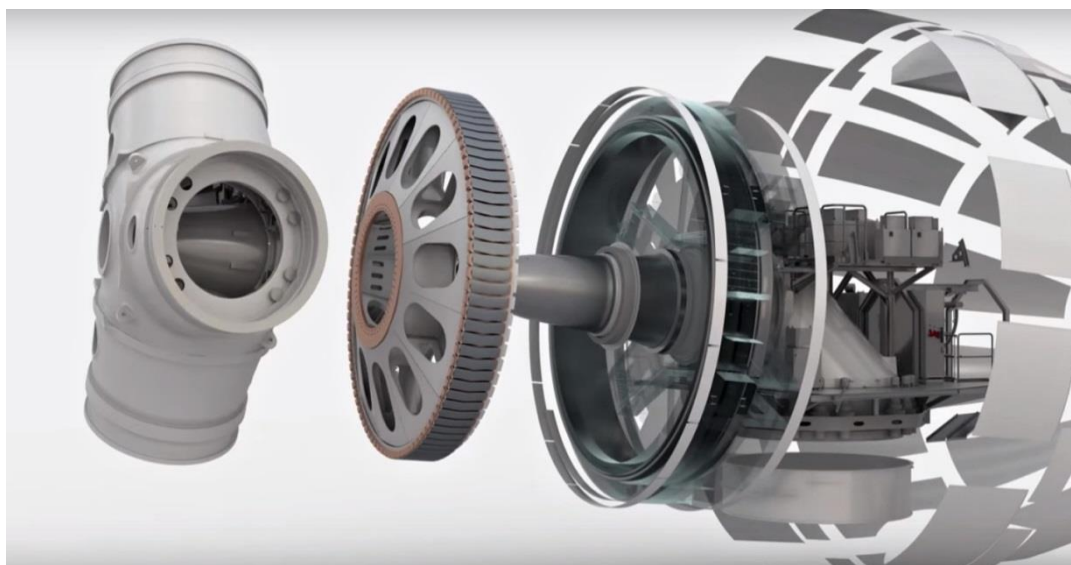
Soustrojí generátor - převodovka produkuje napětí o frekvenci 50 Hz (odpovídající vysoký převodový poměr zajišťuje planetová převodovka) následně je zapotřebí napětí transformovat a to ještě v objektu elektrárny na hladinu odpovídajícího vysokého napětí. Napětí na svorkách generátoru větrné turbíny záleží na typu a výkonu.

Pro velmi malé VtE, které pracují v ostrovním režimu (osamocené stavby, malé lodě apod.) se používají převážně stejnosměrné generátory o napětí 12 až 24 V. U VtE pro domácnosti to může být až 400 V. Velké VtE používají synchronní mnohápólové

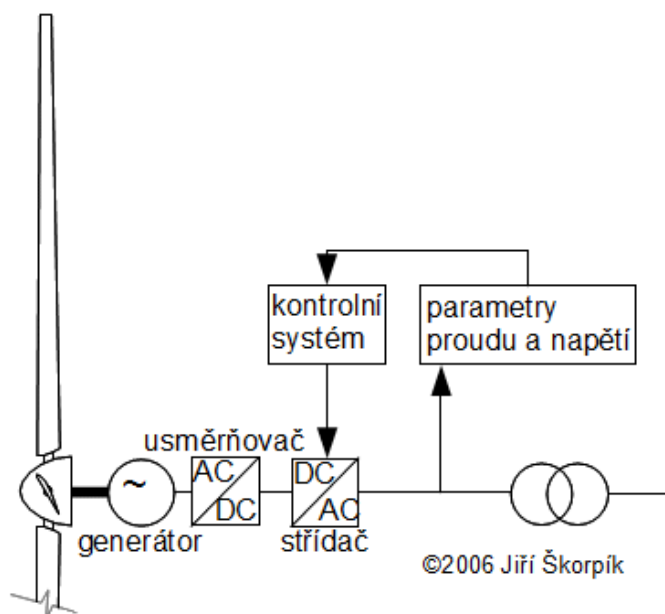
generátory nebo asynchronní 4pólové generátory, které mají po přifázování k síti (50 Hz) synchronní otáčky 1500 ot/min, 6pólové generátory pak mají synchronní otáčky 1000 ot/min [6]. Jmenovité napětí generátorů velkých VtE se pohybuje v rozmezí 0,69-11 kV. V objektu větrného parku bývá ještě umístěna transformátorová stanice např. 22(35)/110 kV, která zajistí připojení VP do elektrizační soustavy. [8]

Soustrojí VtE s převodovkou zajišťuje po přifázování generátoru konstantní otáčky bez ohledu na sílu větru. Tato problematika se řeší pomocí obvyklé kombinace systému natáčení lopatek a převodovky eventuálně se může jednat o převodovku s plynulou změnou převodového poměru, součástí soustrojí je také brzda. [8]

Při použití výkonové elektroniky respektive vícepólového generátoru nejsou otáčky pevně dány a rotor má tedy vyšší účinnost a rozsah využití co se týká rychlosti větru. Větrné elektrárny s vysokofrekvenčním respektive s nízkofrekvenčním generátorem se používají i u nejmenších větrných elektráren (výkony několik stovek Wattů) určené pro výrobu elektřiny v domácnostech. Dále je mezi gondolou a tubusem nainstalováno tlumení, které zabraňuje přenosu vibrací. [8]



Obr. 1-7: Inovativní soustrojí bez převodovky s měničem napětí a proudu od firmy ENERCON [9]



Obr. 1-8: Schéma zapojení vysokofrekvenčního generátoru větrné elektrárny [8]

„Lopatky největších větrných turbín jsou duté vyrobené ze sklolaminátu (v některých případech se může v dutých lopatkách srážet vzdušná vlhkost, která následně způsobuje nevyváženost rotoru a vede k odstavení elektrárny). Počet lopatek závisí na otáčkách turbíny. Nejčastěji se vyskytují větrné turbíny se třemi lopatkami, ale mohou mít i více lopatek. V současnosti již dosahují lopatky takových rozměrů, že se při otáčení projevuje rozdíl rychlosti větru (rychlost větru se s výškou nad povrchem zvyšuje). Na každou lopatku turbíny tak působí jiné síly a hrozí rozkmitání celé turbíny a následně elektrárny a její poškození či destrukce. U velkých větrných turbín se konce lopatek pohybují velmi vysokou rychlostí, díky které vznikají různé doprovodné zvukové efekty, což stěžuje výběr lokality pro umístění větrné elektrárny. Lopatky větrných turbín (kromě některých velmi malých) jsou natáčivé, aby se přizpůsobovaly proměnlivé rychlosti větru. Součástí lopatek je také bleskosvod.“ [8]

1.3 Začlenění VP do PS

To že velké větrné parky negativně ovlivňují PS je fakt, se kterým se musí provozovatelé PS čas od času potýkat. Problémem větrné energie je nestálost výroby, která může ohrozit stabilitu ES a omezit nebo zcela zastavit dodávku elektrické energie. Tento problém je s masivním rozvojem využívání větrné energie stále aktuálnější.

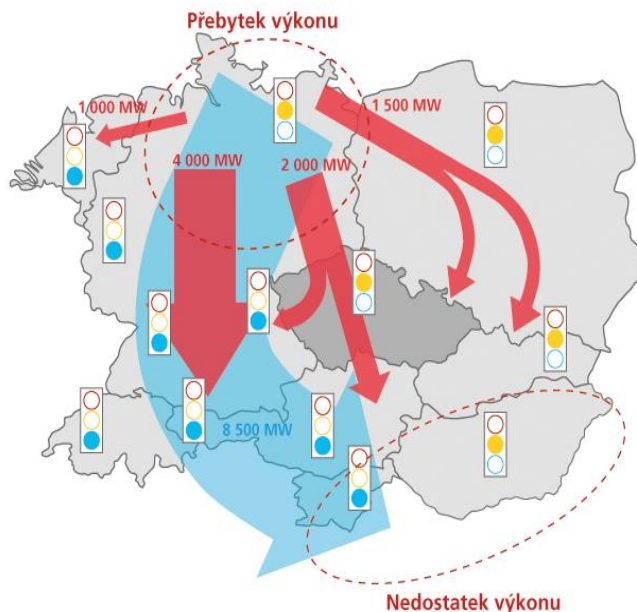
V Evropské unii bylo instalováno celkem 141,5 GW na konci roku 2015 energetických kapacit větrných elektráren potažmo VP. Tato čísla ukazují nárůst instalovaného výkonu o 6,3 % oproti konci roku 2014. V roce 2015 dosáhla větrná energie až 44 % z celkového počtu nově nainstalovaných zdrojů [11]. Německo je zemí EU s největším instalovaným výkonem, následuje Španělsko, Spojené království, Francie a Itálie. Deset dalších zemí EU mají nad 1 GW instalovaného výkonu: Rakousko, Belgie, Dánsko, Řecko, Irsko, Nizozemsko, Polsko, Portugalsko, Rumunsko a Švédsko. [12]

Díky synchronnímu propojení, jehož realizace se sousedními PS byla provedena v roce 1995, se může v Evropě uskutečňovat volný obchod s elektřinou. Elektřina se tak může transportovat na velké vzdálenosti do místa spotřeby. Na tuto situaci však nebyly přenosové soustavy připraveny a mnozí provozovatelé PS musejí řešit stavy, které ohrožují kvalitu a stabilitu dodávky elektrické energie. [12]

PS ČR nebyla navržena na přenos velkých tranzitních přetoků, které se uskutečňují v rámci Evropy. Díky liberálnímu trhu s elektřinou se začal tranzit elektrické energie navyšovat, tím začalo docházet k postupnému zatěžování PS. [12]

Současné problémy jsou způsobeny masivním rozvojem OZE. Tomuto trendu nahrává nízká cena silové energie, která dnes nezaručuje návratnost investice do nedotovaného výrobního zdroje elektrické energie. OZE jsou budovány a připojovány do ES, aniž by byla posílena přenosová cesta, která by zaručovala hladký transport elektrické energie do míst spotřeby.

VtE jsou budovány hlavně v severní části Evropy, kde jsou pro využívání větrné energie dobré podmínky. Nicméně poptávka po el. energii je mnohem více na jihu Evropy. V tomto směru se dostáváme k důležité otázce, přesunu el. energie ze severních částí Evropy směrem na jih kontinentu, kde je nedostatek výkonu viz obr. 1-8.



Obr. 1-9: Směr toku elektrické energie v Evropě [13]

1.3.1 Příčiny problémů s připojením VP do PS

Existuje řada příčin, které způsobují problémy s připojením VP do PS [12]:

- ***Společná obchodní zóna s elektrinou mezi SRN a Rakouskem***

Díky existenci společného trhu mezi SRN a Rakouskem, nejsou na hraničních profilech pořádány aukce a dochází zde pouze k běžnému obchodování. Tento trh je dostatečně velký, aby se našel pro nadvýrobu odběratel, nicméně problémem zůstává nedostatečná kapacita přenosových cest.

- ***Nedostatečná motivace provozovatelů PS v SRN***

Podle stávající legislativy musí soustava přednostně odebrat elektrickou energii z OZE a není možné za normálního stavu tuto dodávku omezovat. Změna výroby znamená vynaložení nemalých finančních prostředků pro žadatele.

- ***Staré VtE nelze dispečersky řídit***

Aplikace systému dálkového omezování výroby činného výkonu u těchto VtE vyžaduje velké dodatečné investiční náklady pro stávající provozovatele.

- ***Nedostatečná přenosová kapacita mezi severem a jihem SRN***

Kapacita vedení byla po připojení bývalého východního Německa k SRN dostačující až do doby masivního připojování OZE, bohužel výstavba potřebné kapacity nebyla v požadovaném čase možná. Existuje však historicky silné propojení bývalých zemí RVHP. Pro přenos výkonu ze severu Německa na jih se podílí sousední Polsko a ČR.

- ***Přečerpávací elektrárny v Rakousku***

Akumulace nadbytečné elektrické energie je velmi elegantní řešení, bohužel ne z pohledu Českého nebo Polského provozovatele PS. Rakouské přečerpávací elektrárny mohou díky své velké kapacitě čerpat bez přestávky i celý týden, což vede po celou dobu za dobrých povětrnostních podmínek k velkým přetokům elektrické energie přes naše území.

- ***Odstavování Jaderných elektráren***

Ukončení provozu JE zejména na jihu Německa povede ke změně toku činného výkonu. V regionu není počítáno s adekvátní náhradou o relevantním instalovaném výkonu.

Dalšími důvody jsou obchodní zájmy provozovatelů PS, nedostatečné technické prostředky k odklonu toku činného výkonu přes naše území, absence centrálního dispečinku ENTSO-E, vzdálenost OZE od místa spotřeby, atd. [12]

1.3.2 Možná řešení problému s připojováním VP

Příčiny je možno řešit několika způsoby [12]:

- ***Výstavba přenosových vedení***

Tempo výstavby nových přenosových vedení neodpovídá tempu výstavby VtE na severu Německa.

- ***Transformátory s řízeným posuvem fáze***

Jsou budovány za účelem spolehlivé a bezpečné dodávky elektrické energie PS ČR. Pomocí nich bude možné regulovat přetoky elektrické energie, podobně jako je tomu dnes na hranicích Německa s Belgií a Nizozemím.

- **Podmořské kabely do Norska**

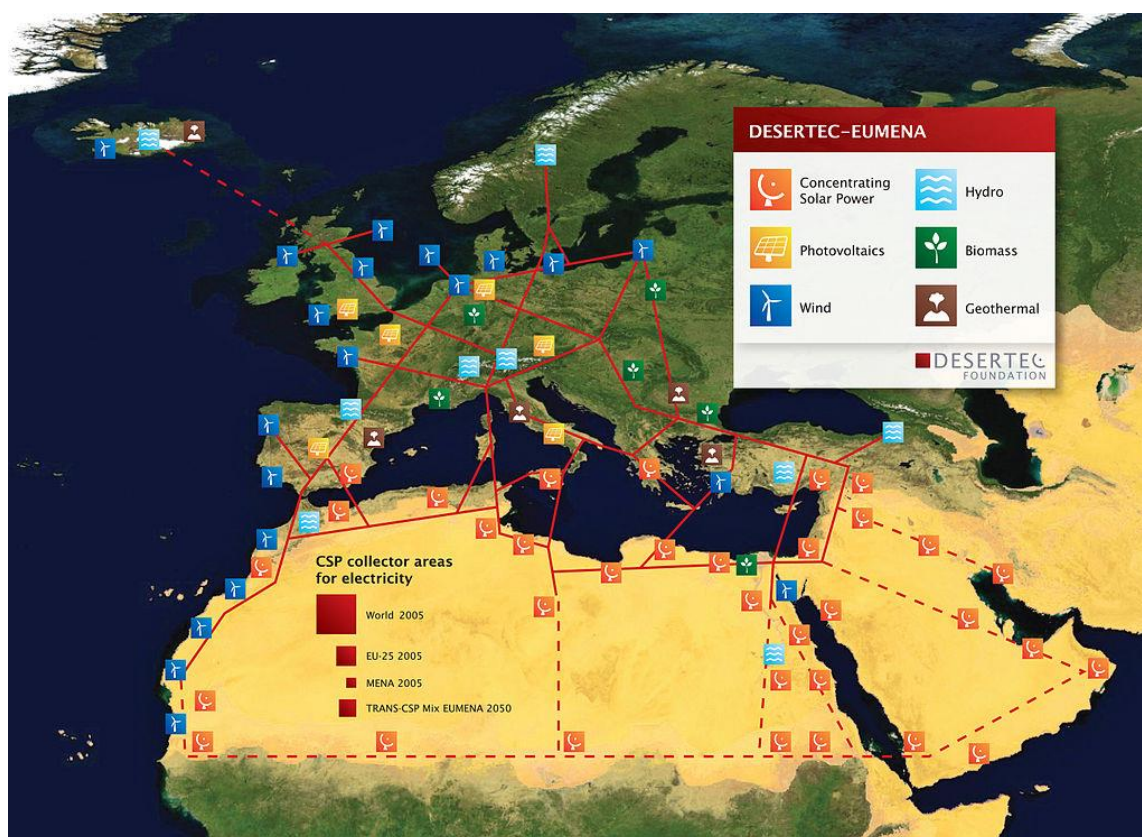
Norsko disponuje obrovskými vodními zásobníky pro přečerpávací vodní elektrárny. Část elektrické energie ze severu Německa by mohlo v době nadbytku odebrat právě Norsko.

- **Výstavba zařízení pro akumulaci elektrické energie**

Myšlenka akumulace elektrické energie se jeví jako velmi elegantní řešení nestálosti výroby OZE. Pro tuto myšlenku mohou být využita zařízení na bázi chemické přeměny energie jako je akumulátor, superkapacitor, průtoková baterie nebo technologie přeměny elektrické energie na vodík (P2G). Také lze využít elektromechanického principu přeměny energie prostřednictvím přečerpávací elektrárny, setrvačnicku nebo kompresorů. [14]

- **Super grid**

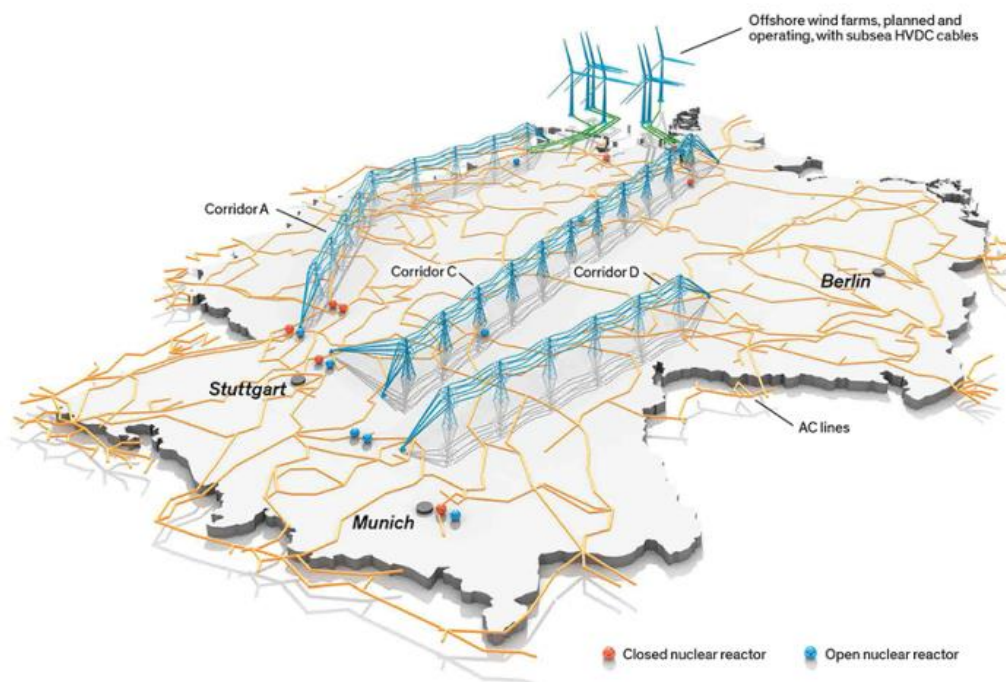
Jedná se o projekt nových elektrických přenosových vedení v řádech GW, které by propojili středozevní, severomořskou oblast a Baltské moře včetně pobřeží.



Obr. 1-10 Uvažovaná Supersít' [15]

- **Projekt HVDC koridorů**

Vybudování vysokonapěťových stejnosměrných vedení, které by přenesli energii na velké vzdálenosti z místa výroby do místa spotřeby, kde by se napětí transformovalo zpět na střídavé [15]. 10 miliard USD je částka, kterou se budou financovat tři vysokonapěťové stejnosměrné HVDC koridory od severu k jihu. Na Obr. 1-10 naznačený zamýšlený záměr.



Obr. 1-11: projekt HVDC koridorů [15]

- **Výstavba nových přečerpávacích elektráren**

Potenciál pro výstavbu PVE v ČR není zcela vyčerpán. Do výstavby PVE se plánuje investovat zejména v Rakousku a Švýcarsku. Také Německo hodlá investovat nemalé prostředky v tomto odvětví zejména v alpské oblasti. [16]

- **Větrné elektrárny s vlastní akumulací elektrické energie**

Určité množství elektřiny je uchováno v místě výroby a zpětně využito k dodávce elektřiny do sítě v době poklesu výkonu VtE.

- **Umístování přípojných míst s velkým odběrem blízko VP**

Tímto způsobem by bylo možné předcházet nežádoucím přetokům způsobeným velkou vzdáleností mezi velkými VP a místy spotřeby elektrické energie.

2 Technologie HVDC

Transport energie na velké vzdálenosti řádově stovky km z místa výroby elektřiny ke spotřebitelům (velká města, PVE, průmyslové oblasti) vyžaduje technické, ekonomické a environmentální aspekty. Nestálé větrné proudění může ohrozit bezpečnost a spolehlivost elektrické dodávky. Jejich podíl na celkovém množství vyrobené elektrické energie neustále roste. HVDC technologie umožňuje posílit dodávku elektrické energie a integrovat obnovitelné zdroje energie do elektrizační soustavy.

2.1 Historie přenosu elektrické energie

Thomas Edison (1847-1931) a Nicolas Tesla (1856-1943) byli průkopníci rozvodů stejnosměrného (DC) a střídavého proudu (AC). Edisonův napájecí systém 110V DC osvětlil ulici v New Yorku dne 4. září 1882 a Teslův dvoufázový 240 V, 25 Hz AC osvětlil expozici Kolumbie na světovém veletrhu v Chicagu dne 16. listopadu 1893. Edison vyrobil DC motor a Tesla navrhl AC motor. Společnost General Electric podpořila Edisona a jeho stejnosměrný systém a společnost Westinghouse chovala myšlenku Teslovo flexibilního systému střídavého napájení. AC / DC rotační měniče byly vyvinuty jako rozhraní mezi AC / DC systémy napájení. Nakonec zvítězil AC rozvod nad DC, který vykazoval menší ztráty než rozvod stejnosměrný a to z důvodu možnosti transformace napětí na vyšší napěťovou hladinu. Po druhé světové válce se přešlo na třífázové standarty v Evropě 120/230V (50 Hz) a v USA 120/230 V (60 Hz) [17]. Renesanci zažívá DC rozvod ve 30. letech 20. století vynálezem rtuťových usměrňovačů, které usnadnily přeměnu střídavého napětí na stejnosměrné oproti stávajícím rotačním měničům. První HVDC vedení bylo spuštěno v roce 1954 mezi Švédským pobřežím a ostrovem Gotland. Objev Tyristorů potažmo tyristorových měničů umožnil nahradit původní rtuťové usměrňovače. První instalace tyristorů proběhla na jaře roku 1967 na lince Gotland. V současnosti jsou vytlačovány původní tyristory zejména IGBT tranzistory. [17]

2.2 Rozvodna stejnosměrného napětí

Součástí každého stejnosměrného vedení je měnič v režimu střídače, která je situována na počátku vedení a usměrňovače na konci vedení, která obě měnírný propojuje. Nepostradatelnou součástí každé měřírny je:

- *Měničový transformátor*

Slouží k navýšení napětí na jmenovitou vstupní hodnotu měniče. Vstupem je pak dvojitě 3f napájení s fázovým posuvem 30 nebo 150 stupňů a to z důvodu omezování složek zejména 5. a 7. harmonické. Dále plní funkci galvanického oddělení DC a AC systémů jako reaktivní impedance k omezování zkratových proudů.

- *Dvanáctipulzní tyristorový nebo IGBT měnič*

V současnosti rozlišujeme dva typy měničů pro účely HVDC – LCC (Line Commutated Converters) a moderní VSC (Voltage Source Converters).

Dvanáctipulzní měnič se skládá ze dvou do série zapojených šestipulzních měničů v můstkovém zapojení. Umí přenášet energii v rozsahu 1000 – 5000 MW.



Obr. 2-1: Hala s měničovými prvky, NorNed Eemshaven [19]

LCC jsou měniče osazovány nejčastěji tyristory. Pro vypnutí potřebují změnu polarity ve střídavé síti, kterou jsou napájeny. LCC bývá také někdy nazývána CSC (current source converters) [19], protože se chovají jako proudové zdroje. Proud protéká ve vedení jedním směrem. Otočením polarity se směr proudu obrací. Technologie LCC je díky svým velkým rozměrům vhodná spíše pro pevninské aplikace. [18]

VSC je založená na technologii IGBT tranzistorů, které lze jednoduše spínat i rozpínat. Není tedy potřeba prvky vypínat komutací sítě. Tranzistory je možné spínat mnohonásobně vyšší frekvencí, které bohužel vedou na vyšší ztráty. Měnič lze s výhodou použít pro řízení jalového výkonu a je možné tento výkon injektovat do střídavé sítě. Takto provedené rozvodny mají až poloviční rozměry oproti LCC technologii a proto je možné je použít v instalacích na otevřeném moři. [18]

- ***Vyhlazovací tlumivky***

Omezují zvlnění stejnosměrného proudu a přerušovaný proud, který je nežádoucí zejména kvůli přepětí. Redukují vliv poruchových proudů a zabraňují rezonanci na určitých kmitočtech. Díky sériovému řazení přispívá k omezování vyšších harmonických. [18][19]



Obr. 2-2: Tlumivky v HVDC rozvodně 800 kV v západní Číně [18]

- ***Filtry střídavého a stejnosměrného proudu***

Filtry pro střídavý proud jsou umístěny na straně střídavého napětí. Dvanácti pulzní LCC měniče potřebují jalový výkon, který činí až 60 % z přeměněného činného výkonu. Z tohoto důvodu vznikají vyšší harmonické proudy, které je nutné filtrovat. Stejnosměrné filtry jsou navrženy tak, aby odstranily vyšší harmonické na stejnosměrné části vedení a omezily tím rušení.

- ***Ochrany***

2.2.1 Výhody stejnosměrného přenosu

- ***Snadnější řízení přenosové soustavy***

Využitím stejnosměrného přenosu není nutné udržovat všechny zdroje v synchronismu.

- ***Stačí menší počet vodičů***

Oproti střídavým 3f soustavám stačí pouze 2 vodiče, jedná-li se o zemní návrat proudu, postačí pouze jeden vodič.

- ***Eliminace skinefektu***

Nedochází k vytlačování proudu na povrch vodiče, který má za následek větší odpor vodiče. Vodiče tak mohou mít menší průřez.

- ***Vyšší stabilita přenosové soustavy***

Při poruše jednoho z vodičů lze u běžně používaných dvupólových uspořádání provozovat vedení s poloviční kapacitou.

- ***Žádné kompenzační stanice***

U HVDC není třeba regulace jalového výkonu.

- ***Nížší ztráty v přenosu výkonu***

Výrazné snížení ztrát způsobených u střídavých vedení jalovým výkonem, korunou, atd. Na 1000 km vedení vychází ztráty zhruba 3 %.

- **Možnost propojení různých přenosových soustav**

Soustavy lze propojovat bez ohledu na frekvenci.

- **Nemusí se budovat nové trasy**

S výhodou lze využít stávající vedení, zbylý třetí vodič může sloužit jako záložní, což zvyšuje spolehlivost přenosu. [18]

2.2.2 Nevýhody HVDC

- **Technicky náročnější změna velikosti napětí**

Jedná se o základní nevýhodu, kterou u stř. rozvodů zajišťuje jednoduše transformátor.

- **Pouze pro přímá spojení dvou bodů**

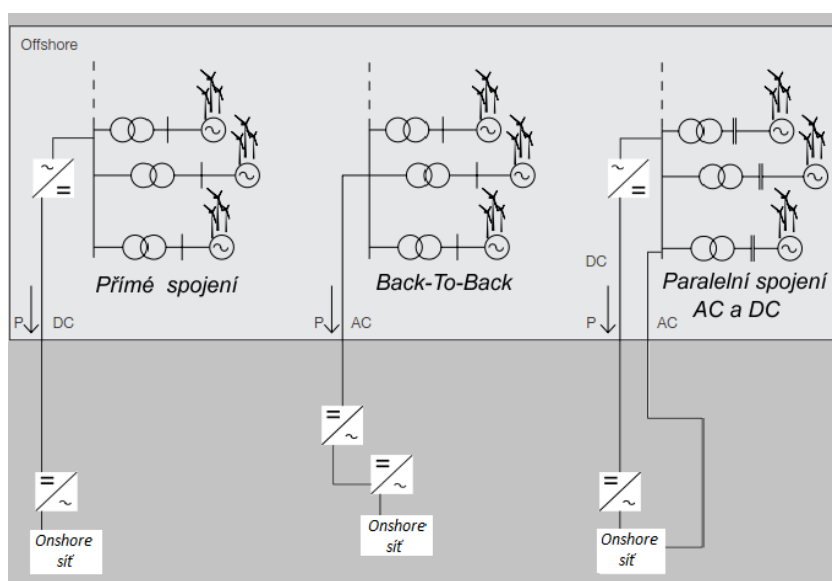
Každá další odbočka znamená investici do nové měnirny.

- **Ztráty na polovodičových součástkách v koncových měnirnách**

Tyto ztráty se projevují především na kratší vzdálenosti. [18]

2.2.3 Konfigurace stejnosměrných sítí

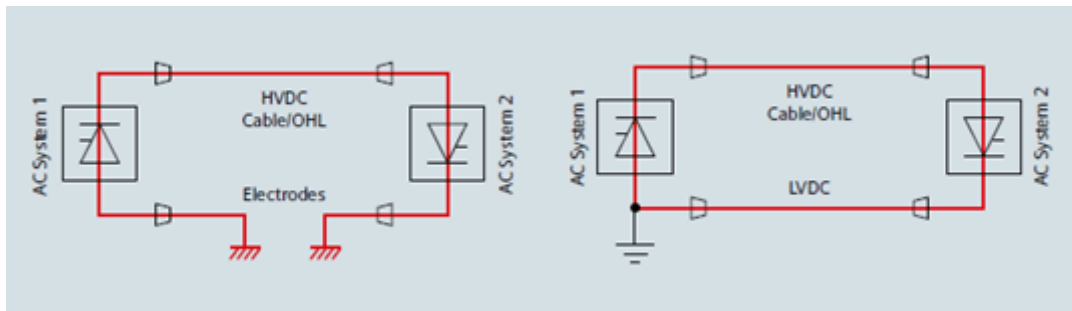
DC sítě jsou nejčastěji navrhovány jako přímé jednopólové, dvojpólové, vedení „nulové délky“ tzv. Back-to-Back nebo paralelní provedení HVDC a HVAC.



Obr. 2-3: Alternativy připojení HVDC k ES [33]

- **Jednopolové uspořádání**

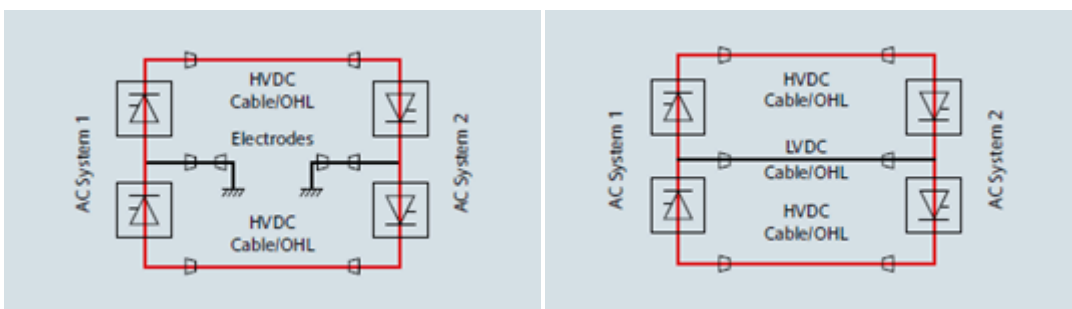
Používá se pro vedení stejnosměrného proudu pouze jedním vodičem, jako zpětný vodič proudu do měřiny se využívá země nebo moře. Spojení měřin se provádí pomocí zemnicích elektrod. Toto uspořádání se využívá ve spojení s podmořskými kabely. V případě, že nelze použít moře jako zpětný vodič, je možné použít další vodič i za cenu vyšších pořizovacích nákladů a ztrát. [18][19]



Obr. 2-4: Jednopolové uspořádání se zemním návratem a se zpětným vodičem [18]

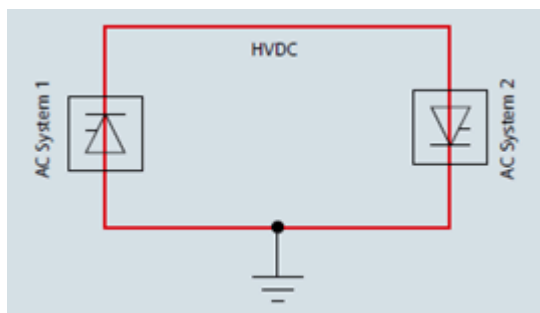
- **Dvoupólové vedení**

Skládá se ze dvou 12pulzních měničů a dvou vodičů. Napětí vodičů je stejně veliké, ale má opačnou polaritu. Zemí nebo speciální vodičem protéká malý vyrovnávací proud. Výhodou oproti jednopolovému uspořádání je dvojnásobná kapacita. Toto zapojení může v případě poruchy využít druhý vodič jako návratovou cestu pro proud, vedení je pak schopno provozu, ale s poloviční přenosovou kapacitou. To samé platí i při poruše na jednom z vedení, kdy je pro návrat proudu využita zem anebo třetí vodič. [18][19]



Obr. 2-5: 2pólové uspořádání se zemním návratem nebo zpětným vodičem [18]

- **Vedení „nulové délky“ (back-to-back)**



Obr. 2-6: Konfigurace sítě Back-to-Back [18]

Měniče se v tomto případě nacházejí ve velmi těsné vzájemné vzdálenosti, nejčastěji v jedné místnosti. Smyslem toho uspořádání je propojení dvou nesynchronních střídavých soustav, které mohou sloužit jako nástroj pro změnu směru toku energie. Vzhledem ke krátké vzdálenosti vedení jsou ztráty minimální a z tohoto důvodu mohou pracovat tyto stanice s poměrně malým napětím řádově desítky kV. Díky tomu může být snížen počet sériově řazených součástí, zároveň je možné snížit nároky na izolační vzdálenost a tím zmenšit prostor uvažovaný pro umístění měničů. [18][19]

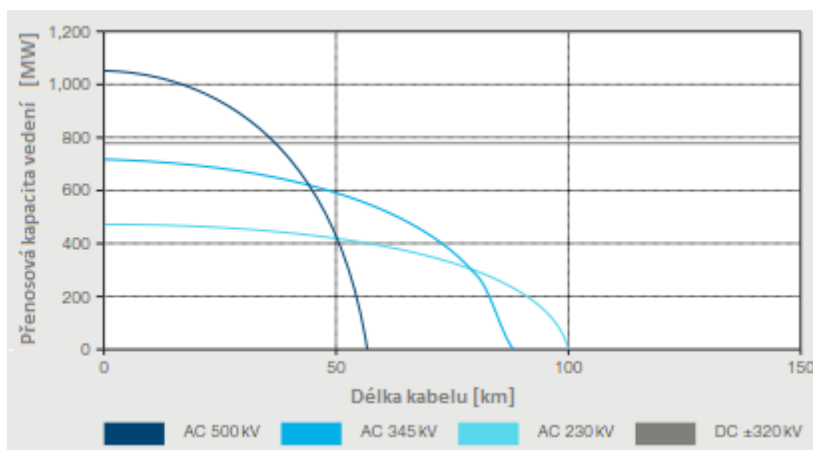
2.3 Hodnocení technologie HVDC

Střídavý rozvod byl pro své vlastnosti, zejména snadnou změnu napětí, upřednostňován posledních více než 100 let. A přesto naráží na některá omezení jako je přenosová kapacita, vzdálenost a nemožnost propojení dvou soustav o různé frekvenci.

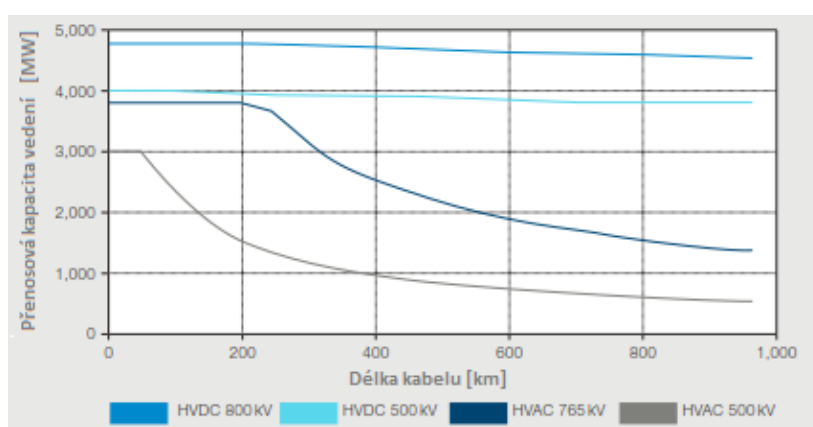
S úsvitem nové éry v energetice přichází potřeba budovat chytřejší síť. Očekává se, že HDVC bude hrát v energetice čím dál tím větší roli a vystřídá svůj stávající post coby doplněk ke konvenčním střídavým sítím. [17]

Přenos energie pomocí HVDC je vhodnou metodou jak realizovat stabilní přenos také díky možnosti regulace jalového výkonu. HVDC je také schopen přenášet energii na velmi dlouhé vzdálenosti s nízkými elektrickými ztrátami. Tato technologie se jeví jako klíčová pro přenos výkonu z velkých větrných parků, které jsou jen velmi zřídka situovány v blízkosti velkých aglomerací potažmo jiných míst s velkou spotřebou. [19]

Ztráty ve střídavých rozvodech jsou dány impedancí $Z (=R+jX)$ potažmo její imaginární částí. Velká kapacita kabelů znevýhodňuje střídavý přenos od 50 km, v případě vzdušných vedení se jedná o vzdálenost nad 600 km. [17]



Obr. 2-7: Přenosová kapacita kabelových vedení AC a DC [19]



Obr. 2-8: Přenosová kapacita vzdušných vedení AC a DC [19]

Proč zvolit HVDC a ne HVAC je často složité posoudit, buď je HVDC nezbytné a žádoucí z technického hlediska nebo jsou ve výsledku nižší celkové investice, včetně nižších ztrát nebo je to výhodnější z hlediska životního prostředí. Ve výsledku bývá často realizace kombinací výše uvedených důvodů. [19]

Další vhodnou aplikací jsou HVDC koridory, které by spojovaly dvě od sebe vzdálená místa s možností přenést výkon v řádech GW. Vzdálenosti mezi výrobou a spotřebou často bývají i stovky kilometrů.

3 Akumulace energie

Udržovat výkonovou bilanci mezi spotřebou a výrobou elektrické energie v síti je s rozvojem obnovitelných zdrojů stále problematictější. Řešení, které by dokázalo vyřešit

skladování elektrické energie je pro budoucnost odvětví OZE zásadní. Energii v současné době uchováváme ve vodních rezervoárech přečerpávacích vodních elektráren, bateriích, setrvačnicích [21] a ostatních technologiích, které budou v následujícím textu blíže popsány.

Jedním z možných řešení, které se nabízí, je metoda uchovávání elektrické energie ve formě energetických plynů jako je vodík nebo metan. Vodík lze metanizovat a následně zpracovaný plyn distribuovat prostřednictvím stávající infrastruktury plynárenské sítě v regulační stanici zemního plynu. Kapacita zásobníků a plynovodů dosahuje v Německu 200000 GWh. [21]

3.1 Technologie Power to Gas

Power to Gas, zkráceně P2G je technologie, která využívá princip přeměny elektrické energie na plyn, jako je vodík nebo metan. Takto získaná paliva je možné následně přidat do stávajícího rozvodu zemního plynu, aniž by se negativně ovlivnila jeho spalovatelnost. Jedná se o formu akumulace přeměnou elektrické energie získané zejména z OZE, hlavně v solárních a VtE v době, kdy je elektrické energie nadbytek a není pro ni jiné vhodné využití. [21]

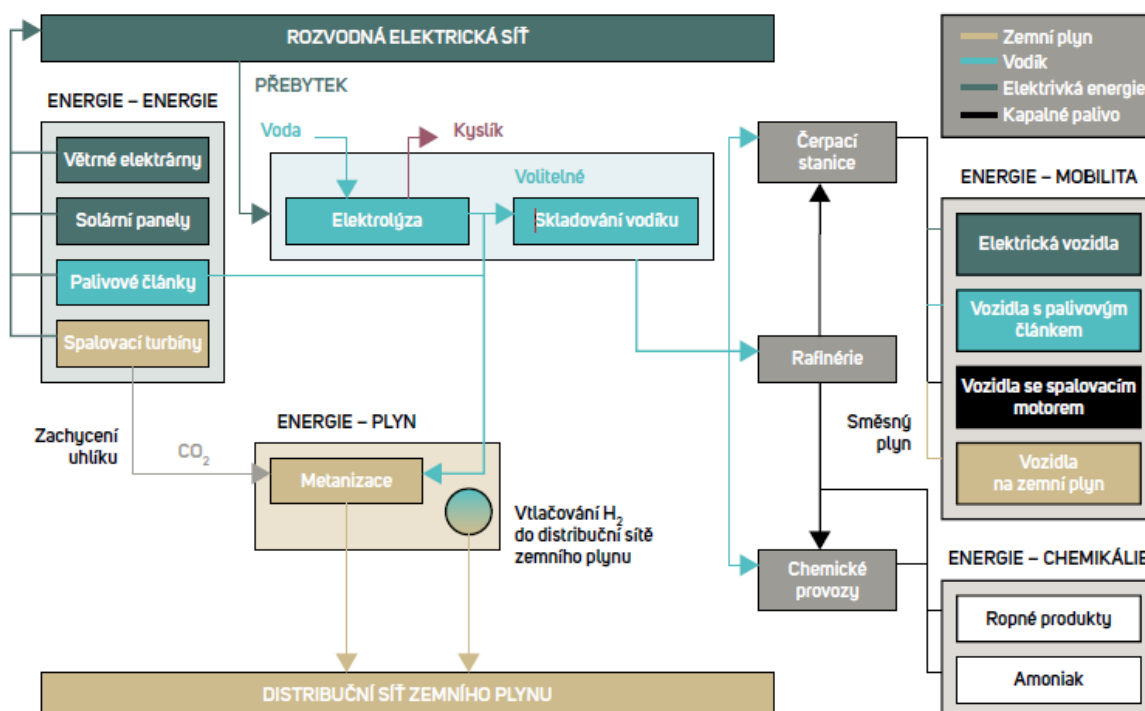
3.1.1 Výroba vodíku

P2G využívá pro výrobu vodíku technologii elektrolýzy vody. Přebytek elektrické energie může být použit k výrobě vodíku pomocí elektrolýzy vody. Vodík může být společně s vhodným zdrojem uhlíku přeměněn na metan nebo ho lze přidávat do stávající infrastruktury zemního plynu a to do výše 2 % objemu bez vlivu na jeho vlastnosti během hoření [21][22]. Vodík lze následně využít jako palivo pro automobily s palivovým článkem. Technologický vývoj palivových článků, rovněž přispěl ke zlepšení technologií elektrolýzy vody. [23]

Elektrolýza vody je elektrochemické reakce, kterou se získá H_2 a O_2 (rov. (3.1)), tuto reakci lze rozdělit do 2 stupňů. Na záporně nabitě katodě probíhá redukční reakce (rov. (3.2)), zatímco oxidační reakce probíhá prostřednictvím nabitě anody (rov. (3.3)). V závislosti na použité technologii, může být nosič náboje OH^- , H_3O^+ , nebo O_2 - (viz příloha 1).



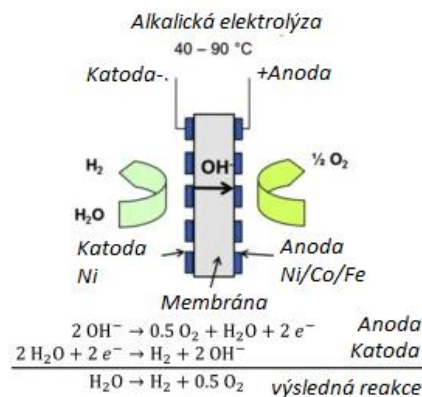
Existují tři různé technologie elektrolýzy vody, které jsou zajímavé pro P2G:



Obr. 3-1 Schéma vodíkové ekonomiky založené na využití přebytků elektrické energie [22]

- **Alkalická elektrolýza (AEL)**

Jedná se o elektrolýzu s tekutým elektrolytem, která je delší dobu komerčně využívána. S tímto faktem jsou spojeny nízké pořizovací náklady. Elektrolyt se skládá z vodného roztoku hydroxidu draselného s koncentrací 20-40 % hmotnosti. Elektrody jsou vyrobeny z perforované oceli a katalyzátorů na bázi niklu, kobaltu nebo železa. [24] Jsou od sebe odděleny vysoce izolační membránou (viz obr. 2). Typické provozní teploty se pohybují kolem 80°C



Obr. 3-2: Princip AEL [24]

při relativně nízké proudové hustotě 0,2-0,4 A/cm². Nejúčinnější elektrolyzéry dosahují účinnosti až 67 % (vztaženo k výhřevnosti vyrobeného vodíku). Má nižší účinnost, doba náběhu se při studeném startu se pohybuje v současnosti v řádech několika sekund. [21][22]

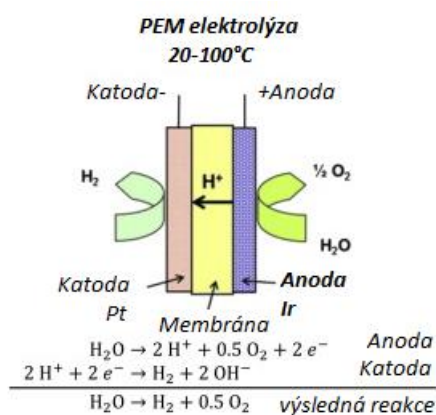
Z hlediska dynamiky jsou alkalické elektrolyzéry vody pomalejší než PEM elektrolyzéry v důsledku setrvačnosti obvodu. Investiční náklady se u velkých elektrolyzérů odhadují od 1000 €/kW_{el}, ale očekává se pokles asi na 500 až 600 €/kW_{el}. [24]

- **PEM elektrolyza**

V porovnání s AEL je PEM (z angl. Proton Exchange Membrane) [24] relativně nová technologie. První komerčně použitelný elektrolyzér byl ke koupi v roce 1978 [23]. Jedná se o kyselou elektrolyzu s polymerním membránovým elektrolytem [21]. Tato technologie je mnohem flexibilnější než AEL, má rychlejší náběh na provozní teplotu, snadněji se tedy přizpůsobí

výkyvům výroby OZE [22]. Provozní teploty jsou omezeny na asi 80 °C s ohledem k polymernímu materiálu. Membrána umožňuje vysokou proudovou hustotu 0,5-2 A/cm². Díky nepropustnosti plynů může pracovat i při velmi nízkém zatížení 0-5 % jmenovitého tlaku. Vodík může být produkován při tlacích až do 10 MPa, přičemž je možno současně vyrábět kyslík při atmosférickém tlaku, čímž se zabrání bezpečnostnímu problému s manipulací se stlačeným kyslíkem a také se zvyšuje účinnost procesu. [24]

Nevýhodou elektrolyzy zůstává poměrně vysoká cena spojená s použitými materiály. Požadované ušlechtilé katalyzátory (Platina, Iridium, Ruthenium), elektrody na bázi titanu a polymerní elektrolyt na bázi fluorové chemie [21][22][24] vede k současným investičním nákladům ve výši přibližně od 2000 €/kW_{el}. Zlepšením energetické účinnosti se odhaduje, že náklady klesnou na 500 €/kW_{el}. [24]



Obr. 3-3: Princip PEM [24]

- **Vysokoteplotní parní elektrolýza SOEC**

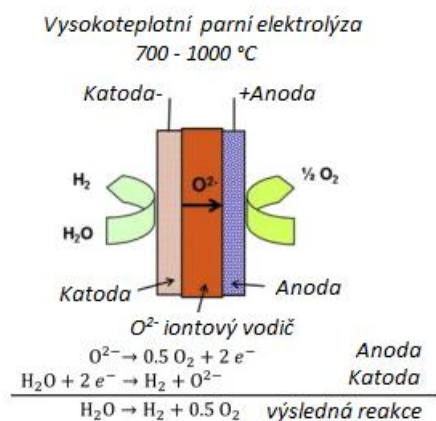
Vyvinuta v Německu v letech 1975 až 1987, zatím existuje pouze v laboratorních podmínkách. Reakce probíhají ve vysokoteplotním elektrolyzáru (SOEC zkratka z angl. Solid Oxide Electrolyzer Cell), elektrolyt je pevný skládá se z kyslíku a yttria stabilizovaného oxidem zirkoničitým. Článek pracuje v rozmezí teplot 700 - 1000 °C s párou místo kapalné vody. Principiálně jde o reverzní palivový článek s pevnými oxidy [21][22][24]. Termodynamická reakce vzniká ve vodě, při štěpné reakci za zvýšených teplot, díky tomu stačí dodat jen část energie ve formě elektřiny, zbytek potřebné entalpie může být doplněn zdrojem tepla. Elektrická účinnost je dána poměrem chemicky vázané energie na výstupu a elektřinou na vstupu, díky tomu může hypoteticky překročit hranici účinnosti 100 %. [24]

Největší výzvou ve vývoji systémů SOEC je rychlá degradace materiálu a omezená dlouhodobá stabilita. Oba problémy vznikají v důsledku vysoké provozní teploty. Navíc vysoká teplota způsobuje, že výsledný produkt z elektrolyzáru je směs vodíku a vodní páry, a to vyžaduje další zpracování, čímž se nadále zvyšují náklady [23]. Klíčové provozní parametry tří technologií elektrolýzy jsou shrnuty v příloze 1.

V současné době je předpoklad, že náklady na AEL budou podstatně nižší než u PEM. V současné době jsou investice do systému PEM dvojnásobné než do systému AEL. Investice do AEL je řádově 1000 €/kW, to odpovídá 5060 €/h/m³ vodíku (při 70 % elektrické účinnosti), přičemž náklady jsou závislé na konkrétních podmínkách (např. tlak a velikost). Podle společnosti Siemens bude PEM elektrolýza k dispozici pod 1000 €/kW již v roce 2018. [23]

3.1.2 Výroba metanu

Metanizace je proces přeměny vodíku na syntetický zemní plyn (SNG). Využívá se při tom principu Sabatierovy reakce, tento proces je založen katalytickou hydrogenací oxidu uhličitého na metan a je provozován při teplotách 250-400 °C, s tlakem 1-80 bar, za použití



Obr. 3-4: Princip SOEC [24]

niklu a ruthenia jako katalyzátorů. Následně vyrobený SNG odpovídající čistoty lze přimíchat v regulační stanici zemního plynu. [23][24]

Metanizace se provádí v biologických nebo katalytických reaktorech. Pro srovnání technologií metanizace, byly vybrány různé parametry:

- ***Dosažitelná kvalita plynu z plynného produktu***
- ***Objem reaktoru potřebný k dosažení požadované kvality plynu a objemového průtoku***
- ***Složitost nastavení procesů***

Vzhledem k tomu, že metanizační reakce je exotermní, nejvyšší konverze se dosahuje při nízkých teplotách, zatímco současně vede ke snížené kinetice. Metanizace se často provádí ve dvou krocích. V průběhu reakce se uvolní ve formě tepla asi 17 % z celkové chemické energie vodíku, což omezuje maximální dosažitelnou účinnost na 83 %. Nicméně náklady na kompletní systém včetně elektrolyzéry, komprese a ostatních periférií se odhadují od 2000 €/kW_{el}. [24]

3.1.3 Zdroje CO₂

Kromě vodíku je oxid uhličitý druhým nezbytným reaktantem v procesu metanizace, ten by měl být v ideálním případě dodáván o vysoké čistotě s rychlou změnou průtoku tak, aby vyhovoval měnící se poptávce. Možné zdroje CO₂ jsou [24]:

- ***Elektrárny spalující fosilní palivo***

Oxid uhličitý je možné získat několika způsoby. Chemickou nebo fyzikální absorpcí, membránovou nebo kryogenní separací. Elektrická energie vložená do procesu separace se odhaduje v rozmezí 100-240 kW/t (CO₂), tento fakt snižuje účinnost celého procesu o 2-5%. Navzdory technické proveditelnosti zůstává nevýhodou doprava z elektrárny do metanizačního zařízení.

- ***CO₂ z biomasy***

CO₂ v tomto případě získává fermentací rostlin. K výrobě není zapotřebí žádná další energie.

- **CO₂ z průmyslových procesů**

Největšími producenty CO₂ je ocelářský průmysl a cementárny.

- **CO₂ ze vzduchu**

V tomto procesu se získává CO₂ ze vzduchu pomocí silných zásad jako hydroxid sodný nebo draselný. Díky tomu je tato technologie energeticky a finančně velmi náročná, cena za tunu CO₂ se pohybuje okolo 1000 €. Výhodou je, že tato technologie umožňuje získávat CO₂ téměř kdekoli, čímž odpadá přeprava tohoto plynu.

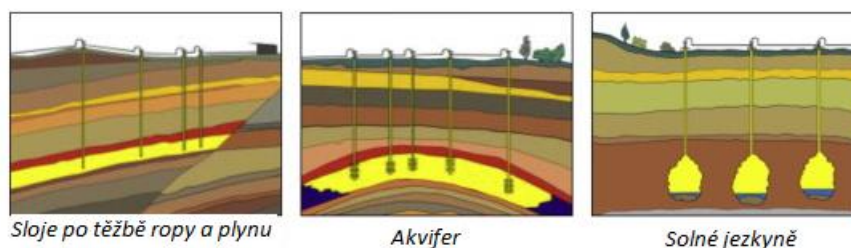
3.1.4 Účinnost přeměny pomocí P2G

Účinnost výroby vodíku pomocí elektrolýzy dosahuje až 80%, proces následné metanizace se pohybuje okolo 90 %, účinnost celého procesu získávání metanu se udává kolem 70 %. Celková účinnost je v konečném důsledku ovlivněna využíváním vzniklého tepla a metodou pro získávání oxidu uhličitého. Přeměna elektřiny na plyn a jeho následná přeměna zpět na elektřinu dosahuje účinnosti u vodíku kolem 45 % a v případě metanu 40 %. [21]

3.1.5 Skladování plynů

3.1.5.1 Sklad metanu

Pro dlouhodobé skladování v řádech několika týdnů, k tomuto účelu se využívají zejména podzemní zásobníky plynu, to vyžaduje kapacity řádově TWh. Vhodné útvary pro podzemní úložiště se nachází v porézní hornině s nepropustným nadložím nebo umělé jeskyně v halitu. Oba typy úložišť se používají po celém světě pro uložení plynu a ropy. Také použitelné, ale menšího významu, jsou již nefunkční důlní závody a skalní jeskyně [24]. Základní struktury těchto typů úložišť jsou znázorněny na obr. 3-5.



Obr. 3-5: Základní struktury podzemních úložišť plynu [24]

3.1.5.2 Skladování vodíku

Dočasné uskladnění vodíku je důležité s ohledem na nestálost výroby elektrické energie a tím i přerušovaného provozu elektrolyzátoru. Nabízí se několik možností, jak vodík skladovat, vodík lze skladovat v nádržích na stlačený plyn nebo na kryogenní stlačený kapalný vodík, v metal-hydridových uložiscích nebo v podzemních zásobnících stejně jako metan. Vzhledem k technické náročnosti a nízké energetické efektivitě se skladování kryogenního vodíku pro technologii P2G nehodí.

3.1.6 Koncové využití technologie P2G

Pro vyhodnocení ekologického a ekonomického potenciálu vodíku a metanu z OZE, je bližší pohled na věc zcela zásadní. Oba plyny mohou být injektovány do NG infrastruktury a slouží jako přímá náhrada konvenčního zemního plynu. V roce 2010 dosáhl trh v Německu spotřeby zemního plynu 820 TWh [24]. Pro metan neexistují žádná další omezení, zatímco injektáž vodíku je omezena technickými možnostmi. Čistý vodík lze použít jako palivo pro vozidla s palivovým článkem.

3.1.6.1 Stacionární aplikace vyživující produkty P2G

Mezi hlavní způsoby využití zemního plynu patří vytápění v domácnostech, obchodu a službách, centralizovaná výroba elektřiny v plynových turbínách a decentralizovaných kombinovaných teplárnách a elektrárnách. Přidávání vodíku do zemního plynu mění vlastnosti spalování, například tím, že se mírně zvýší teplota spalování, dále snižuje časy zpoždění zapálení a zvyšuje laminární rychlost plamene. Současná omezení pro plynové turbíny jsou 3-4 % obj. H_2 , ale odhaduje se, že nový systém se bude schopen vyrovnat s vyššími hodnotami okolo 10 až 15 % obj. H_2 . Zkušenosti se spalováním vodíku v pístových motorech zatím nejsou prakticky žádné. Praktický vliv H_2 jako příměs paliva v pístových motorech musí být proto ještě dále zkoumána. U domácích aplikací se počítá s obsahem vodíku až 20 % obj. [24]

3.1.6.2 Mobilní aplikace vyživující produkty P2G

Vodík a metan z OZE může být použit ke snižování emisí CO_2 v odvětví dopravy. Automobily mohou využívat vodíku, metanu nebo jejich směs v konvenčních spalovacích

motorech (ICEs – z angl. Conventional internal combustion engines) nebo při použití čistého vodíku v palivových článcích elektromobilů (FCVs – z angl. Fuel Cell Electric Vehicles). [24]

V současné době jsou osobní automobily (ICE) s pohonem na stlačený zemní plyn (CNG) komerčně dostupné. Jsou odvozeny od benzínových modifikací ICE s použitím tlakových nádob provozovaných až do 20 MPa CNG. Tlakové nádoby CNG jsou vyrobeny z celokovových nebo kompozitních materiálů s kovovými nebo nekovovými vložkami. Jako příklad lze uvést, že spotřeba paliva Audi A3 TCNG je nižší než 4 kg CNG na 100 km nebo 56 kWh CNG na 100 km, což odpovídá emisím CO₂ ve výši méně než 113 g CO₂/km. Pokud jde o směsi H₂ a CNG, očekává se, že palivové systémy a spalovací motory budou spolehlivě pracovat se směsí až do 30 % H₂, ale skladovací nádoby bude nutné omezit do maximální koncentrace 2 % H₂. Možnost používat čistý vodík v oblasti ICEs byl zkoumán automobily BMW, Ford, MAN a Mazda, ale v této oblasti výzkumu došlo k poklesu aktivity, protože účinnost je srovnatelná s běžnými ICEs. Proto se výzkum využití čistého vodíku přesunul do FCVs. [24]

3.2 Posouzení alternativ využití produktů P2G

Kromě efektivity je nutné posuzovat způsob využití produktů P2G z ekonomického hlediska. Investiční náklady a tržní potenciál mají konečný vliv na výběr scénáře procesního řetězce. Nabízí se tři varianty:

- *Přidávání vodíku z OZ do stávající infrastruktury NG*
- *Přidávání metanu z OZ do stávající infrastruktury NG*
- *Využití vodíku v infrastruktuře pro silniční dopravu*

Scénáře byly založeny na budoucí struktuře výroby elektrické energie v Německu v závislosti především na VP na pevnině (169 GW) a na volném moři (70 GW). Toto tvrzení se opírá o hodnoty z roku 2010.

V dobách nízké produkce větrné energie, bude využíván zemní plyn v elektrárnách na bázi otevřených plynových turbín a elektrárnách s kombinovaným cyklem, které budou

využívány ke kompenzaci ztráty výkonu. V době špičky obnovitelných zdrojů vzniká přebytek energie, ten se převádí na vodík pomocí elektrolyzérů. Vzhledem k tomu, že vrcholového výkonu až 164 GW dochází pouze několikrát do roka [24], instalovaný výkon elektrolyzérů může být snížen tak, aby se zvýšil počet provozních hodin. Z tohoto důvodu byla stanovena kapacita instalovaných elektrolyzérů na 84 GW_{el} (59 GW_{H₂}), což má za následek krácení 7 % z celkového přebytku energie, produkce ~178 TWh vodíku ročně a asi 3000 h provozu s plným zatížením ročně. Co se týče třetího scénáře, návrh na využití vodíku infrastruktury dodávající 9800 čerpacích stanic a s tím spojené investiční náklady byly převzaty z [24] a jsou uvedeny v příloze 2.

3.2.1 Hodnocení technologie P2G

Rostoucí podíl kolísavé výroby energie z OZE povede ke zvyšování požadované skladovací kapacity s cílem poskytnout denní, týdenní a sezónní schopnost uspokojovat poptávku. Přeměna elektrické energie na chemickou umožňuje ukládání ve velkém měřítku a operovat na různých energetických trzích. V této podkapitole jsou popsány základní části procesních řetězců P2G a jejich technická proveditelnost.



Obr. 3-6: Mapa pilotních projektů technologie P2G [25]

Mezi hlavní přínosy P2G pro celý energetický systém patří:

- *Přenos elektřiny do ostatních sektorů - poptávka elektřiny, tepla, mobility a průmyslového využití - za účelem splnění ambiciózních cílů (např. Snížení emisí skleníkových plynů)*
- *Poskytuje flexibilitu pro elektrizační soustavy, a tím podporuje integraci OZE do ES*
- *Využívá stávající infrastruktury, např. síť zemního plynu, přírodní zásobníků plynu a zařízení pro výrobu elektřiny*
- *Bude klíčovým hráčem pro akumulaci energie - zejména dlouhodobé skladování - v budoucím energetickém systému*
- *Technologie dostatečně zpracovaná a připravená k použití*

3.3 Ostatní způsoby akumulace energie

Kromě uchovávání energie ve formě plynů pomocí technologie P2G, lze zajišťovat akumulaci elektrické energie tradičnějšími prostředky. Technologií vhodných k akumulaci elektřiny z OZE je poměrně široké spektrum. Ovšem nutno dodat, že technologie mají své limity, a proto je možné je použít pouze v konkrétních aplikacích, případně je možné se setkat i s kombinacemi více prostředků.

Dle principu, lze akumulační prostředky dělit na [20]:

- *Chemické – elektrolyzér - palivový článěk*
- *Mechanické – PVE, stlačený vzduch (CAES)*
- *Elektrické – kondenzátory, superkapacitory, supravodivé cívky (SMES)*
- *Elektrochemické – elektrochemické články (Li-ion, olověné akumulátory, NaS, atd.)*
- *Tepelné – akumulace citelného a latentního tepla*

3.3.1 Přečerpávací elektrárny

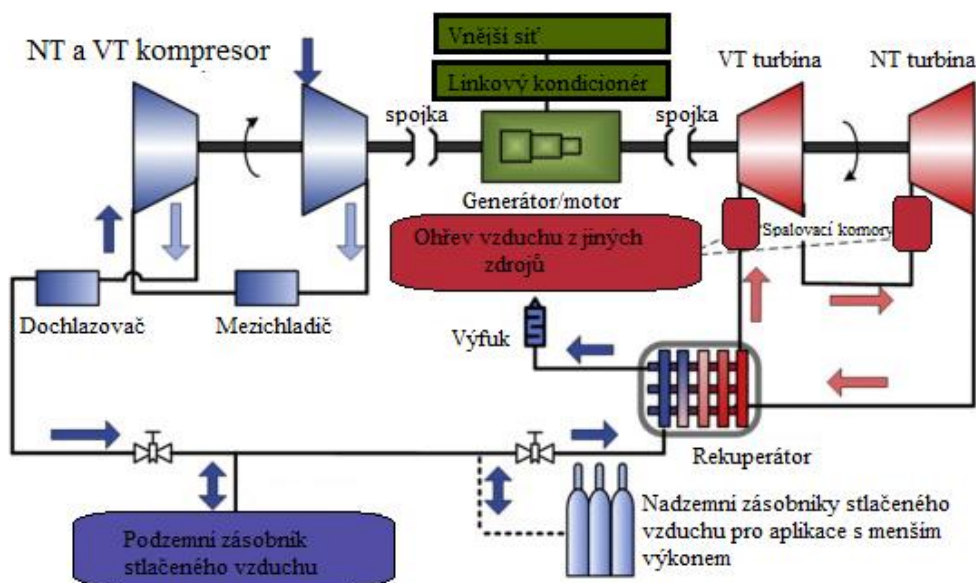
Přeměňují kinetickou energii na elektrickou a naopak. Součástí elektrárny jsou dvě vodní nádrže propojené potrubím, do kterého je vřazena vodní turbína a čerpadla nebo

vodní turbína s reverzním (čerpadlovým) chodem. Do horní nádrže lze akumulovat velké množství energie. Její velikost je přímo úměrná objemu nádrží a spádem mezi rezervoáry.

V době přebytku elektrické energie se voda čerpá z dolní nádrže do horní. Elektrická energie se nejprve mění, na kinetickou prostřednictvím čerpadla nebo reverzního chodu turbíny, na proud vody a následně se uchová v podobě potenciální energie v horní nádrži. Zde se uchovává zpravidla jako regulační energie pro potřeby provozovatele přenosové sítě. Přečerpávací elektrárny existují o výkonech od 1 MW až 3003 MW s účinností v rozmezí 70 – 85 % a životností více než 40 let. [20]

3.3.2 Tlakovzdušné akumulární elektrárny CAES

CAES z angl. Compressed Air Energy Storage [20], ve volném překladu uložiště stlačeného vzduchu. Jedná se o modifikaci elektráren s plynovými turbínami. U plynové turbíny se 2/3 energie spotřebuje pro pohon kompresoru a pouze 1/3 je přeměněna na elektřinu. Proto bylo již před 40 lety navrženo kompresory od hřídele alternátoru mechanicky oddělit. V období přebytku se napájí elektrickou energií reversibilní motor/generátor, který pohání kompresory a ty pod vysokým tlakem vhánějí vzduch do utěsněných jeskyní, důlních kaveren nebo tlakové nádrže. Princip je patrný je naznačený obr. 3-7.



Obr. 3-7: Schématický plán tlakovzdušné elektrárny [20]

Stlačený vzduch se využívá v období nedostatku energie v síti, kdy kompresory zůstávají odpojené, a vzduch ze zásobníků se ohřátý vhání do spalovacích komor. Teplo které ohřívá vzduch, může být použito z výfukových spalin plynové turbíny pomocí rekuperátoru nebo z tepla získaného při kompresi.

Ve světě první aplikace tohoto typu elektrárny, byla vybudována v Německu v roce 1978. Jde o elektrárnu Huntorf o výkonu 290 MW. Byla zřízena jako záložní zdroj jaderné elektrárny pro start z „blackoutu“ a také jako špičková elektrárna. Využívá dvou solných dómů, do kterých se 8 hodin denně tlakuje vzduch, aby mohla být následně 2 hodiny v provozu. Jiný komerční projekt, elektrárna McIntosh vybudovaná v roce 1991 v USA o výkonu 110 MW může pracovat více než 26 hodin na plný výkon. Rekuperace zplodin ušetří až 25 % paliva a zvyšuje účinnost od 42 do 54 %. Obě elektrárny vykazují od uvedení do provozu vysokou spolehlivost. [20]

Praktické využití těchto elektráren je zajištění regulační energie v době špičkových odběrů, pro zajištění stability sítě, kvality napětí a frekvence. Velmi efektivně umí pracovat s obnovitelnými zdroji a to zejména s větrnou energií. Oproti PVE a bateriovým technologiím mají nižší účinnost zpětné transformace. [20]

Novinkou v této oblasti je projekt ADELE, jde o výstavbu elektrárny s kapacitou 360 MWh o jmenovitém výkonu 90 MW umístěné v Sasku-Anhaltsku v Německu. Elektrárna bude usilovat o účinnost cyklu 70 %. Pro pohon alternátoru je navržen pístový stroj poháněný stlačeným vzduchem, takže tato elektrárna neprodukuje žádné spaliny. [20]

3.3.3 Setrvačníky (Flywheels)

Systémy ukládání energie pomocí setrvačnicků (FES - Flywheel Energy Storage) využívají moderní setrvačníky. Setrvačnick se skládá z pěti základních komponent [20]:

- *Setrvačnickové kolo*
- *Ložiska*
- *Reversibilní generátor*
- *Výkonová elektronika*
- *Vakuová komora*

Elektrina v motorickém režimu urychluje kolo setrvačnicku. Množství uskladněné energie závisí na rychlosti otáčení kola. V generátorickém režimu se kinetická energie uchovaná v rotujícím kole mění zpět na elektřinu. Z důvodu redukce odporu vzduchu a mechanického tření je setrvačnick uložený v magnetických ložiscích ve vakuové komoře. Účinnost celého cyklu se pohybuje okolo 95 %. Existují dva základní typy [20]:

- **Pomaloběžné**

Používají ocelové kolo při maximálních otáčkách do 6×10^3 ot/min, jsou projektovány pro krátkodobé až střednědobé vysokovýkonné aplikace. Specifická energie pomaloběžných setrvačnicků je cca. 5 Wh/kg

- **Rychloběžné**

Mají setrvačnickové kolo vyrobené z uhlíkových vláken a dosahují otáček až 10^5 za minutu. Pro svou stabilní dodávku energie vysoké kvality se uplatňují především v elektrické trakci a leteckém průmyslu. Specifická energie těchto setrvačnicků je 100 Wh/kg.

Setrvačnický vykazuje relativně vysokou energetickou hustotu a lze je snadno udržovat. [20]

Tabulka 3-1 ukazuje vybrané provozované aplikace.

Tab. 3-1: Vybraná umístění použití setrvačnicků [20]

Firmy/instituce	Charakteristika	Oblast uplatnění
Active Power Company	Čisté zdroje 100–2000 kW	Záložní napájení, systémy UPS.
Beacon Power Company	100/150 kW a unit, 20 MW/5 MW h plant	Kvalita elektřiny, regulace frekvence a napětí.
Boeing Phantom Works	100 kW/5 kW h, HT magnetická ložiska	Kvalita elektřiny, pokrývání špiček.
Japan Atomic Energy Center	235 MVA, ocelové kolo	Dodávka vysokého výkonu pro reaktor jaderné fúze.
Piller power systems Ltd.	3600 –1500 ot/min, 2.4 MW po dobu 8 s	Stabilita dodávky elektřiny, zdroj záložního napětí.
NASA Glenn research center	2×10^4 – 6×10^4 ot/min, 3.6 MWh	Dodávky pro letectví a ostatní druhy dopravy.

3.3.4 Bateriový systém pro akumulaci energie BES (battery energy storage)

V současnosti je akumulátor nejčastějším prostředkem k uchování elektrické energie obecně, jak v průmyslu, tak v domácnostech. BES se skládá z bateriových článků. Zjednodušený seznam uvažovaných článků je uveden v tabulce 3-2. Články se zapojují do série nebo paralelně. Tyto články produkují elektřinu o požadovaném napětí pomocí elektrochemické reakce. Každý článek tvoří dvě elektrody, mezi nimiž je elektrolyt, který může být v pevném, kapalném nebo viskózním stavu. Článek umí převádět energii obousměrně, tzn. že, při vybíjení je směr proudu od anody ke katodě, přiložením vnějšího napětí na elektrody se vyvolá proud opačného směru – článek se nabíjí. [20]

Tab. 3-2: Chemická reakce a napětí baterie na článek [20]

Typ akumulátoru	Chemická reakce na katodě a anodě	Napětí na článek
Olověný	$Pb + SO_4^{2-} \Leftrightarrow PbSO_4 + 2e^-$	2,0 V
	$PbO_2 + SO_4^{2-} + 4H^+ + 2e^- \Leftrightarrow PbSO_4 + 2H_2O$	
Lithium-iontové	$C + nLi^+ + ne^- \Leftrightarrow Li_nC$	3,7 V
	$LiXXO_2 \Leftrightarrow Li_{1-n}XXO_2 + nLi^+ + ne^-$	
Sodík-síra	$2Na \Leftrightarrow 2Na^+ + 2e^-$	~2,08 V
	$\chi S + 2e^- \Leftrightarrow \chi S^{2-}$	
Nikl-kadmiový	$Cd + 2OH^- \Leftrightarrow Cd(OH)_2 + 2e^-$	1,0–1,3 V
	$2NiOOH + 2H_2O + 2e^- \Leftrightarrow 2Ni(OH)_2 + 2OH^-$	
Nikl-metal hydride	$H_2O + e^- \Leftrightarrow 1/2H_2 + OH^-$	1,0–1,3 V
	$Ni(OH)_2 + OH^- \Leftrightarrow NiOOH + H_2O + e^-$	

Typ akumulátoru	Chemická reakce na katodě a anodě	Napětí na článku
Sodíkový	$2Na \leftrightarrow 2Na^+ + 2e^-$	~2,58 V
	$NiCl_2 + 2e^- \leftrightarrow Ni + 2Cl^-$	

3.3.4.1 Olověné akumulátory

Baterie jsou hojně používány v mnoha aplikacích. Katoda je vyrobena z PbO_2 , anoda pak z Pb, elektrolytem je kyselina sírová. Účinnost cyklu se pohybuje relativně vysoko mezi 63-90 %. Cena se pohybuje v přepočtu 1200-14000 Kč/kWh. Baterie lze umístit do budov nebo v blízkosti zařízení. Bohužel jejich velkou nevýhodou jsou vysoké náklady na údržbu, jsou citlivé na nízké teploty a hluboké vybití, mají relativně nízký počet nabíjecích cyklů cca do 2000 a relativně nízkou energetickou hustotu 50-90 Wh/L. V současné době je výzkum zaměřen převážně na inovaci materiálů pro zvyšování výkonu, zvýšení počtu nabíjecích cyklů a zvýšení schopnosti odolávat hlubokému vybití, kvůli jejich možnému využití v oblasti OZE a automobilového průmyslu. [20]

3.3.4.2 Lithium-iontové (Li-ion) baterie

Katoda je vyrobena z oxidu lithia, jako je například $LiCoO_2$ a $LiMO_2$ a anoda je vyrobena z grafitového uhlíku. Elektrolyt je obvykle bezvodá organická kapalina, která obsahuje rozpustěné soli lithia, jako je například $LiClO_4$. Li-ion baterie také dosahují vysoké účinnosti cyklu až ~97 %. Jsou citlivé na hloubkové vybití, takže celý cyklus musí řídit elektronika, což zvyšuje náklady.

Současný výzkum se zaměřuje na zvýšení kapacity baterie s využitím nano materiálů a vývojem pokročilých materiálů pro výrobu elektrod a elektrolytů. Americká firma AES spustila systém ukládání energie Li-ion BES (8 MW/2 MWh v roce 2010, zvětšený o 16 MW v roce 2011) v New Yorku jako zdroj pro regulaci frekvence. Firma AES také instalovala BES, který zajišťuje podporu větrným elektrárnám výkonem 98 MW. BES může být použit jako záložní zdroj kolísavé energie obnovitelných zdrojů. V prosinci 2013 Toshiba oznámila projekt instalovat Li-ion baterie projekt 40 MW/20 MWh Tohoku, který pomůže integrovat obnovitelné zdroje energie do sítě. Navíc se Li-ion baterie používají

v hybridních (HEV - hybrid electric vehicle) a plně elektrických vozidlech (EVs – electric vehicles), které využívají velkoformátových článků s kapacitou 15-20 kWh pro hybridní a až 50 kWh pro elektromobily. [20]

3.3.4.3 Baterie Sodík-síra (NAS)

NAS baterie používá roztaveného sodíku a roztavené síry, dále používá oxidu hlinitého jako pevného elektrolytu. Reakce vyžadují teploty 574 – 624 K tak, aby se zajistily elektrody v tekutém stavu. Baterie vykazují velmi vysokou energetickou hustotu 150 – 300 Wh/l a zcela minimální efekt samovybití. Zatížitelnost těchto baterií může být až 244,8 MWh. Baterie používá levné netoxické materiály recyklovatelné z 99 %. Nevýhodou je udržování provozní teploty. Náklady se pohybují okolo 80 \$/kW/rok. [20]

3.3.4.4 Nikl-kadmiové baterie (Ni-Cd)

Ni-Cd akumulátor používá hydroxid niklu a kadmium jako dvě elektrody a vodného alkalického roztoku jako elektrolytu. Baterie jsou velmi spolehlivé s minimálními nároky na údržbu. Ni-Cd akumulátory obsahují těžké toxické kovy kadmium a nikl, které jsou nebezpečné pro životní prostředí. Baterie trpí paměťovým efektem - maximální kapacitu je možné výrazně snížit, pokud je baterie opakovaně nabíjena poté, co byla jen částečně vybita.

Tyto baterie jsou komerčně jen velmi málo využívány pro velkokapacitní energetická uložení. Jedním z příkladů použití je Golden Valley na Aljašce v USA. Toto zařízení s použitím Ni-Cd byla uvedena v roce 2003, pracuje v režimu hlavní výkonové rezervy a vyrovnává napětí sítě v ostrovním režimu. Aplikace je schopna dodávat jmenovitý výkon při ~27 MW po dobu 15 minut nebo 40 MW po dobu 7 minut. Účinnost se pohybuje v rozmezí 72-78 %, s provozní teplotou při 233-323 K. Následné instalace těchto baterií v Golden Valley již nebyly prováděny a je velmi nepravděpodobné jejich další použití pro větší projekty v oblasti energetických uložení. [20]

3.3.4.5 Ostatní typy baterií

Baterie Ni-MH jsou podobné Ni-Cd, elektrodu z kadmia zde nahradila slitina pohlcující vodík. Oproti Ni-Cd mají relativně vysokou energetickou hustotu (~170-

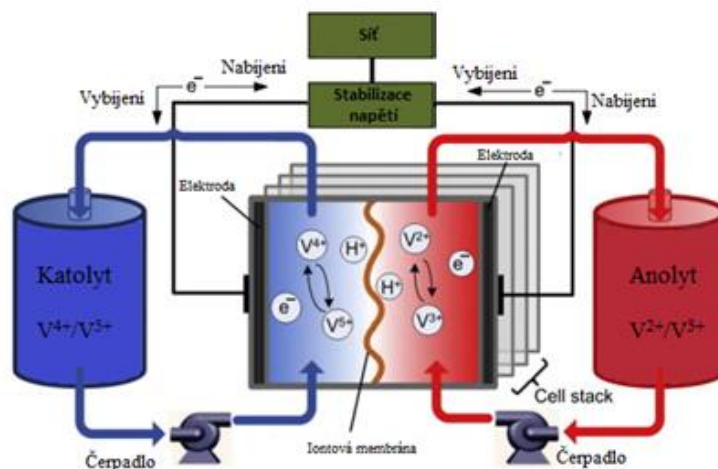
420 Wh/L), další výhodou je menší paměťový efekt a jsou šetrnější k životnímu prostředí. Nevýhodou je samovybíjení, po plném nabití ztrácí za 24 hodin ~5-20 % své kapacity.

Technologie baterií založená na niklu a chloridu sodném známé pod názvem ZEBRA jsou podobné výše zmiňovaným NAS. Baterie má nízkou specifickou energii (~94-120 Wh/kg), hustotu energie (~150 Wh/l) specifický výkon (~150-170 W/kg) a vysoké provozní teploty (~523-623 K). Jsou odolné proti samovybíjení, mají relativně dlouhou životnost. [20]

3.3.5 Průtokové baterie

Baterie disponují dvěma rezervoáry, které obsahují katolyt a anolyt. Elektrolyty protékají přes články. Oba elektrolyty odděluje v článku iontová membrána. Kapacita baterie závisí na množství energie. [14][20]

V průběhu nabíjení vanadiové baterie elektrolyt na anodě oxiduje, zatímco druhý na katodě se redukuje, touto redoxní reakcí (stejná typ reakce jako u hoření) se elektrická energie přemění a uchová v chemické. Výše uvedený postup se obrátí během vybíjecí fáze. Procesy jsou patrné z obrázku 3-9. Baterie dosahují účinnosti až 85 %, životnost těchto baterií se pohybuje mezi 10000 a 16000 cykly. Baterie jsou ve fázi vývoje, stále se potýkají s některými problémy, jako je stabilita a rozpustnost elektrolytu a relativně vysoké provozní náklady. Instalovány jsou v Irsku, coby součást větrné farmy, ke snížení fluktuace energie. Instalovaný výkon baterií je 2 MW, kapacita 12 MWh. [20]



Obr. 3-8: Struktura redoxní vanadiové průtokové baterie [20]

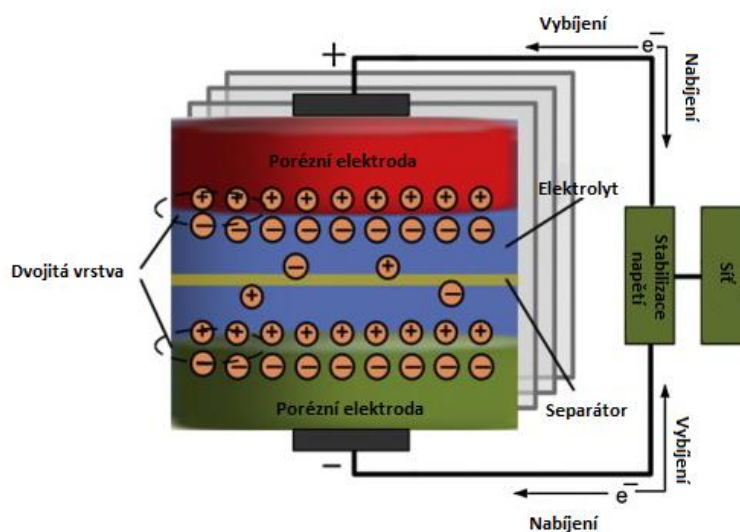
Objevují se i zinko-bromové průtočné baterie Zn-Br. Patří do skupiny hybridních baterií. Dva vodné elektrolyty obsahují reaktivní složky, které jsou založeny na prvcích bromu a zinku. Mají nižší účinnost cyklu okolo 65-75 %, napětí článku je 1,8 V.

Dalším typem je průtočná baterie, která používá dva elektrolyty na bázi bromidu sodného a polysulfidu sodného. Výhodou je dostupnost materiálů obou elektrolytů a relativně nízké pořizovací a provozní náklady. Protože mají rychlou odezvu cca 20 ms, lze je použít pro regulaci napětí a frekvence. Jmenovité napětí je 1,5 V na článek. Technologie není stále dostatečně odzkoušena. [20]

3.3.6 Kondenzátory a superkapacitory

Kondenzátor se skládá ze dvou vodivých elektrod (obvykle vyrobené z kovových fólií), které jsou odděleny tenkou vrstvou dielektrika. Přivedením napětí na svorky kondenzátoru dojde k polarizaci dielektrika, ve kterém je energie uchována ve formě elektrostatického pole. Maximální provozní napětí je dáno elektrickou pevností dielektrika. Jsou vhodné zejména pro skladování menšího množství energie.

Superkapacitory, jsou také nazývány dvouvrstvé kondenzátory nebo ultrakapacitory, obsahují dva proudové kolektory, elektrolyt, porézní membránu a separátor. Energie je uložena ve formě statického náboje na povrchu mezi elektrodami a elektrolytem. [20][27]



Obr. 3-9: Princip superkapacitoru [27]

Výkon a energetická hustota superkapacitorů se pohybuje mezi hodnotami pro dobíjecí baterie a kondenzátory. Typické hodnoty jsou uvedeny v příloze 3. Mezi velké klady patří dlouhá životnost (téměř neomezený počet cyklů) a schopnost dodat a absorbovat značné proudy. Účinnost cyklu se pohybuje v rozmezí 84-97 %. Nicméně samovybíjení je stále dost vysoké, za jeden den jsou schopny ztratit 5-40 % své kapacity. Další nevýhodou jsou vysoké vstupní náklady, které činní více než 6000 USD/kWh. [20]

3.3.7 Supravodivé cívky

SMES z angl. Superconducting Magnetic Energy Storage je systém, který využívá supravodivé cívky. Tyto cívky ukládají elektrickou energii v magnetickém poli vytvořeném stejnosměrným proudem v supravodivé cívce, která byla kryogenně chlazena na teplotu pod jeho supravodivou kritickou teplotou (teplota, při které supravodivý materiál skokově sníží odpor na neměřitelnou hodnotu). Systém obsahuje kromě kryogenní jednotky, která zajišťuje supravodivost materiálů, také stabilizátor napětí a řídicí jednotku. Magnetické pole lze po nabití uchovat v cívce libovolně dlouho, za předpokladu stálého chlazení. Součástí stabilizátoru je také usměrňovač a střídač, které způsobují ztráty okolo 2-3 %. Účinnost této formy akumulace dosahuje 95 % [28]. Životnost zařízení se odhaduje na více než 30 let. Nevýhodou jsou vysoké investiční náklady 7200 USD/kW, samovybíjení se pohybuje mezi 10-15 % za den, negativní dopad na životní prostředí má SMES v důsledku velmi silného magnetického pole. SMES je vhodný pro krátkodobé skladování elektrické energie v oblasti energetiky a očekává se, že sehrají důležitou roli při využívání OZE. [20]

3.3.8 Systém akumulace tepla TES

TES z angl. Thermal Energy Storage, je systém pro ukládání energie ve formě tepla. TES zahrnuje celou řadu technologií, které ukládají dostupnou tepelnou energii do různých typů izolovaných tepelných zásobníků. Na základě provozní teploty lze systém rozdělit do dvou skupin [20]:

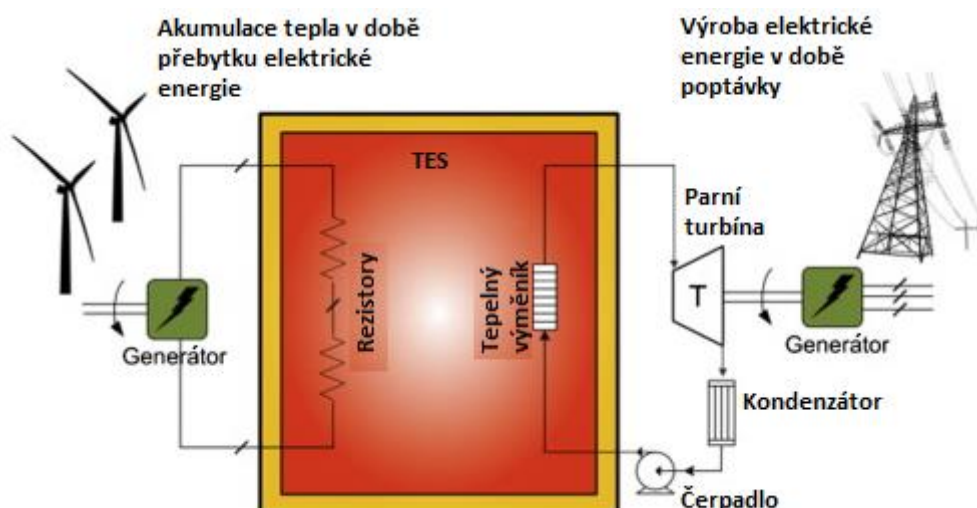
- *Nízkoteplotní TES*

Ohřívají nebo ochlazují vodu. Tento systém je vhodný k akumulaci špičkové energie. Kryogenní systémy TES používají kapalný dusík nebo kapalný vzduch. Budoucí využití kryogenního skladování energie se očekává v souvislosti s regulací energie ES.

- **Vysokoteplotní TES**

Akumulují latentní nebo citelné teplo. Akumulace citelného tepla spočívá v ohřevu pracovní látky. Vhodná pracovní látka má mít velkou tepelnou kapacitu a nízkou cenu. Vhodnou pracovní látkou je voda nebo v menší míře kamenina. Akumulace latentního tepla využívá fázové změny pracovní látky. Konkrétně se využívá přechodu mezi tuhou látkou a kapalinou. Využívají se chemicky čisté látky jako např. síran sodný nebo se používají směsi např. parafin. Výhodou chemicky čistých látek je, že tají při konstantní teplotě. Směsi tají v širším rozsahu teplot [20][29]. Akumulace latentního tepla se věnuje velká pozornost, neboť dokáže akumulovat poměrně velké množství energie v malém zásobníku.

Systémy TES jsou schopny akumulovat velké množství energie. Denní ztráty naakumulované energie se pohybují do 1 %. Systém je ekonomicky životaschopný, investiční náklady se pohybují mezi 3-60 USD/kWh. Celková účinnost cyklu je poměrně nízká 30-60 %. Lze jej využít pro výrobu elektrické energie v tepelných kondenzačních elektrárnách, kdy se elektrická energie z VtE se využívá k akumulaci v TES. Získaná tepelná energie se používá k výrobě páry, která pohání turbo-alternátor k výrobě elektrické energie.



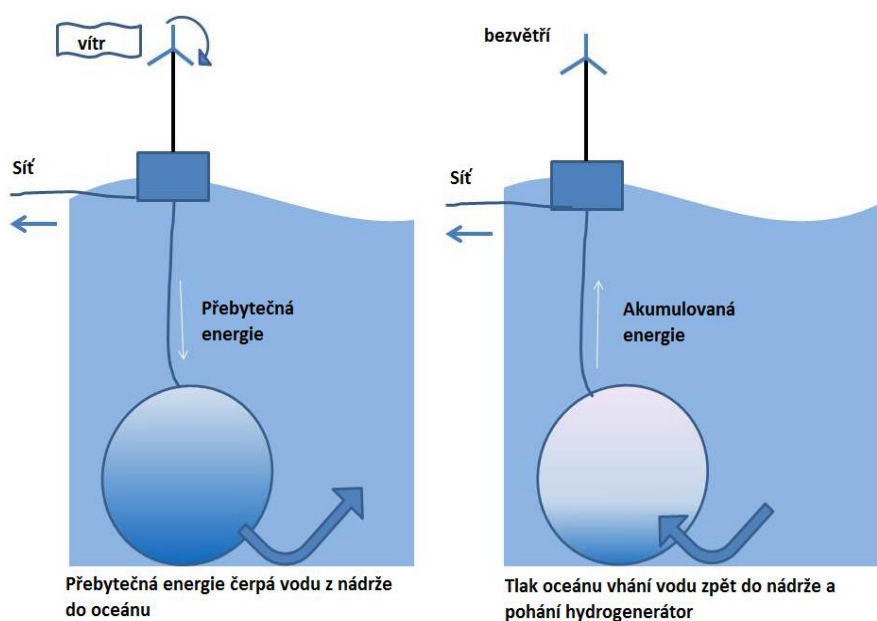
Obr. 3-10: Systém větrné elektrárny v kombinaci s tepelně-akumulačním systémem [20]

3.3.9 Hybridní systémy akumulace energie

Hybridní systémy akumulace energie slučují alespoň dvě různé technologie do jednoho. Sloučením více akumuláčnických technologií lze optimalizovat výkon a účinnost cyklu. Prvním pilotním projektem hybridního systému je elektrárna ADELE viz kapitola 3.3.2. která kombinuje systém CAES a TES. Spojením těchto systémů dosahuje elektrárna vyšší efektivity a ke svému chodu nepotřebuje fosilní paliva. Kombinace superkondenzátoru a bateriových technologií může nabídnout relativně velkou kapacitu a velmi rychlé nabíjení resp. vybíjení. Na půdě univerzity v Tohoku (Japonsko) byl navržen záložní systém pro výrobu energie z obnovitelných zdrojů energie, který kombinuje technologie SMES a palivové články. [20]

3.3.10 VtE s vodním podtlakovým akumulátorem

V podstatě se jedná o přeměnu kinetické energie na potenciální stejně, jako je tomu v případě PVE. Betonová koule umístěná na mořském dně, plní funkci horní nádrže PVE. Při maximálním výkonu VtE bude voda z rezervoáru čerpána do moře, čímž vznikne v rezervoáru vůči okolí podtlak. Klesne-li výkon turbíny, potom tlak, který panuje na dně moře, bude vhnět vodu zpět do koule a pohybovat vodní turbínou a rotorem VtE. Systém je znázorněn na obr. 3-11 [30][31]. Kapacita uvažovaného akumulátoru je uvedena v příloze 5.



Obr. 3-11: Princip VtE s podtlakovým vodním akumulátorem [30]

S touto technologií se uvažuje ve spojení s plovoucími VtE. Obě tyto technologie jsou stále v experimentální fázi vývoje.

3.4 Hodnocení akumulčních prostředků

Tato kapitola poskytuje přehled o aktuálně dostupných nebo uvažovaných systémech pro akumulaci elektřiny do různých forem energie.

Z přehledu technologií je patrné, že PVE jsou díky své technické vyspělosti rozmístěné po celém světě. Jsou vhodným akumulčním prostředkem, zejména jako zdroj regulační energie. Li-ion baterie mají relativně velký výkon vzhledem k hustotě uložené energie, jsou charakteristické nulovým paměťovým efektem a také pro pomalé samovybíjení. Velkokapacitní systémy mají kapacitu i několik MWh. Vzhledem k rozvoji OZE a jejich proměnlivé výrobě elektřiny mohou být ve spojení se superkapacitory vhodným nástrojem pro stabilizování sítě, regulaci frekvence apod. V současné době neexistuje žádný vhodný akumulční prostředek vhodný k dlouhodobému skladování elektrické energie. Velký potenciál v této oblasti mají PVE, TES.

4 Závěr

Tato práce si klade za cíl přiblížit problematiku přeměny větrné energie na elektrickou a následného vyvedení výkonu z velkých větrných parků. Větrná energie se stává významným zdrojem elektrické energie, která se podílela ke konci roku 2015 z 15,6 % (141,6 GW) na celkové produkci elektrické energie v EU. Velký větrný potenciál poskytuje hlavně Severní moře, Baltické moře a Atlantik, kde je momentálně soustředěn největší počet offshore větrných parků v EU s výhledem 150 GW instalovaného výkonu do roku 2030. Vyvedení výkonu z velkých VP a využití jejich potenciálu se tak stává prioritou.

Pro integraci offshore VP do ES na vzdálenosti větší než 50 km za použití podmorského kabelu je vhodná HVDC technologie, vezmeme-li v potaz ztráty a stabilitu přenosu, je technologie HVDC ve srovnání s klasickým střídavým rozvodem výhodnější. Podobně je tomu i u nadzemních vedení, která jsou vhodná k dálkovému přenosu elektrické energie nad 600 km. Předpokládá se, že tato vedení by mohla položit základy budoucí supersítě.

S rostoucím podílem větrné energie v energetickém mixu ES je možnost udržování výkonové bilance mezi výrobou a spotřebou stále problematičtější. Kromě technologie HVDC by mohla akumulace energie pomoci tuto problematiku řešit. Akumulace energie je v současné době realizována hlavně pomocí PVE. Přestože jde o technologii technicky vyspělou, budování nových PVE je omezena zejména výběrem vhodné lokality. Totéž platí i pro systém akumulace energie ve formě stlačeného vzduchu. Do úvahy přichází i akumulace do zásob plynu. Technologie Power to Gas je schopná akumulovat energii ve formě vodíku, který je možné použít přímo pro výrobu elektřiny v palivovém článku nebo stejně jako metan přidat do již stávající infrastruktury zemního plynu, toto řešení je velmi elegantní. Vezmeme-li v potaz ostatní možnosti akumulace, přichází v úvahu bateriové uložení Li-ion akumulátorů ve spojení se superkapacitorem. Systém je schopný rychle akumulovat, ale také vydat velké množství energie. Tyto vlastnosti jsou pro integraci VtE do ES zásadní. Existuje i alternativa plovoucích VtE s podtlakovým akumulátorem, který je však v experimentální fázi vývoje. Ovšem z hlediska jednoduchosti provedení vodního podtlakového akumulátoru a s ohledem na životní prostředí by se mohlo jednat o velmi vhodný a efektivní samoregulační nástroj VtE. O vhodnosti použité akumulací

technologie, ale nakonec vždy rozhodnou konkrétní řešení, pro která bude technologie použita a její parametry, zejména se jedná o hustotu energie, účinnost, samovybíjení a životnost s ohledem na životní prostředí. Hodnoty použité v textu a v tabulkách jsou vzhledem k rychlosti vývoje technologií spíše orientační a pravděpodobně budou výhledově neaktuální.

Myslím si, že téma, které jsem si vybral je velmi atraktivní. Pevně věřím, že jeho zpracování je poutavé a přispěje k lepší orientaci v dané problematice.

Seznam literatury a informačních zdrojů

- [1] SÝKORA, Tomáš. Problematika připojování větrných elektráren do distribuční sítě. TZBINFO [online]. 2007 [cit. 2016-03-01]. Dostupné z: <http://www.tzb-info.cz/4279-problematika-pripojovani-vetrnych-elektren-do-distribucni-site>
- [2] QUASCHNING, Volker. *Obnovitelné zdroje energií*. 1. vyd. Praha: Grada, 2010. Stavitel. ISBN 978-80-247-3250-3.
- [3] Alpha Ventus Wind Park, Germany. Power-technology.com [online]. [cit. 2016-03-03]. Dostupné z: <http://www.power-technology.com/projects/alpha-ventus/>
- [4] Energie větru. EkoWATT [online]. [cit. 2016-03-06]. Dostupné z: <http://www.ekowatt.cz/cz/informace/obnovitelne-zdroje-energie/energie-vetru>
- [5] Demonstrating the technology. Third generation wind power - DNV GL [online]. United Kingdom [cit. 2016-03-25]. Dostupné z: <https://www.dnvgl.co.uk/technology-innovation/broader-view/electrifying-the-future/third-generation-wind-power.html>
- [6] Gondola. ČSVE [online]. [cit. 2016-03-10]. Dostupné z: [http://www.csve.cz/cz/clanky/strojovna-vetrne-elektreny-s-prevodovkou-a-asynchronnim-generatorem-\(vyrobce-vestas\)/332#prettyPhoto](http://www.csve.cz/cz/clanky/strojovna-vetrne-elektreny-s-prevodovkou-a-asynchronnim-generatorem-(vyrobce-vestas)/332#prettyPhoto)
- [7] Výstavba Janov. ČEZ [ONLINE]. [CIT. 2016-03-10]. DOSTUPNÉ Z: <https://www.cez.cz/cs/vyroba-elektreny/obnovitelne-zdroje/vitr/provozovane-vetrne-elektreny/vetrne-elektreny-janov.html>
- [8] ŠKORPÍK, Jiří. Využití energie větru, *Transformační technologie*, 2006-10, [last updated 2014-05]. Brno: Jiří Škorpík, [on-line] pokračující zdroj, ISSN 1804-8293. Dostupné z <http://www.transformacni-technologie.cz/vyuziti-energie-vetru.html>.
- [9] Technical data -ENERCON Technology. Enercon [online]. [cit. 2016-03-12]. Dostupné z: <http://www.enercon.de/en/technology/#showVideo>
- [10] HABRYCH, Richard. Výstavba a provoz velkých parků větrných elektráren v Rumunsku. OBNOVITELNÉ ZDROJE ENERGIE: Energetika. 2012, 2012(12), 1-6.
- [11] WIND ENERGY MARKET IN 2014 [online]. 2015, 9, 44 [cit. 2016-03-16]. Dostupné z: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_22_04.pdf
- [12] HABRYCH, Richard. *Vliv zahraničních větrných elektráren na přenosovou soustavu České republiky*. Praha, 2013.
- [13] VLČEK, Jiří. *Potenciál řešení nevyžádaných toků elektřiny mezi SRN a ČR* [online]. Brno, 2013 [cit. 2016-03-19]. Dostupné z: https://www.google.cz/url?sa=i&rct=j&q=&esrc=s&source=images&cd=&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjfyu-10s3LAhVhJ5oKHd_JCa4QjB0IBg&url=https%3A%2F%2Fis.muni.cz%2Fth%2F385737%2Ffss_b%2Fbakalarkapravevlcek385737.txt&psig=AFQjCNEWVRTiv1Z Z2AI-x_Kqmtm3g3UvEA&ust=1458507590332487. Bakalářská práce. MASARYKOVA UNIVERZITA. Vedoucí práce PhDr. Tomáš Vlček.
- [14] CHROMEČEK, Tomáš. *Větrné elektrárny pobřežního a vnitrozemského typu*. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství, 2012. 54 s. Vedoucí bakalářské práce Ing. Jiří Škorpík, Ph.D.
- [15] ROBERTS, David. Germany takes the first step toward a supergrid. Grist [online]. 24.6.2013 [cit. 2016-03-25]. Dostupné z: <http://grist.org/climate-energy/germany-takes-the-first-step-toward-a-supergrid/>
- [16] ZUBER, Mathiaz. HRW-HYDRO REVIEW WORLDWIDE: Renaissance for pumped storage in Europe. Hydroworld.com [online]. 2011 [cit. 2016-05-08].

- Dostupné z: <http://www.hydroworld.com/ARTICLES/PRINT/VOLUME-19/ISSUE-3/ARTICLES/NEW-DEVELOPMENT/RENAISSANCE-FOR-PUMPED-STORAGE-IN-EUROPE.html>
- [17] KALAIR, A., N. ABAS a N. KHAN. Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2016, **59**, 1653-1675 [cit. 2016-03-27]. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.288. ISSN 13640321. Dostupné z: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115016718>
- [18] MAJLING, Eduard. HVDC – stejnosměrný přenos elektrické energie. O ENERGETICE [online]. 2015 [cit. 2016-04-02]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/technologie/elektroenergetika/hvdc-stejnosmerny-prenos-elektricke-energie/>
- [19] HVDC. ABB [online]. Switzerland: ABB, 2016 [cit. 2016-03-27]. Dostupné z: <http://new.abb.com/systems/hvdc>
- [20] Xing Luo, Jihong Wang, Mark Dooner, Jonathan Clarke, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, *Applied Energy*, Volume 137, 1 January 2015, Pages 511-536, ISSN 0306-2619, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.
- [21] VOBOŘIL, David. Power to Gas. In: Oenergetice.cz [online]. 2015 [cit. 2016-04-09]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/elektrina/akumulace-energie/power-to-gas-budoucnost-akumulace-elektriny/>
- [22] KOLMANOVÁ, Marie. Vysokoteplotní elektrolyza: „čistá“ výroba vodíku s možností zpětné konverze. *Technik* [online]. 2016, 2016, 2-4 [cit. 2016-04-09]. Dostupné z: http://www.vscht.cz/files/uzel/0020323/C6sszs_OL0ktyIIPzUnNLIinKz4n3TfTOjw9JTc4IqUwxMAYA.pdf
- [23] Manuel Götz, Jonathan Lefebvre, Friedemann Mörs, Amy McDaniel Koch, Frank Graf, Siegfried Bajohr, Rainer Reimert, Thomas Kolb, Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review, *Renewable Energy*, Volume 85, January 2016, Pages 1371-1390, ISSN 0960-1481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115301610>)
Keywords: Power-to-Gas; Electrolysis; Methanation; SNG; Renewable energy
- [24] Sebastian Schiebahn, Thomas Grube, Martin Robinius, Vanessa Tietze, Bhunesh Kumar, Detlef Stolten, Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 40, Issue 12, 6 April 2015, Pages 4285-4294, ISSN 0360-3199, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.123>.
- [25] GRIMM, Nadia, Jeannette UHLIG, Andreas WEBER a Immo ZOCH. Power to Gas system solution: Opportunities, challenges and parameters on the way to marketability [online]. 1. Berlin, Germany: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2015 [cit. 2016-04-13]. Dostupné z: www.dena.de
- [26] CESTY K AKUMULACI ELEKTRICKÉ ENERGIE. CEZ.CZ [online]. 2007 [cit. 2016-04-16]. Dostupné z: https://www.cez.cz/edee/content/file/static/encyklopedie/encyklopedie-energetiky/06/cesty_1.html
- [27] BOUŠEK, Jaroslav. Superkapacitory. In: Sdělovací technika: smart technologie pro udržitelný rozvoj Sdělovací technika [online]. Brno: VUT, 2013 [cit. 2016-04-23]. Dostupné z: http://www.stech.cz/Portals/0/Konference/2013/03-20%20Elektronika,%20%20Mikroelektronika,%20%20Inovace/06%20BOUSEK_

- SUPERCAP.pdf
- [28] MOLEK, Tomáš. Supravodivost – princip a využití. In: Onergetice.cz: smart technologie pro udržitelný rozvoj Sdělovací technika [online]. 2015 [cit. 2016-04-23]. Dostupné z: <http://oenergetice.cz/technologie/elektroenergetika/supravodivost-princip-a-vyuziti/>
- [29] BECHNÍK, Bronislav. Akumulace tepelné energie. In: TZBINFO [online]. 2003 [cit. 2016-04-23]. Dostupné z: <http://www.tzb-info.cz/1482-akumulace-tepelne-energie-fyzikalni-principy>
- [30] LOMBARDO, Tom. Does This Energy Storage System Have Potential? In: Engineering [online]. 2013 [cit. 2016-04-23]. Dostupné z: <http://www.engineering.com/ElectronicsDesign/ElectronicsDesignArticles/ArticleID/5680/Does-This-Energy-Storage-System-Have-Potential.aspx>
- [31] HABRYCH, Richard. Větrné elektrárny nabízejí nové možnosti. In: Energie21 [online]. 20n. 1. [cit. 2016-04-23]. Dostupné z: <http://energie21.cz/vetrne-elektrarny-nabizeji-nove-moznosti/>
- [32] ALPHA VENTUS [online]. 2010 [cit. 2016-05-02]. Dostupné z: <https://www.alpha-ventus.de/presse/>
- [33] SANDBERG, Peter. ABB Review Special Report: 60 years of HVDC. In: ABB [online]. Zurich (Switzerland): ABB Group R&D and Technology., 2014 [cit. 2016-05-02]. Dostupné z: https://library.e.abb.com/public/aff841e25d8986b5c1257d380045703f/140818%20ABB%20SR%2060%20years%20of%20HVDC_72dpi.pdf

Přílohy

Příloha 1: Přehled klíčových parametrů alkalické, PEM, and Solid Oxide elektrolýzy [23].

	Alkaline electrolysis	PEM electrolysis	Solid oxide electrolysis
State of development	Commercial[23]	Commercial[35] and [36]	Laboratory[30]
H ₂ production in m ³ /h (STP, per system)	<760 [34] ≈2.7 MW	Up to ≈ 450 [36] ≈1.6 MW	–
Electrolyte	Alkaline solution	Solid polymer membrane (Nafion)	ZrO ₂ ceramic doped with Y ₂ O ₃
Charge carrier	OH ⁻	H ₃ O ⁺ /H ⁺	O ²⁻
Cell temperature in °C	40–90 [30]	20–100 [30]	800–1000[39]
Cell voltage in V	1.8–2.4 [24]	1.8–2.2 [24]	0.91 [29]–1.3 [37]
System power consumption (current) in kWh/m ³ H ₂ (Hs) ^a	4.5–7 [24] 4.7–5.4 [33] 5.4–8.2 [46]	4.5–7.5 [24] 5.2–7.1 [33] 4.9–5.2 [46]	–
System power consumption (future) in kWh/m ³ H ₂ (Hs)	4.3–5.7 [24]	4.1–4.8 [24]	–
Cold start time	Minutes–hours [24],[27] and [33]	Seconds–minutes[24], [31] and [33]	–
Advantages	Available for large plant sizes, cost, lifetime[29] and [47]	No corrosive substances, high power densities, high pressure > 100 bar, dynamics [24], [30],[33] and [34]	High electrical efficiency, integration of waste heat possible[37],[38] and [48]
Disadvantages	Low current density, maintenance costs (system is highly corrosive)[24], [30],[33] and [34]	Expensive, fast degradation [30],[31], [32],[33] and [34]	Limited long term stability of the cells[29], not suited to fluctuating systems[24], expensive[29] and [37]
Transient operation	Possible, but leads to problems[26] and [27]; reduction up to 20% load possible; overload operation possible[33] and [34]	Better than AEL[26], dynamic adjustment possible, partial (down to 5%) and overload operation possible [24], [27],[31] and [33]	Not well suited [24]
Renovations/lifetime	Renovations stack: 8–12 a[24] Lifetime: up to 30 a [28]	Lifetime: 5 a [26], shorter lifetime than AEL [29]	–

Příloha 2: Investiční náklady procesů P2G [24]

Varianta	Instalovaná kapacita			Investice [miliardy EUR]		
	H2 pro dopravu	H2 do NG	CH4 do NG	H2 pro dopravu	H2 do NG	CH4 do NG
Elektrolyzér	59	59	59	42	42	42
Metanizace	-	-	47 GW	-	-	34
Plynovod ^a	5,4.10 ⁶	-	-	19-25	-	-
Geologické uložení ^b	27/90TWh	-	-	19-25	-	-
Znovunaplnění H ₂	9800 /jedn.	-	-	20	-	-
Celkové náklady				86-102	42	76

a - Zahrnuje transport (12.000 km) a distribuce (39.000 km) sítě.

b - Nižší hodnota pro sezónní vyrovnávání / Vyšší hodnota pro 60 denní rezervy.

Příloha 3: Porovnání typických hodnot mezi kondenzátory, superkapacitory a olověnými akumulátory [27]

Available Performance	Lead Acid Battery	Ultracapacitor	Conventional Capacitor
Charge Time	1 to 5 hrs	0.3 to 30 s	10^{-3} to 10^{-6} s
Discharge Time	0.3 to 3 hrs	0.3 to 30 s	10^{-3} to 10^{-6} s
Energy (Wh/kg)	10 to 100	1 to 10	< 0.1
Cycle Life	1,000	>500,000	>500,000
Specific Power (W/kg)	<1000	<10,000	<100,000
Charge/discharge efficiency	0.7 to 0.85	0.85 to 0.98	>0.95

Příloha 4: Technické a elektrické parametry systémů pro ukládání energie [20]

Technology	Suitable storage duration	Discharge time at power rating	Power capital cost (\$/kW)	Energy capital cost (\$/kW h)	Operating and maintenance cost	Maturity
PHS	Hours–months[4], long-term[27]	1–24 h+[4], 6–10 h [73] 10 h[175]	2500–4300[73], 2000–4000[175]	5–100[4], 10–12 [114]	0.004 \$/kW h [70], ~3 \$/kW/year [72]	Mature
Large-scale CAES	Hours–months[4], long-term[27]	1–24 h+ [4], 8–20 h [73]	400–800[4], 800–1000[175]	2–50 [4], 2–120[8], 2 [70]	0.003 \$/kW h [70], 19–25 \$/kW/year[72]	CAES commercialized, AA-CAES developing
Over-ground small CAES	<u>Hours–months, long-term [27]</u>	30 s–40 min[51], 3 h [216]	517[114], 1300–1550[216]	1MVA from £296 k[51], 200–250[216]	<u>Very low [51]</u>	Early commercialized
Flywheel	Seconds–minutes [4]short-term(<1 h)[27]	Up to 8 s [4], 15 s–15 min[175]	<u>250–350[4]</u>	1000–5000 [4], 1000–14,000[8]	~0.004 \$/kW h[70], ~20 \$/kW/year [72]	Early commercialized
Lead–acid	<u>Minutes–days[4], short-to-med. term</u>	Seconds–hours [4], up to 10 h [14]	300–600[4], 200–300[114], 400 [206]	200–400[4], 50–100 [57], 330 [206]	<u>~50 \$/kW/year [72]</u>	Mature
Li-ion	<u>Minutes–days[4], short-to-med. term</u>	Minutes–hours[4], ~1–8 h[209]	1200–4000[4], 900–1300[57], 1590[73]	600–2500 [4], 2770–3800 [73]	–	Demonstration
NaS	<u>Long term[82]</u>	Seconds–hours [4], ~1 h[209]	1000–3000 [4], 350–3000 [8]	300–500[4], 350[206], 450 [217]	<u>~80 \$/kW/year [72]</u>	Commercialized
NiCd	<u>Minutes–days[4], Short and long term</u>	Seconds–hours [4], ~1–8 h [209]	<u>500–1500 [4]</u>	800–1500 [4], 400–2400 [57]	<u>~20 \$/kW/year [72]</u>	Commercialized
VRB	Hours–months[4], Long term[27]	Seconds–24 h+ [4], 2–12 h [106]	<u>600–1500 [4]</u>	150–1000 [4], 600 [217]	<u>~70 \$/kW/year [72]</u>	Demo/early commercialized
ZnBr	Hours–months[4] long term[27]	Seconds–10 h+ [4], ~10 h [209]	700–2500 [4], 400 [87], 200 [114]	150–1000 [4], 500 [71]	–	Demonstration
PSB	Hours–months[4] long term[27]	Seconds–10 h+ [4], ~10 h [209]	<u>700–2500 [4]</u>	150–1000 [4], 450 [217]	–	Developing
Capacitor	Seconds–hours [4], ~5 h[210]	<u>Milliseconds–1 h [4]</u>	<u>200–400[4]</u>	<u>500–1000 [4]</u>	13 \$/kW/year [72], <0.05 \$/kW h [210]	Commercialized

Technology	Suitable storage duration	Discharge time at power rating	Power capital cost (\$/kW)	Energy capital cost (\$/kW h)	Operating and maintenance cost	Maturity
Super-capacitor	Seconds–hours [4]short-term(<1 h)[27]	Milliseconds–1 h [4], 1 min[209], 10 s[216]	100–300[4], 250–450 [216]	<u>300–2000 [4]</u>	0.005 \$/kW h [70], ~ 6 \$/kW-year [114]	Developing/demo.
SMES	Minutes–hours[4] short-term (<1 h)[27]	Milliseconds–8 s [4], up to 30 min [209]	200–300[4], 300[114], 380– 489[216]	1000– 10,000[4], 500– 72,000[114]	0.001 \$/kW h [70], 18.5 \$/kW/year[72]	Demo/early commercialized
Solar fuel	<u>Hours–months[4]</u>	<u>1–24 h+ [4]</u>	–	–	–	Developing
Hydrogen Fuel cell	<u>Hours–months[4]</u>	<u>Seconds–24 h+ [4]</u>	500[114], 1500– 3000[154]	15 [114], 2–15€ /kW h[204]	<u>0.0019–0.0153 \$/kW [154]</u>	Developing/demo.
TES	Minutes–days[4], minutes–months [4]	1–8 h [4], 1– 24 h+ [4], 4– 13 h [203]	200–300[4], 250[203], 100– 400[203]	20–50[4], 30– 60 [4], 3–30 [4]	–	Demo/early commercialized
Liquid air Storage	<u>Long-term[214]</u>	Several hours[168] and [214]	<u>900–1900[214]</u>	<u>260–530[214]</u>	–	Developing/demo.

Příloha 5: Závislosti hloubky, průměru a akumulční schopnosti podtlakového akumulátoru [31]

Kapacita akumulátoru (MWh)			
Hloubka (m)	Průměr 25 m	Průměr 27 m	Průměr 30 m
150	2,30	2,90	3,97
200	3,06	3,86	5,30
350	3,83	4,83	6,62
300	4,60	5,79	7,94
320	4,90	6,18	8,47
350	5,36	6,76	9,27
400	6,13	7,72	10,59
450	6,89	8,69	11,91
500	7,66	9,65	13,24
550	8,43	10,62	14,56
600	9,19	11,58	15,89
650	9,96	12,55	17,21
700	10,73	13,51	18,53
725	11,11	13,99	19,19
750	11,49	14,48	19,86