

**VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ**  
BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



**FAKULTA STROJNÍHO INŽENÝRSTVÍ**  
**ENERGETICKÝ ÚSTAV**

FACULTY OF MECHANICAL ENGINEERING  
ENERGY INSTITUTE

**POLSKÁ ENERGETIKA S DŮRAZEM NA POTENCIÁL  
BŘIDLICHNÉHO PLYNU A NÁVRH SUŠÍCÍ STANICE  
NA BŘIDLICHNÝ PLYN**

ENERGY POTENTIAL OF POLAND WITH FOCUS ON SHALE GAS

**DIPLOMOVÁ PRÁCE**  
MASTER'S THESIS

**AUTOR PRÁCE**  
AUTOR

**Bc. et Bc. JAN BALÁK**

**VEDOUCÍ PRÁCE**  
SUPERVISOR

**doc. Ing. Jiří Pospíšil, PhD.**

BRNO 2014





Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství  
Energetický ústav  
Akademický rok: 2013/2014

## **ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE**

student(ka): Bc. et Bc. Jan Balák

který/která studuje v **magisterském navazujícím studijním programu**

obor: **Energetické inženýrství (2301T035)**

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

### **Polská energetika s důrazem na potenciál břidličného plynu a návrh sušící stanice na břidličný plyn**

v anglickém jazyce:

#### **Energy potential of Poland with focus on shale gas**

Stručná charakteristika problematiky úkolu:

Práce je zaměřena na obecné seznámení s energetickou situací v Polsku. Detailní pozornost bude věnována perspektivám těžby břidličného plynu na území Polska. Následně bude v práci zpracován přehled technologií pro těžbu a úpravu břidličného plynu. Vlastní projekční část práce bude zahrnovat vypracování technické dokumentace sušičky plynu pro specifikovaný sušící výkon.

Cíle diplomové práce:

V rámci diplomové práce budou zpracovány následující body:

1. Obecná charakteristika polské energetiky
2. Uhelná energetika, zásoby uhlí, dopad evropských regulací na polskou energetiku
3. Současný stav polské plynové energetiky a plynová infrastruktura
4. Potenciál „břidličné“ energetiky ve světě a v Polsku
5. Těžba břidličného plynu vs. evropské regulace a „zelená“ energetika
6. Popis technologie těžby břidličného plynu
7. Detailní popis funkce sušičky na plyn
8. Stanovení parametrů sušičky, výpočty, výkresy, cenová kalkulace
9. Závěry

Seznam odborné literatury:

- GazLupkowy.pl-polský oborový server
- PROCHÁZKOVÁ, Alice. Adsorpční sušení zemního plynu za zvýšeného tlaku [online]. Praha,2006
- FIŠER, Josef. Současná energetická bezpečnost Polska na pozadí konceptu „God’s Playground“[online]. Brno, 2009

## **Abstrakt**

Tato diplomová práce seznamuje čtenáře s aktuální energetickou situací Polska a pravděpodobnou budoucností jeho energetického sektoru. Dále se zabývá břidličným plynem, jeho zásobami ve světě a v Polsku, metodami jeho těžby i zpracování. Dále zpracovává základní problematiku technologie, výpočtů a návrhu sušící linky na zemní plyn využívající trietylenglykol.

## **Klíčová slova**

energetika Polska, břidličný plyn, sušící linka na zemní plyn

## **Abstract**

This master's thesis informs its reader about actual energetical situation of Poland and its probable future. The thesis focus on shale gas resources in the world and Poland and methods of its mining and processing. Main problematics of determining, designing and technology of TEG dehydration unit were described in this thesis.

## **Keywords**

energetics of Poland, shale gas, TEG dehydration unit

## **Bibliografická citace**

BALÁK, J. Polská energetika s důrazem na potenciál břidličného plynu a návrh sušící stanice na břidličný plyn. Brno: Vysoké učení technické v Brně, Fakulta strojního inženýrství, 2012. 109 s. Vedoucí diplomové práce doc. Ing. Jiří Pospíšil, PhD..

## **Čestné prohlášení**

Tímto prohlašuji, že předkládanou diplomovou práci jsem vypracoval samostatně s využitím uvedené literatury a podkladů a na základě konzultací pod vedením vedoucího diplomové práce.

V Brně dne 31.května 2014

.....  
Bc.et Bc. Jan Balák

## **Poděkování**

Tímto bych chtěl poděkovat panu doc. Ing. Jiřímu Pospíšilovi, PhD. za rady, vedení a možnost zajímavého tématu diplomové práce.

**OBSAH**

<b>1. ÚVOD</b> .....	<b>9</b>
<b>2. BILANCE PRIMÁRNÍ ENERGIE V POLSKU</b> .....	<b>10</b>
2.1. UHLÍ.....	10
2.1.1. <i>Polské těžařské společnosti</i> .....	10
2.1.2. <i>Zásoby uhlí v Polsku</i> .....	12
2.2. ROPA .....	14
2.3. PLYN .....	15
2.4. ELEKTRÍNA.....	18
2.4.1. <i>Struktura výroby energie</i> .....	19
2.4.2. <i>Plány výstavby energetických zařízení</i> .....	20
2.4.3. <i>Přenosová síť</i> .....	24
2.4.4. <i>Postoj Polska k nízkouhlíkovým tendencím v EU</i> .....	25
2.4.5. <i>Energetická bezpečnost dodávek uhlí</i> .....	25
2.4.6. <i>Energetická bezpečnost dodávek plynu</i> .....	25
2.4.7. <i>Výhledy jaderné energetiky</i> .....	26
2.4.8. <i>Polské naděje v těžbě břidličného plynu</i> .....	26
<b>3. PODPORA OZE V POLSKU</b> .....	<b>26</b>
3.1. POLSKÝ SYSTÉM ENERGETICKÝCH CERTIFIKÁTŮ .....	26
3.2. OZE V POLSKU.....	29
<b>4. TYPY ZEMNÍHO PLYNU A JEJICH VYUŽITÍ</b> .....	<b>31</b>
4.1. PLYN Z KONVENČNÍCH LOŽISEK – ZEMNÍ PLYN.....	31
4.2. PLYN Z NEKONVENČNÍCH LOŽISEK TZV. „BŘIDLICHÝ PLYN“ .....	31
4.2.1. <i>Břidlice</i> .....	31
4.3. ZPŮSOB TĚŽBY BŘIDLICHÉHO PLYNU .....	32
4.3.1. <i>Vertikální vrt</i> .....	32
4.3.2. <i>Horizontální vrt</i> .....	32
4.3.3. <i>Hydraulické krakování</i> .....	33
4.3.4. <i>Hydrokrakovací směs</i> .....	34
4.3.5. <i>Požadavky na vodu</i> .....	34
4.3.6. <i>Zábor půdy</i> .....	35
4.4. ZÁSObY BŘIDLICHÉHO PLYNU .....	35
4.4.1. <i>Stanovení těžitelnosti</i> .....	36
4.4.2. <i>Porovnání zdrojů Polska s Evropou</i> .....	37
4.4.3. <i>Posouzení zdrojů plynonosných břidlic na významných nalezištích v USA a některé klíčové parametry</i> .....	39
4.4.4. <i>Průběh těžby na vrtu</i> .....	39
4.5. ROZMÍSTĚNÍ ZÁSOb NA ÚZEMÍ POLSKA .....	41
4.6. NÁKLADY NA TĚŽBU .....	42
4.6.1. <i>Rozdíly v těžbě v USA a Evropě</i> .....	43
4.7. EVROPSKÉ REGULACE TĚŽBY BŘIDLICHÉHO PLYNU .....	44
<b>5. ÚPRAVY ZEMNÍHO PLYNU PO VYTĚŽENÍ</b> .....	<b>46</b>
5.1. DRUHÝ TĚŽENÉHO ZP DLE OBSAHU METANU A DALŠÍCH PŘÍMĚSÍ .....	46
5.2. HLAVNÍ PROCESY ÚPRAVY PLYNU .....	46
5.3. HLAVNÍ TECHNOLOGICKÁ ZAŘÍZENÍ ÚPRAVEN PLYNU .....	47
<b>6. HLAVNÍ METODY SUŠENÍ ZP</b> .....	<b>47</b>
6.1. DŮVODY SUŠENÍ ZP .....	47
6.2. HLAVNÍ METODY SUŠENÍ ZP.....	47
6.2.1. <i>Absorpce vlhkosti pomocí TEG</i> .....	48
6.2.1.1. <i>Klady a zápory metody absorpce vlhkosti pomocí TEG</i> .....	49
6.2.2. <i>Absorpce</i> .....	50
6.2.2.1. <i>Používané absorbenty</i> .....	52
6.2.2.2. <i>Klady a zápory využití absorpce</i> .....	53
6.2.3. <i>Expanze ZP plynu za využití J-T efektu</i> .....	54

<b>7.</b>	<b>NÁVRH SUŠÍČÍ LINKY .....</b>	<b>55</b>
7.1.	ZVOLENÉ VSTUPNÍ PARAMETRY .....	55
7.2.	SCHÉMA SUŠÍČÍ LINKY .....	55
7.2.1.	Popis funkce .....	56
7.2.1.1.	Separátor .....	56
7.2.1.2.	Absorbér .....	57
7.2.1.3.	Reboiler .....	58
7.2.1.4.	Ostatní části .....	58
<b>7.3.</b>	<b>VÝPOČET OKRUHU .....</b>	<b>58</b>
7.3.1.	Určení rovnovážného obsahu vlhkosti .....	59
7.3.2.	Stav vstupního plynu - 1 .....	60
7.3.3.	Parametry vody odloučené v separátoru - 2 .....	61
7.3.4.	Parametry vlhkého plynu na výstupu ze separátoru kapiček - 3 .....	61
7.3.5.	Parametry osušeného plynu na výstupu z absorbéru - 4 .....	62
7.3.6.	Parametry roztoku TEGu vystupujícího z absorbéru - 5 .....	64
7.3.7.	Parametry TEGu za ohřivací smyčkou - 6 .....	67
7.3.8.	Podmínky v odplynováku - 7 .....	68
7.3.9.	Roztok TEGu vystupující z odplynováku - 8 .....	69
7.3.10.	Plynný methan odcházející z odplynováku - 9 .....	70
7.3.11.	Parametry roztoku TEGu za předehřívákem - 10 .....	70
7.3.12.	Reboiler – 10A .....	71
7.3.13.	Parametry horké paroplynové směsi za reboilerem – 11 .....	72
7.3.14.	Paroplynová směs po vychlazení ohřivací smyčkou – 12 .....	73
7.3.15.	98,5% odcházející z reboileru do předehříváku - 9 .....	73
7.3.16.	Parametry TEGu za předehřívákem – 13 .....	73
7.3.17.	Komprese – 14 .....	74
7.3.18.	Dochlazování TEGu – 15 .....	74
7.4.	METODY ŘÍZENÍ SUŠÍČÍHO PROCESU .....	75
7.4.1.	Změna cirkulačního poměru .....	75
7.4.2.	Ostatní metody .....	75
7.5.	POROVNÁNÍ S EXISTUJÍCÍ SUŠÍČÍ LINKOU A JEJÍ CENA .....	75
7.6.	PROVOZNÍ DIAGRAMY SUŠÍČÍ LINKY .....	76
7.6.1.	Pracovní diagram sušící linky .....	76
7.6.2.	Efektivní cirkulační poměry .....	77
7.6.3.	Energetická náročnost sušící linky .....	78
<b>8.</b>	<b>TECHNOLOGICKÝ NÁVRH ABSORBÉRU A SEPARÁTORU .....</b>	<b>79</b>
8.1.	STANOVENÍ TECHNOLOGICKÝCH VELIČIN ABSORBÉRU .....	79
8.2.	STANOVENÍ ROZMĚRŮ ABSORBÉRU .....	82
8.3.	TYPY SEPARÁTORŮ PŘIPADAJÍCÍCH V ÚVAHU .....	85
8.4.	ZÁKLADNÍCH PARAMETRY SEPARÁTORU .....	87
8.4.1.	Průměry přípojovacích potrubí .....	90
8.4.2.	Schéma separátoru se základními rozměry .....	90
8.5.	SESTAVA TEG ABSORBÉR A SEPARÁTOR .....	91
<b>9.</b>	<b>ZÁVĚR .....</b>	<b>94</b>
<b>10.</b>	<b>ZDROJE .....</b>	<b>96</b>
10.1.	TIŠTĚNÉ ZDROJE .....	96
10.2.	WEBY .....	97
10.3.	ZDROJE OBRÁZKŮ A GRAFŮ .....	98
<b>11.</b>	<b>POUŽITÉ SYMBOLY .....</b>	<b>100</b>
11.1.	HODNOTY PROMĚNNÝCH-LATINKA .....	100
11.2.	HODNOTY PROMĚNNÝCH-ŘECKÁ ABECEDA .....	104
11.3.	POUŽITÉ ZKRATKY .....	104
11.4.	POUŽITÉ IMPERIÁLNÍ JEDNOTKY .....	106

# 1. Úvod

Polská republika patří k nevýznamnějším hráčům na poli energetiky ve východní Evropě. Instalovaný elektrický výkon Polska byl v roce 2012 38 117 MW, což je bezmála dvojnásobek českého elektrického instalovaného výkonu. Díky dotacím na OZE navíc instalovaný výkon Polska neustále roste. Drtivá většina výkonu je soustředěna v tepelných elektrárnách na černé uhlí - 20 783 MW a hnědé uhlí - 9 604 MW, instalovaný elektrický výkon tepláren pak činil 1 895 MW. [1]

Polsko má celkem 20 velkých tepelných elektráren, které jsou soustředěny kolem uhelných ložisek hlavně na jihu země, což klade značné nároky na přenosovou soustavu. Podle plánů ze 70. let měl být sever Polska zásobován elektřinou z nikdy nedokončené Jaderné elektrárny Żarnowiec (4x VVER 440, celkem 1760 MW), společně s přečerpávací vodní elektrárnou Żarnowiec (716 MW) zajišťující výkyvy v síti, která dokončena byla. Většina polských elektráren pochází ze 70. a 80. let 20. století a jejich technický stav neodpovídá současným standardům na účinnost a ekologii, nicméně jsou stále v provozu především z ekonomických důvodů a polské energetické bezpečnosti. U některých se počítá s postupným ukončením činnosti, u ostatních probíhají rozsáhlé rekonstrukce, vedoucí ke zvýšení účinnosti a snížení dopadů na životní prostředí. Mezi právě rekonstruované patří i Elektrárna Bełchatów, což je největší hnědouhelná elektrárna světa s instalovaným výkonem 5 298 MW. [2]

Polsko rozjelo masivní dotační program na podporu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. Na rozdíl od Česka však vsadilo na větrnou energetiku. Koncem září 2012 bylo v Polsku již přes 600 větrných elektráren, které mají Polsku umožnit splnění závazku vyrábět 15% elektřiny z obnovitelných zdrojů. Instalovaný výkon větrných elektráren je již přes 3,2 GW a stále narůstá. Polská energetická koncepce má celkem 3 scénáře o vývoji instalovaného výkonu větrných elektráren, přičemž všechny počítají se vzrůstem instalovaného výkonu na hodnoty mezi 3,8-17,8 GW. [3]

Od 21.července 2013 probíhá v Polsku těžba zemního plynu z břidlic tzv. „břidličného plynu.“ Podle zprávy Státního geologického institutu (Państwowy Instytut Geologiczny) z roku 2012 je v Polsku a v polských šelfových mořích maximálně 1 920 mld. m<sup>3</sup> zemního plynu z břidlic. Vzhledem k dostupné těžební technologii je vytěžitelné množství v rozmezí 346-768 mld. m<sup>3</sup>. Při současné polské poptávce kolem by toto množství vystačilo na 35-65 let. [4]

Ve Francii, Bulharsku, Rumunsku a České republice platí nesmyslný zákaz těžby břidličného plynu s využitím hydrofrackingu z důvodu možného ohrožení životního prostředí, v říjnu 2013 proběhlo v evropském parlamentu hlasování, které velmi zpřísnilo podmínky průzkumu a těžby s ohledem na životní prostředí a celý proces hlavně výrazně prodloužili a prodražily.

Těžba břidličného plynu je nový energetický sektor a jak dokazují zkušenosti ze spojených států, může na trh přivést nový a poměrně čistý zdroj energie pro příští generace. V Evropě se nachází největší ložiska ve Francii, Velké Británii a právě v Polsku. Samotná těžba je technologicky složitá záležitost vyžadující vytvoření několikakilometrového horizontálního vrtu v hloubce 2,5-4,5 km pod povrchem, ale po jejím zvládnutí by Evropa měla šanci stát se nezávislou na Rusku v sektoru zásobování zemním plynem. [5]

V této diplomové práci se budu věnovat energetické situaci Polska, těžební technologii břidličného plynu, jeho úpravám těsně po těžbě a návrhem sušičky na břidličný plyn.

## 2. Bilance primární energie v Polsku

Hlavní energetickou surovinou v Polsku je uhlí z vlastních zásob, které se podílí na polské bilanci primární energie (dle ropného ekvivalentu Mtoe) zhruba 54%. Zbývající část energetických potřeb Polska je zajišťována ropou (27%), zemním plynem (13%) a OZE (6%).

Pokud jde o obnovitelné zdroje energie, Polsko se zavázalo ve shodě s předpisy EU zvýšit do roku 2020 jejich podíl na energetickém mixu na 15%. Uhlí přesto zůstane pro nejbližší léta významným zdrojem primární energie a faktorem energetické bezpečnosti Polska, nárůst spotřeby energie má v blízké budoucnosti krýt jaderná energetika. [6]

### 2.1. Uhlí

Černé uhlí se na prvotních energetických zdrojích v Polsku podílí asi 41%. Těžba černého uhlí v období od roku 1990 prochází obdobím restrukturalizace. V letech 1990 až 2010 se těžba snížila ze 150 mil. t. na zhruba 70 mil. tun ročně, což změnilo strukturu zahraničního obchodu černým uhlím. Od roku 2008 je Polsko jeho čistým dovozcem. V roce 2011 se i díky domácí poptávce rozdíl mezi dovozem a vývozem černého uhlí dále zvětšil, dovoz převýšil vývoz zhruba dvojnásobně. Největšími dovozci polského černého uhlí je Německo, Česko a Rakousko. Černé uhlí Polsko dováží především z Ruska (přes 7 mil. t), Česka (2 mil. t), USA (1,7 mil. t). [6]

Hnědé uhlí tvoří 13% energetického mixu. Obdobně jako u černého uhlí, došlo v posledních dvaceti letech ke snížení jeho těžby ze 70 mil. na méně než 60 mil. t. ročně. Hnědé zůstává povětšinou na území Polska a zásobuje místní hnědouhelné elektrárny. [6]

#### 2.1.1. Polské těžařské společnosti

Černé uhlí se v Polsku dobývá ve dvou oblastech: v Horním Slezsku a na jihovýchodě země, v okolí města Lublin. Až do roku 2000 probíhala těžba i v Dolnoslezské uhelné pánvi na jihozápadě země, ovšem pod tíhou geologických rizik a vysoké finanční náročnosti těžby byly doly v této oblasti uzavřeny. Valnou většinu produkce představuje energetické uhlí, které společně s významnými zásobami hnědého uhlí slouží k pokrytí více než 90 % spotřeby elektrické energie v zemi. Zbývající podíl produkce pak připadá na uhlí se středním obsahem těkavých látek a poloměkké koksovateľné uhlí, které se dodává do oceláren a koksoven soustředěných především na jihozápadě země.

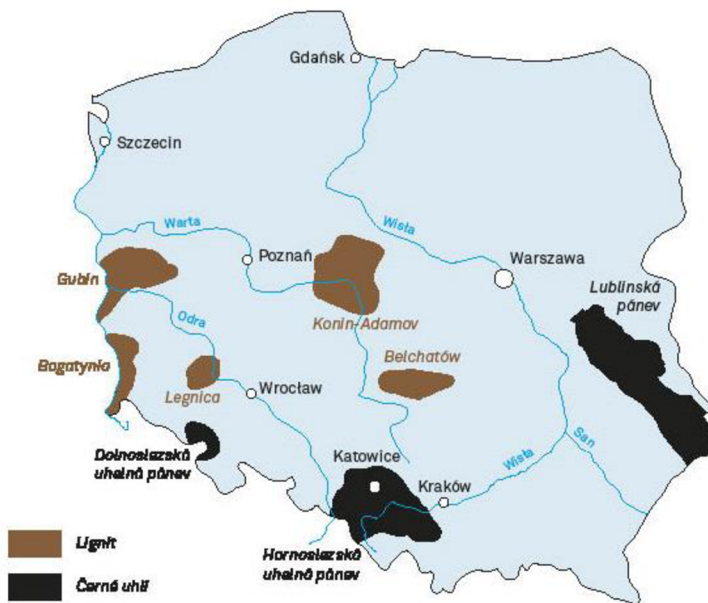
Proces transformace polských těžebních společností na nezávislé a životaschopné obchodní společnosti se stal zdlouhavým a často politicky náročným úkolem. Na počátku tohoto procesu došlo k uzavření mnoha dolů, zatímco jiné byly sloučeny do čtyř či pěti větších podniků. Ovšem v průběhu 90. let minulého století a v první dekádě stávajícího století polský stát pod tlakem velice silných odborových organizací nadále celý sektor významně dotoval a chránil ho tak před realitou působení tržních sil. Tím zároveň odkládal dokončení úplné a řádné restrukturalizace těžebního průmyslu v zemi. Až do roku 2009 zůstávaly všechny polské těžební společnosti plně v majetku státu, a to prostřednictvím ministerstva financí. V roce 2009 se důl Bogdanka ležící v lublinské pánvi stal svým uvedením na varšavskou burzu



prvním privatizovaným těžařem v zemi. Vstup Polska do Evropské unie v tomto období a s tím související závazky dodržovat pravidla platná pro státní podporu přiměly polské ministerstvo financí urychlit restrukturalizaci sektoru. Polská vláda rovněž oznámila svůj záměr v nadcházejících letech privatizovat všechny těžební společnosti.

V souladu se zmíněnými plány byla v minulém roce na burzu částečně (z 33 %) uvedena další těžební společnost, Jastrzębska Spółka Węglowa S. A. Jde o firmu s dobrým vedením, která disponuje zásobami kvalitního koksovatelného uhlí a zároveň má dlouhodobě zavedené odběratele z řad předních výrobců oceli. Současně je největším evropským producentem koksovatelného uhlí, kterého v roce 2011 prodala přibližně 5 milionů tun. Kromě toho provozuje rozsáhlou koksárenskou výrobu s roční kapacitou kolem 3–4 milionů tun. V rukách státu zůstávají další dvě společnosti: Kompania Węglowa S. A. (KW), největší těžařská skupina v Evropě s roční kapacitou těžby ve výši téměř 40 milionů tun energetického uhlí, a společnost Katowicki Holding Węglowy S. A. (KHW) s kapacitou produkce ve výši 12 milionů tun energetického uhlí ročně. Polská vláda plánuje obě tyto společnosti uvést na burzu v nadcházejících dvou až třech letech. Ovšem uskutečnění těchto záměrů bude do značné míry záviset na hospodářském výhledu a celkových podmínkách na trhu. Přechod k plně privatizovanému těžebnímu průmyslu tak stále ještě stojí před mnoha výzvami. Efektivní restrukturalizace společností KW a KHW bude se vši pravděpodobností podstatně obtížnějším úkolem, než tomu bylo v případech společností JSW či Bogdanka. V obou firmách, které prozatím zůstávají v rukou státu, působí silné a vlivné odborové organizace, firmy budou muset zároveň zapracovat na zvýšení provozní efektivity. Často je možné slyšet názory, že by se jedna nebo obě měly sloučit s některou z již dobře fungujících firem, tedy JSW či Bogdankou. A protože obě společnosti produkují pouze energetické uhlí, ani jedna z nich nemůže těžit z vyšších marží, kterých je možné dosahovat prodejem koksovatelného uhlí nebo koksu.

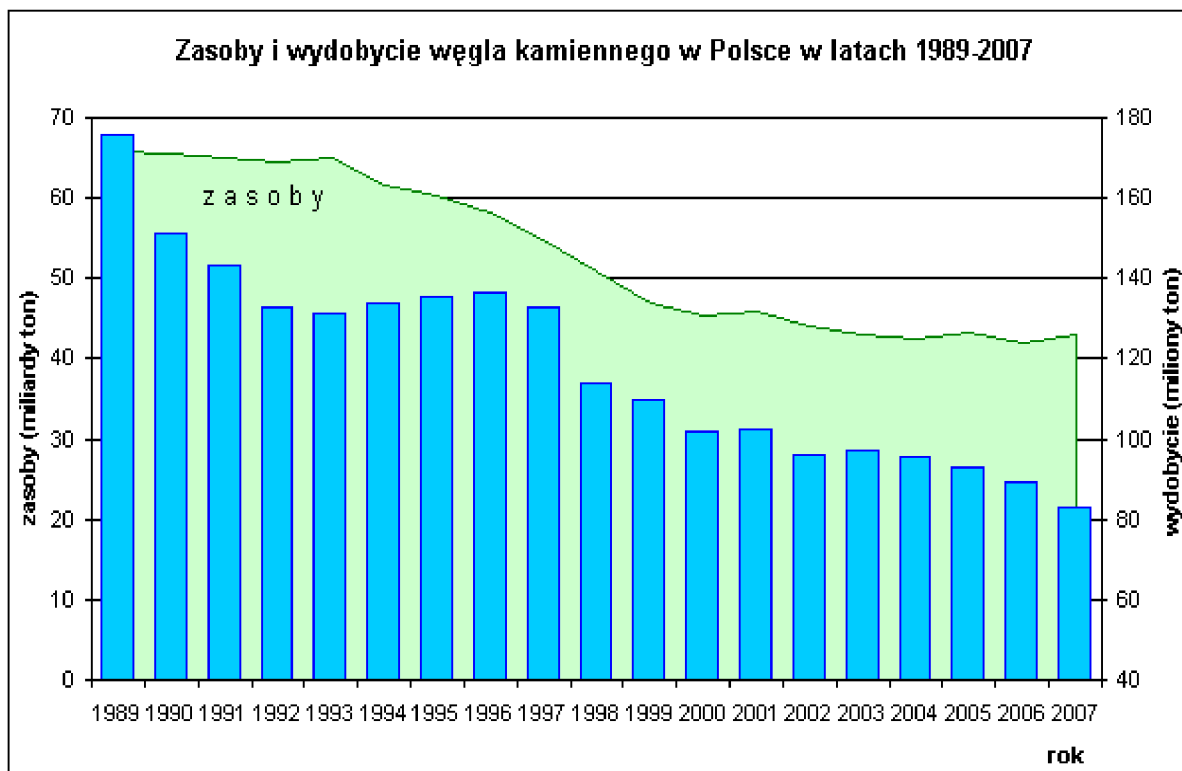
I přes výše uvedené obtíže se zdá, že budoucnost polského těžebního průmyslu bude směřovat k soukromě řízeným společnostem schopným reagovat na tržní vlivy. V tomto ohledu se dá předpokládat, že v nadcházejících letech bude na sektor působit celá řada faktorů. Domácí trh s energetickým uhlím bude vystaven narůstajícímu tlaku v podobě omezení směřujících k ochraně životního prostředí diktovaných Evropskou unií. Ta usiluje zejména o to, aby členské země vyráběly zvyšující se podíl elektrické energie z jiných zdrojů než z fosilních paliv, zatímco výroba koksu bude vždy vydána na pospas aktuální výkonnosti ocelářského průmyslu. Skutečnost, že v současné době Polsko dováží až 11 milionů tun černého uhlí ze zahraničí, je však důkazem toho, že domácí poptávka přesahuje nabídku. A to je dobrým znamením pro budoucí pokračování těžby v zemi. [7]



Obr. 1: Mapa uhelných pánví v Polsku [8]

### 2.1.2. Zásoby uhlí v Polsku

Zásoby hnědého uhlí v Polsku by měly vystačit do roku 2035. V případě uhlí černého bude do 20 let vytěženo 86 % známých polských těžitelných zásob. Již nyní je vidět tendence rychle rostoucího dovozu především z Ruska. Dodatkové náklady spojené s těžbou stále rostou. V Horním Slezsku je třeba kvůli udržení produkce třeba těžit v hloubkách kolem 1000 m, což znamená, že náklady na těžbu geometricky rostou, a to díky vyššímu zamethanování dolů a teplotám kolem 40 °C. V těchto podmínkách je již práce horníků bez klimatizace a účinné ventilace prakticky nemožná, a to způsobuje vzrůst nákladů na těžbu. Předpokládá se, že těžba bude udržovat svůj klesající trend. V roce 2012 bylo vytěženo v Polsku kolem 80 mln. tun, o 20 let dříve to bylo 130 mln. tun. Kolem roku 2030 nebude Polsko schopno těžit více jak 47 mln. tun ročně. Proto je důležité si položit otázku, čím budou poháněny elektrárny, které se projektují na životnost 50 let. Díky zákazu dotování uhelných dolů, který vydala EU je uhlí z Ruska, USA a Jižní Afriky levnější než z polských dolů, což je činí méně konkurenceschopnými. [9]



Obr. 2: Zásoby a těžba černého uhlí v Polsku [10]

Tab. 1: Zásoby hnědého uhlí v Polsku v miliónech Mg podle uhelných revírů [11]

<b>Zasoby węgla brunatnego w rejonach węglonośnych</b>		
Region	Liczba złóż	Zasoby udokumentowane mln Mg
G – Bełchatowski	8	2440,4
E – Koniński	58	1050,4
C – Legnicki	13	14534,6
F – Łódzki	6	773,9
B – Północno-Zachodni	5	941,3
H – Radomski	5	95,4
A – Zachodni	62	6122,3
D – Wielkopolski	21	14225,3
Złóża poza regionami	12	40,7
<b>Ogółem</b>	<b>190</b>	<b>40161,2</b>

*Źródło: M. Gientka, A. Małon, S. Tymirski [red]: „Bilans zasobów kopalin i wód podziemnych w Polsce, stan na 31 XII 2007 r.”. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa 2008.*

## 2.2. Ropa

Polsko nemá velké vlastní zásoby ropy a je téměř úplně závislé na dovozu této energetické suroviny. V uplynulých letech těžba z domácích ložisek pokrývala mezi 2,5-5 % roční polské spotřeby ropy. Čtyři pětiny těžby ropy realizuje skupina PGNiG S. A., vertikálně integrovaná, státem vlastněná a řízená kapitálová skupina PGNiG (Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo), která je ve 100% vlastnictví státu (prostřednictvím Ministerstva národního majetku Polska). Druhou největší těžařskou firmou je společnost Lotos Petrobaltic. Zhruba 13 mil. t ropy se dostává do Polska severní větví ropovodu Družba. Jeho polským provozovatelem je státní akciová společnost PERN. Kromě přepravy ropovody je britská a zejména norská ropa do Polska dovážena tankery přes ropný přístav v Gdaňsku. Největším zpracovatelem ropy je státní společnost PKN Orlen, který kontroluje 75% domácího trhu pohonnými hmotami. Druhým největším zpracovatelem ropy je státní společnost Lotos Polska. [6]



Obr. 3: Systém ropovodů v Polsku [12]

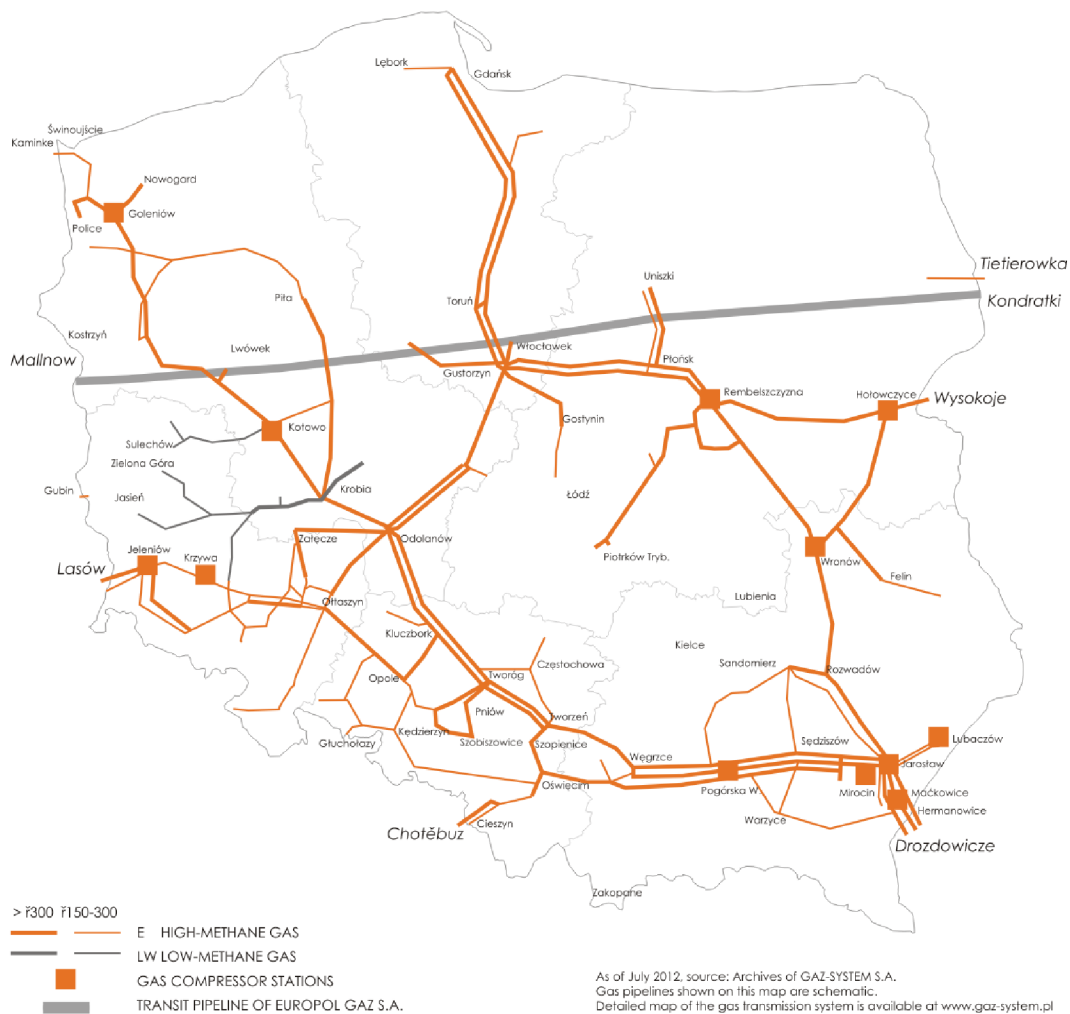
### 2.3. Plyn

Z celkové spotřeby plynu Polsko vytěží ze svých zdrojů kolem 30%, zbytek musí dovézt. Spotřeba zemního plynu v roce 2011 činila kolem 14,4 mld. m<sup>3</sup>, z vlastních zdrojů Polsko vytěžilo 4,2 mld. m<sup>3</sup>, 10,1 mld. m<sup>3</sup> byl dovoz, zejména z Ruska a Německa. Struktura trhu plynem v Polsku je dlouhodobě neměnná. Téměř monopolní postavení v oblasti prospekce, těžby, skladování, distribuce a prodeje plynu v Polsku má skupina PGNiG, která kontroluje 98% polského trhu s plynem. PGNiG je majitelem všech zásobníků zemního plynu na území Polska a také šesti oddělených distributorských společností v jednotlivých regionech země. Polsko je důležitým teritoriem pro tranzit zemního plynu z poloostrova Jamal do Německa a ostatních západoevropských zemí. Vlastníkem je společnost SGT EuRoPol GAZ, ve které má PGNiG 48% podíl. Přenosovou soustavu na území Polska provozuje společnost OGP GAZ-SYSTEM S. A. (Operator Gazociągów Przesyłowych), která je 100% vlastněna státem prostřednictvím Ministerstva národního majetku Polska. Na základě podepsání protokolu o změnách v mezivládní polsko-ruské dohodě o dodávkách ruského plynu z října 2010 byl

podepsán dodatek ke kontraktu mezi polským PGNiG a ruskými Gazprom a Gazprom Export (jamalský kontrakt) z 25. 9. 1996, na jehož základě bude do r. 2022 dodáváno do Polska ročně kolem 10,0 mld. m<sup>3</sup> plynu. Polsko platí Gazpromu jednu z nejvyšších cen za plyn v Evropě. Do provozu bylo v září 2011 uvedeno mezisystémové spojení s Českem (interkonektor Stork mezi Třanovicemi a Skoczowem o kapacitě 0,5 mld. m<sup>3</sup>). Liberalizace trhu s plynem v Polsku pokračuje ztuhá. Předseda polského Energetického regulačního úřadu (URE) schválil dne 24.7.2012 předpis "Instrukce k provozu a využívání přenosové sítě" (IRiESP). Po převzetí řízení provozu polského úseku plynovodu Jamal od vlastníka plynovou EuRoPolGaz v roce 2011 (pod tlakem EK) společností GAZ-SYSTEM se jedná o další z aktivit, která směřuje k vytvoření liberálního trhu s plynem v Polsku ve smyslu nařízení třetího energetického balíčku EK. Polská vláda rovněž urychleně připravuje novelizaci Energetického zákona a snaží se tak napravit opožděnou implementaci třetího energetického balíčku v oblasti liberalizace trhu s plynem v Polsku, za což EK zahájila s Polskem řízení. Burza s plynem začala fungovat v roce 2013. Nicméně ani vytvoření plynové burzy, jakkoliv je to liberalizační krok, nemusí vést k uvolnění polského trhu s plynem. Je potřebné počkat až na konečnou verzi energetického a plynového zákona, na definici zásad tvorby cen plynu. Zřejmě se nedá předpokládat, že by jedním z liberalizačních opatření byla likvidace monopolu PGNiG na uzavírání dlouhodobých kontraktů. Vláda bude přes své proklamace o liberalizaci trhu s energiemi (v důsledku vlivu politik EU) jen neochotně slevovat z trendu sledujícího zajištění strategické kontroly státu nad fungováním energetického sektoru. [6]



## Gas Transmission System



Obr. 4: Mapa polských plynovodů [13]



## POJEMNOŚĆ PODZIEMNYCH MAGAZYNÓW GAZU PGNiG

DANE W MLD M SZEŚC.



Obr. 5: Síť podzemních zásobníků v Polsku, jejich kapacita v miliardách m<sup>3</sup> a plánovaná rozšíření [14]

### 2.4. Elekřina

Výroba elektrické energie v Polsku dosahuje 160 TWh ročně, t.j. kolem 4100 kWh na jednoho obyvatele (v ČR 7020 kWh). Celkový instalovaný výkon všech elektráren činí 38,49 GW. Uhlí hraje dominantní roli v bilanci výroby a užití elektrické energie kolem 90 % a výroba elektrické energie se tedy soustřeďuje v oblastech hlavní těžby černého a hnědého uhlí, a v oblastech hlavní spotřeby (vojvodství Slezské, Lodžské, Mazowiecké, Opolské a Velkopolské). Firmě ČEZ patří elektrárna Skawina u Krakova (550 MW, plánované rozšíření o 600-1000 MW do r. 2015). ČEZ vlastní i teplárnu Chorzów (ELCHO Sp. z. o.o.). Polskou přenosovou soustavu provozuje společnost PSE-Operator S.A., vlastněná Ministerstvem národního majetku Polska. Konsolidace elektroenergetického trhu v Polsku není dosud ukončena, stát vlastní většinové podíly ve vedoucích elektroenergetických společnostech. Vedoucí energetickou skupinou v Polsku je Polska Grupa Energetyczna (PGE) s podílem



40% na výrobě elektrické energie a 25% podílem na trhu distribuce v Polsku. Stát prostřednictvím Ministerstva státního majetku Polska vlastní 69,29% podíl PGE. Skupina TAURON Polska Energia SA je druhým největším producentem elektrické energie v Polsku (14%). ČEZ se na výrobě elektrické energie v Polsku podílí zhruba 2%. [6]

### 2.4.1. Struktura výroby energie

Strukturu energetického mixu vystihují níže uvedené tabulka instalovaných výkonů polských elektrických zdrojů, výroby, exportu apod.:

Tab. 2: Instalované výkony elektráren podle typu v Polsku [1]

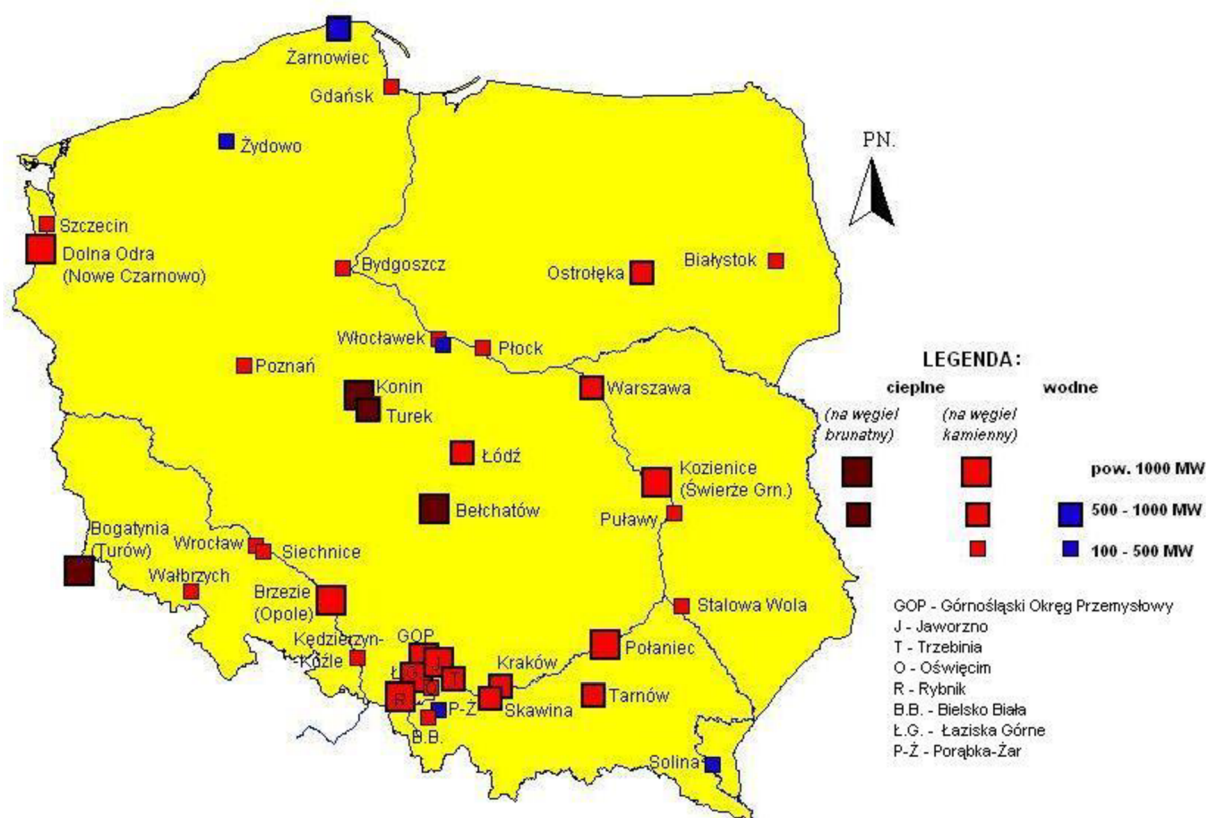
<b>Instalované výkony v Polsku k 30.09.2013</b>	
<b>Typ elektrárny</b>	<b>Instalovaný výkon (MW)</b>
CELKEM	38490,1
Tepelné elektrárny	30926,3
z toho	
-černouhelné	9420,5
-hnědouhelné	20066,0
-plynové	873,6
Vodní elektrárny	2198,5
Přečerpávací vodní elektrárny	1330,0
Teplárny průmyslové	1869,5
Teplárny nezávislé na OZE	3495,8
Větrné elektrárny	3241,4

Tab. 3: Produkce a spotřeba a výroba elektrické energie v Polsku [15]

	<b>Produkce energie [GWh]</b>			
	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
CELKEM	157 658	163 548	162 139	162 501
-tepelné elektrárny a teplárny	144 541	149 242	146 480	147 435
- průmyslové teplárny	7 549	7 861	7 842	7860
- průtočné vodní elektrárny	2 920	2 331	2 265	2 762
- větrné elektrárny	1 664	3 205	3 955	5 823
spotřeba Polska	156 304	158 306	159 299	157 980
export	1 354	5 242	2 840	4 521

Tab. 4: Výroba elektrické energie podle nositelů energie [15]

	2010		2011		2012	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
černé uhlí	87 941	56	87 326	53	80 596	50
hnědé uhlí	48 651	31	52 529	32	54 054	33
zemní plyn	4 797	3	5 821	3,6	6259	3,9
biomasa a bioplyn	6 305	4	7601	4,6	10094	6,2
ostatní paliva na bázi ropy	4 812	3	4305	2,6	3923	2,4
voda	2 920	1,8	2331	1,4	2037	1,3
vítr	1 664	1,1	3205	2	4747	2,9
CELKEM	157 658	100	163 548	100	162 139	100



Obr. 6: Významné elektrárny a teplárny v Polsku [16]

## 2.4.2. Plány výstavby energetických zařízení

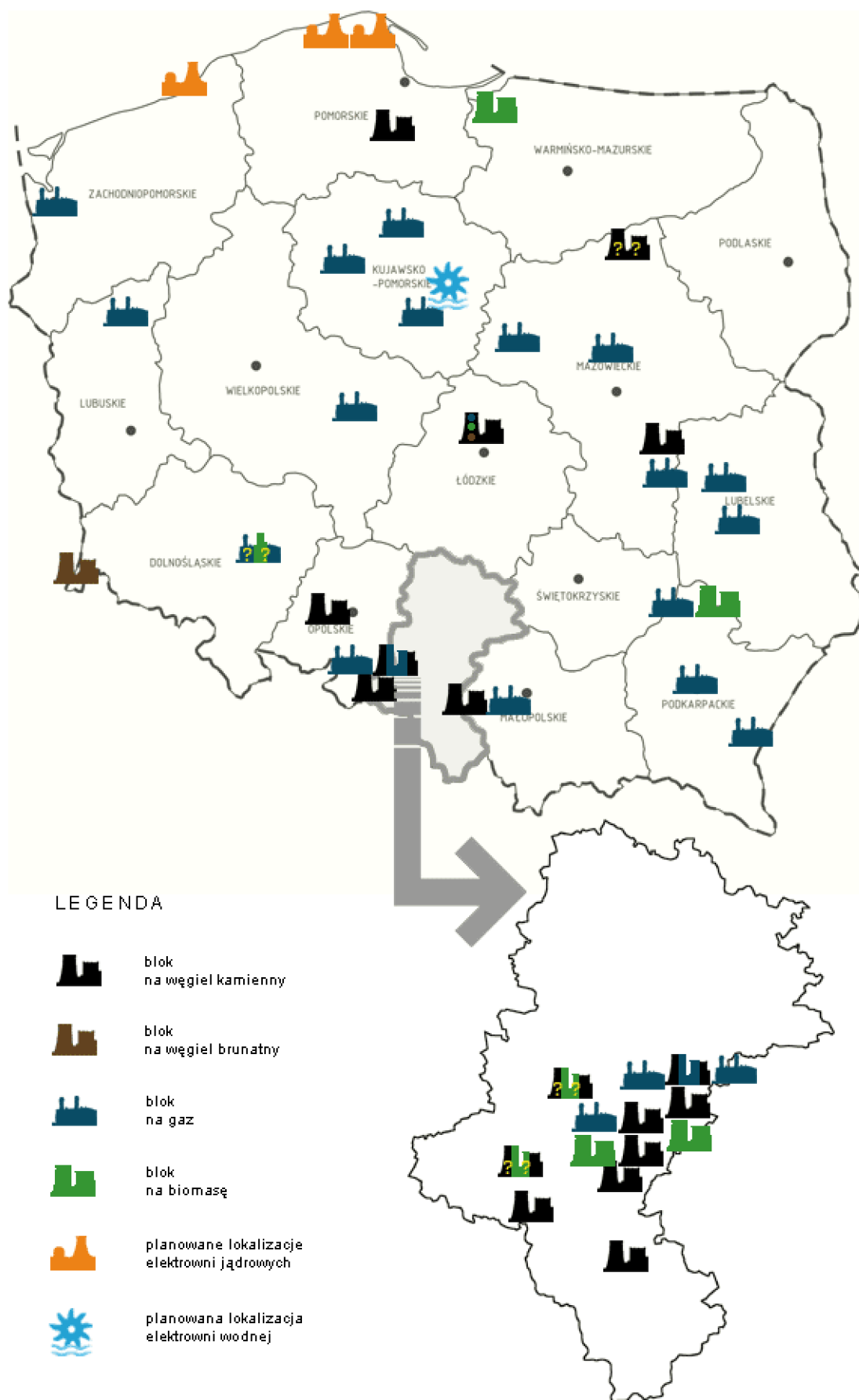
Polsko má do budoucna velké plány, pokud jde o výstavbu nových energetických zdrojů. S ohledem na zastaralost současných elektráren je jejich nahrazení naprosto nezbytné, jinak bude Polsko do několika let nesoběstačné. Polsko ve svých plánech již počítá s využíváním břidličného plynu.

Tab. 4: Seznam velkých polských energetických projektů [17]

elektrárna/Tep.	objem	investor	Inst.výkon	palivo	stav realizace
Elektrárna Turów	1 nový blok	PGE	430 - 450 MW	hnědé uhlí	vybrán zhotovitel, projektová fáze
Elektrárna Opole	2 nové bloky	PGE	2 x 900 MW	černé uhlí	staví se, termín dokončení 2017 a 2018
Elektrárna Jaworzno	GO	Tauron	910 MW	černé uhlí	projekt
Tep. Tychy	GO	Tauron	50 MW	černé uhlí	projekt
Elektrárna Kozienice	1 nový blok	Enea	900 - 1000 MW	černé uhlí	staví se, hotova betonáž kotlů
Elektrárna Ostrołęka	GO	Energa	1 000 MW	černé uhlí	zastaveno, hledá se zdroj financování
Elektrárna Rybnik	GO	EDF	900 MW	černé uhlí a biomasa	zastaveno, Polsku nebyly přiznány emisní povolenky pro elektrárnu
Elektrárna Pómnoc	1 nový blok	Jacek StrzelTep.ki, Radwan Investments GmbH, Kulczyk Holding	2x1000 MW	černé uhlí	podepsán kontrakt
Tep. Zofiówka	1 nový blok	Jastrzębie SA	75 MWe, 110 MWt,	černé uhlí	
Elektrárna na terenie bytej kopalni CzTep.zott	1 nový blok	Kompania Węglowa	ok. 1000 MW	černé uhlí	oznámen vítěz kontraktu
Kopalnia Murcki-Staszic i Mysłowice-Wesoła	nové TG	Katowicki Holding Węglowy	40 - 60 MW (každá z nich)	černé uhlí	projekt
Zakład Wytwarzania Tychy	nový kogenerační blok	Tauron	50 MWe i 90 MWt	černé uhlí	podepsán kontrakt
Tep. Zabrze	nový kogenerační blok	Fortum	130 MWe i 180 MWt	černé uhlí společně s biomasou	projekt
Tep. Nowa - Dąbrowa Górnicza (budova nowego turbozespołu)	nový TG	Tauron	50 MW	černé uhlí/zemní plyn	staví se
Dąbrowa Górnicza	budova TG	Tauron Ciepło	50 MW	vysokopTep.ní zemní plyn	staví se
Koksownia Przyjaźń w Dąbrowie Górnicznej (blok energetyczny)	1 nový blok	Koksownia Przyjaźń	71 MWe	koksárenský zemní plyn	těsně před dokončením
Tep. Zgierz	1 nový blok	PGE	20 MWe	kombinovaný kot.	vybrán zhotovitel, projektová fáze
Tep. Wrocław	1 nový blok	Fortum	400 MWe i 290 MWt	zemní plyn/biomasa	dokončena betonáž
Włocławek	1 nový blok	PKN Orlen	463 MWe	zemní plyn	probíhají zemní práce
Grudziądz	1 nový blok	Energa	420 - 600 MWe	zemní plyn	běží výběrové řízení
Tep. Żerań	1 nový blok	PGNiG Termika	ok. 450 MW	zemní plyn	podepsán kontrakt
Tep. Żerań	1 nový blok	PGNiG Termika	390 MWt	zemní plyn	běží výběrové řízení
Tep. Stalowa Wola	1 nový blok	Tauron i PGNiG	450 MWe i 240 MWt	zemní plyn	zastaveno
Puławy	1 nový blok	ZA Puławy i PGE Górnictwo i Energetyka	800-900 MWe	zemní plyn	projekt
Elektrárna Kozienice	1 nový blok	Enea i PGNiG	800 - 900 MW (Kozienice)	zemní plyn	projekt

Tab. 5: Seznam velkých polských energetických projektů-pokračování [17]

Elektrárna Blachownia	1 nový blok	Tauron i KGHM Polska Miedz	800-910 MW	zemní plyn	podepsán kontrakt
Płock	1 nový blok	PKN Orlen	400 do 600 MWe	zemní plyn	studie proveditelnosti
Płock	nový TG	PKN Orlen	70 MWe	zemní plyn	staví se
ZE PAK	1 PP blok	ZE PAK	120 MW	zemní plyn	projekt
Kędzierzyn-Koźle	1 blok	Zakłady Azotowe Kędzierzyn	130 lub 360 MW	zemní plyn / černé uhlí	projekt
Kędzierzyn-Koźle	GO	Zakłady Azotowe Kędzierzyn	50 MWe i 250 MWc	černé uhlí	běží výběrové řízení
Tep. Bydgoszcz	1 nový blok	PGE GiEK	437 MWe	zemní plyn	vybrán zhotovitel, projektová fáze
Tep. Gorzów	1 PP blok	PGE	138 MWe i 90 MWt	zemní plyn	projekt
Zespół Elektrowni Dolna Odra - Elektrárna Pomorzany	1 PP blok	PGE	od 200 do 270 MWe	zemní plyn	projekt
Tep. Przemyśl	1 nový blok	PKP Energetyka	25 MWe	zemní plyn	staví se
Lublin	1 nový blok	PGE	135 MW	zemní plyn	staví se
Elektrárna Skawina	1 PP blok	CEZ	430 MWe i 200 MWt	zemní plyn	projekt
Elektrárna Łagisza	1 nový kogenerační blok	PGNiG i Tauron	413 MW	zemní plyn	vybrán zhotovitel, projektová fáze
Tep. Rzeszów	1 nový kogenerační blok	PGE	29 MWe i 26 MWt	zemní plyn	staví se
Tep. Elbląg (nowy blok)	1 nový blok	Energa	25 MWe, 30 MWt	biomasa	staví se
Elektrárna Jaworzno III	1 nový blok	Tauron	50 MW	biomasa	staví se
Elektrárna Stalowa Woda	1 nový blok	Tauron	50 MW	biomasa	projekt
Tep. Tychy	1 nový blok	Tauron	40 MW	biomasa	projekt
Elektrárna wodna na Wiśle	hráz a turbostroji	Energa	60 - 100 MW	voda	projekt
Elektrownie jądrowe	2 kompletní JE	PGE	2 x 3000 MW	jaderné palivo	projekt

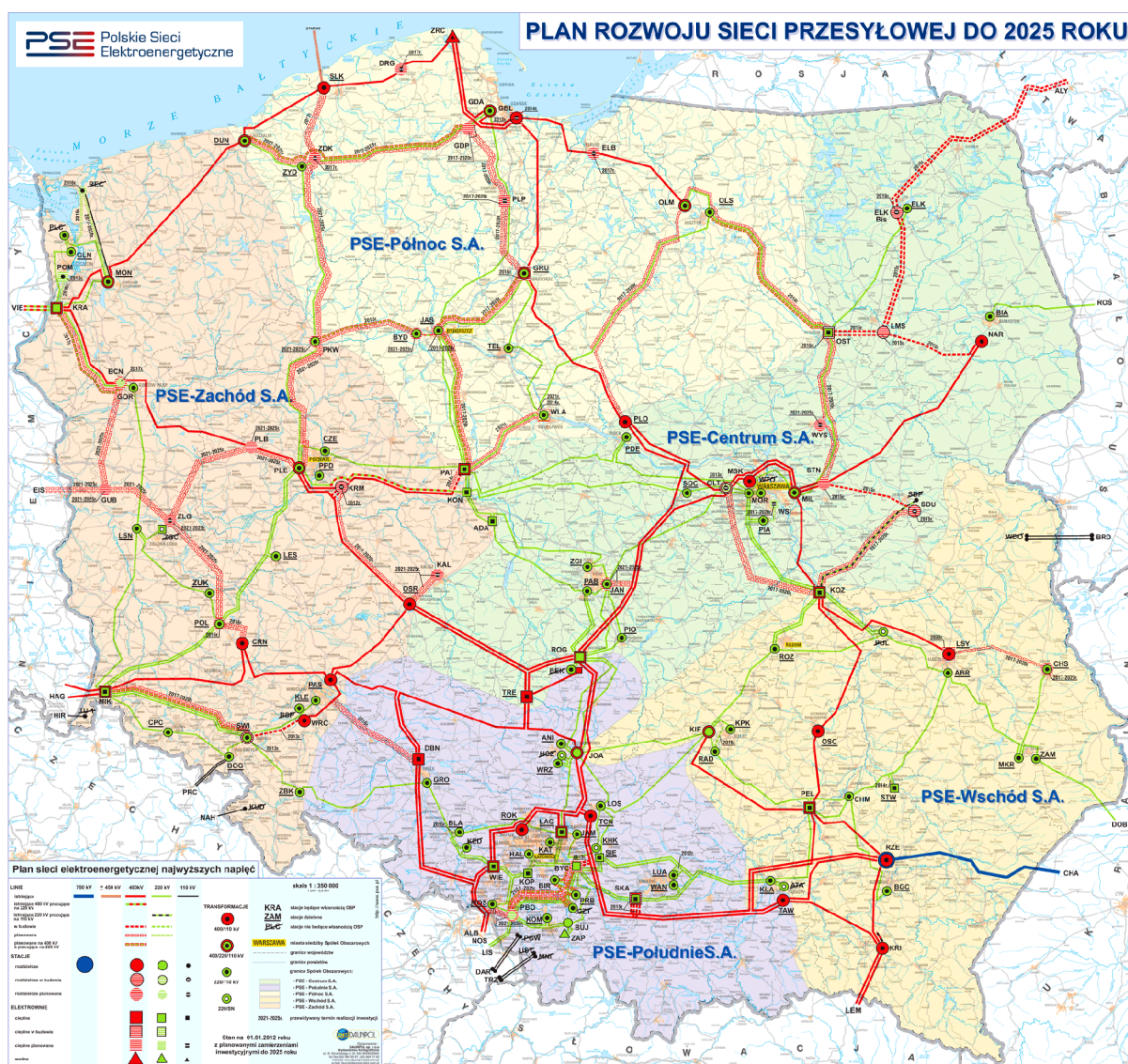


Obr. 7: Mapa větších polských energetických projektů [17]



### 2.4.3. Přenosová síť

Celková propustnost polského elektroenergetického systému se zeměmi EU činí 2-3 GW, v závislosti na konfiguraci systému a je omezena přenosovými možnostmi uvnitř elektroenergetického systému Polska. Velké problémy proto způsobují Polsku stejně jako ČR přetoky elektrické energie z Německa, jehož elektroenergetická infrastruktura nezvládá přenos elektrické energie z větrných farem na severu Německa do jižní části země a do Rakouska, s nímž tvoří společnou obchodní zónu. K odstranění tohoto, z hlediska energetické bezpečnosti nevyhovujícího stavu (hrozba blackoutu), má sloužit plán výstavby transhraničních propojení do roku 2020. Vzhledem k tomu, že se situace s přetoky elektrické energie z Německa dramaticky zhoršuje, připravuje polská strana instalaci transformátorů s fázovým posuvem, aby udržela přeshraniční toky elektrické energie z Německa na bezpečné úrovni. V této věci polský operátor PSE konzultuje situaci s českým ČEPS a německým 50Hertz.



Obr. 8: Mapa současné elektroenergetické rozvodné sítě v Polsku a plán jejího rozvoje [18]

#### 2.4.4. Postoj Polska k nízkouhlíkovým tendencím v EU

Problém energetické bezpečnosti je v Polsku velmi exponovaný a na rozdíl od západoevropských zemí, kde je má přednost ekologie, je v Polsku energetická bezpečnost na prvním místě. Závislost Polska na dovozu energetických surovin se postupně zvyšuje, nicméně v diskuzích o energetické bezpečnosti dominují úvahy o zastaralé energetické infrastruktuře, zejména pokud jde o výrobu, přenos, či distribuci elektrické energie. Polské elektrárny jsou rovněž nepřizpůsobené emisním podmínkám ze strany unijních požadavků na ochranu životního prostředí. Během čtyř let budou muset polské elektrárny uzavřít staré energetické bloky o celkovém výkonu 6000 MW, což je téměř 20% instalovaného výkonu v Polsku. Vzhledem k tomu, že se Polsko v elektroenergetice opírá především o uhlí, brání se tlaku EU na snižování emisí CO<sub>2</sub> a tedy složení energetického mixu ve prospěch jiných technologií, převážně investičně náročných. Polsko na Radě pro životní prostředí dne 9.3.2012 opakovaně svým vetem zablokovalo přijetí Závěrů Rady ve věci návrhu EK, týkajícího se postupu EU při snižování emisí skleníkových plynů do roku 2050. Polsko považuje rovněž návrhy EK o přijímání konkrétních redukčních cílů, pokud jde o emise skleníkových plynů po roce 2020 za předčasné a nereflektující jak současnou hospodářskou situaci v EU, tak hospodářskou úroveň jednotlivých členských států a v neposlední řadě dosavadní výsledky v projednávání energeticko-klimatické problematiky na celosvětové úrovni. Zásadní pozicí polské vlády je, že nehodlá renegociovat stávající klimaticko-energetický balíček, a to i přes nebo právě pro silný většinový tlak ze strany členských států o zostření redukčních cílů. Naopak požaduje, aby byly implementovány všechny mechanismy dosavadního balíčku. Ten je podle Polska na stole již dlouho, a přesto na něj partneři ze zemí mimo EU nijak nereagovali a bez globálního porozumění nemůže mít klimatická politika EU účinek na snižování CO<sub>2</sub> (v roce 2011 stouply celosvětově emise CO<sub>2</sub> o 3%, přestože v EU a USA klesly o 1,9%, resp. 1,7%). Podle této polské úvahy nemá tedy zatím smysl redukční cíle dále zotřívávat. Polské úsilí se proto v dalším období zaměří na zformování blokační menšiny z členských států, které se mohou podobně jako Polsko cítit ohrožovány ambiciózními redukčními emisními cíli EU, s cílem definitivně zablokovat případnou další verzi Roadmap. Polsko také rozhodně nesouhlasí se snahou EK administrativními opatřeními zvyšovat cenu emisních povolenek. [6]

#### 2.4.5. Energetická bezpečnost dodávek uhlí

Přes značný podíl pevných paliv v energetické bilanci země a jejich poměrně velké domácí zásoby však polská vláda ne zcela docenjuje problémy domácího sektoru hornictví, což se projevuje pomalou restrukturalizací a privatizací sektoru. Negativní roli sehrávají v této záležitosti i odbory. Resort hornictví je bez strategických investorů podkapitalizován, těžba domácího uhlí klesá a roste jeho dovoz. [6]

#### 2.4.6. Energetická bezpečnost dodávek plynu

Prognózy využívání paliv v polském hospodářství předvídají nárůst využití plynu a ropy a zvýšenou potřebu jeho dovozu. Na rozdíl od dodávek ropy (91 % polské potřeby se dováží z Ruska), kde je existující alternativou dovoz ropy z jiných zdrojů přes ropný terminál, je v případě plynu možnost diverzifikace zdrojů silně závislá na stávající mezinárodní síti plynovodů (z hlediska diverzifikace zdrojů Polsku nevyhovující). Polsko je tak v dovozu plynu nyní bez náhrady závislé z 90 % na dodávkách plynu z Ruska. V této souvislosti se Polsko těžko smiřovalo se stavbou rusko-německého plynovodu Nord Stream, který tuto závislost na ruském plynu podle něj dále prohlubuje.

Vládní nařízení stanovuje, že dovoz plynu z jedné země nesmí překračovat 88% a do roku 2020 má tento podíl být snížen až na 49%. S tímto cílem Polsko aktivně přistupuje k budování mezisystémových propojení (s využitím spolufinancování z unijních zdrojů). Nedávno bylo dáno do provozu propojení české a polské sítě plynovodů mezi českými Třanovicemi a polským Skoczówem, které je jednou součástí severojižního koridoru Balt-Jaderské moře. Dalším řešením, kterým chce Polsko diverzifikovat své zdroje, je dovoz zkapalněného plynu přes terminály LNG. Počátkem roku zahájilo stavbu takového terminálu ve Svinoústi, který by po dokončení v roce 2014 mohl zabezpečovat až 1/3 polské spotřeby zemního plynu, nezávisle na dodávkách z Ruska. [6]

#### **2.4.7. Výhledy jaderné energetiky**

Nárůst spotřeby elektrické energie v Polsku v blízké budoucnosti má krýt jaderná energetika (stavba první polské JE Żarnowiec byla zastavena v roce 1983), která má podle rozhodnutí vlády doplnit stávající energetický mix Polska. Podle aktuální vládní strategie Energetická politika do roku 2030, měl být první blok JE s instalovaným výkonem 3000 MW dokončen v roce 2020. Investor první polské JE, státní polská energetická skupina PGE, posunula ve své strategii rozvoje skupiny plánovaný termín dokončení prvního bloku první polské JE až na rok 2025. Druhý blok o stejném výkonu by měl být zprovozněn v roce 2029. [6]

#### **2.4.8. Polské naděje v těžbě břidličného plynu**

Polská veřejnost rovněž vkládá velké naděje do těžby břidlicového plynu. Polský Státní geologický institut (PIG) zveřejnil v březnu 2012 svůj odhad zásob nekonvenčního plynu a ropy v břidlicových vrstvách na polském území. Na rozdíl od dosavadních velmi hrubých a neověřených odhadů americké agentury EIA při ministerstvu energetiky USA a americké geologické firmy ARI (5,3 bln. m<sup>3</sup>) jde tentokrát o vědeckou zprávu, ve které byla analyzována data z let 1950-1990. Ta uvádí odhadované rozmezí 346 - 1920 mld. m<sup>3</sup> plynu, přičemž za nejpravděpodobnější maximum se ve zprávě považuje hodnota 768 mld. m<sup>3</sup>. I tak je to zhruba 5,5x více, než činily dosud v Polsku zdokumentované zásoby konvenčního plynu (145 mld. m<sup>3</sup>), což by řadilo Polsko na třetí místo v Evropě (po Norsku a Nizozemí), pokud jde o těžitelné zásoby plynu. Podle Ministerstva hospodářství Polska ani v případě těžby nekonvenčního plynu v Polsku nedojde k radikální změně energetické struktury Polska v nejbližších letech, tzn., že pro Polsko zůstává uhlí významným zdrojem primární energie a faktorem energetické bezpečnosti země. [6]

### **3. Podpora OZE v Polsku**

Polský systém na podporu OZE je založen na barevných certifikátech. Jejich pomocí se identifikuje zdroj energie, datum a místo její produkce a také informace o producentovi a výkonu elektrárny, která energii vytvořila. Ve skutečnosti se jedná pouze o formu garance o zdroji a původu energie.

#### **3.1. Polský systém energetických certifikátů**

Tyto certifikáty jsou vydávány energetickým regulačním úřadem URE (Urząd Regulacji Energetyki) na žádost podniku, který produkuje elektřinu. Jedná se o polskou verzi zeleného bonusu. Producenti elektřiny, kteří obdrželi certifikaci figurují ve zdrojovém registru certifikátů RSP (Rejestrze Świadectw Pochodzenia), kde je jim vytvořeno konto. Samotný



zdrojový registr certifikátů je provozovaný energetickou burzou TGE (Towarowa Giełda Energii) a certifikát k danému množství energie je vystaven burzou jakmile proběhne obchod s daným množstvím energie od výrobce k zákazníkovi.

Vystavené certifikáty jsou předmětem burzovních machinací, přičemž všichni aktéři těchto obchodů musí mít konto v RSP. K jednotlivým certifikátům dostává jejich vlastník státní dotace v různé výši, kterou určuje energetický regulační úřad a lze ji měnit a průběžně tak měnit podporu OZE popř. preferovat některý zdroj. Lze prodat energii a certifikát nebo jenom energii anebo jenom certifikát. Lze spekulovat na pokles nebo vzestup jejich ceny. Stát ovládá výrobu z OZE pomocí výše dotací k jednotlivým druhům certifikátů. Budoucnost tohoto systému podpory OZE je však nejistá, neboť investoři o některé druhy certifikátů neví takový zájem, jaký byl očekáván.

Z důvodu odlišení jsou používány různé barvy certifikátů:

#### **Zelené certifikáty**

Potvrzují původ energie z tradičních OZE, tj. vodní energie, geotermální energie, energie z biomasy a bioplynu, energie vytvořená ve větrných elektrárnách, fotovoltaická energie a tepelná energie vytvořená v solárních panelech.

#### **Červené certifikáty**

Elektřina vyrobená v kogeneračních jednotkách.

#### **Žluté certifikáty (dříve modré)**

Energie vyrobená v malých kogeneračních jednotkách na plyn o elektrickém výkonu nižším jak 1 MW.

#### **Fialové certifikáty**

Elektřina vyrobená z důlního plynu nebo bioplynu.

#### **Oranžové certifikáty**

Elektřina vyrobená za použití technologie CCS (Carbon Capture and Storage)

#### **Modré certifikáty**

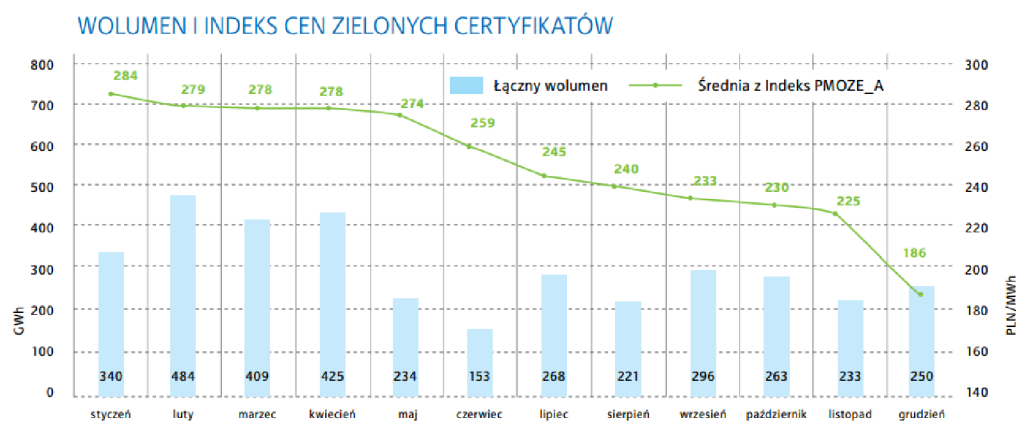
Elektřina vyrobená v nových vysoce účinných zařízeních.

#### **Bílý certifikát**

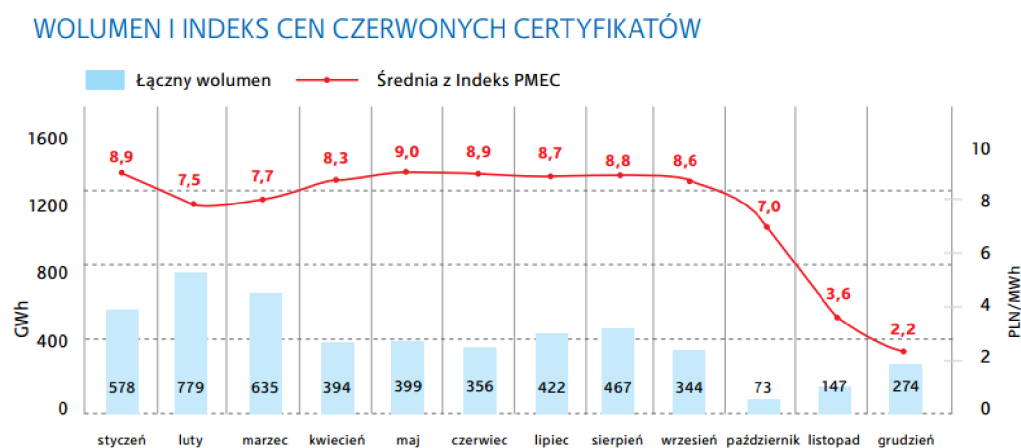
Elektřina vyrobená v zařízení jež prošlo modernizací, během něhož mu byla zvýšena účinnost.

#### **Bronzový certifikát**

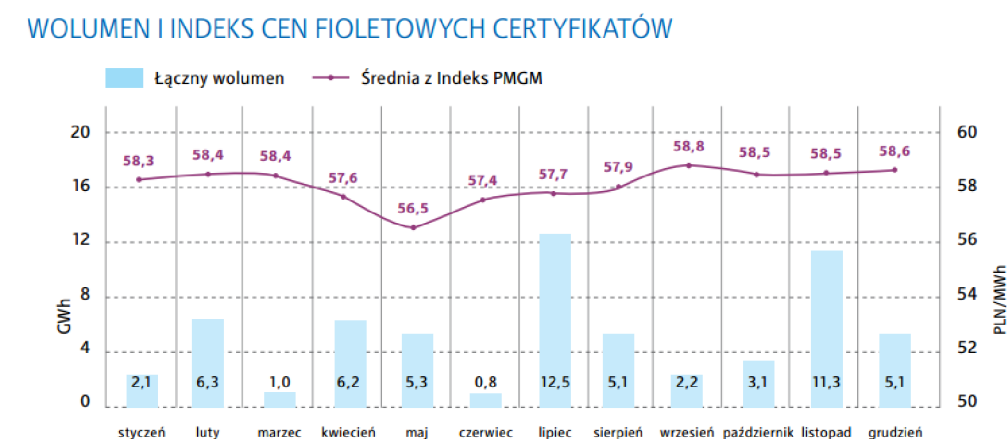
Energie vzniklá využitím zemědělského bioplynu. [19]



Obr. 9: Burzovní index cen zelených certifikátů v roce 2013 [20]



Obr. 10: Burzovní index cen červených certifikátů za rok 2013 [20]



Obr. 11: Burzovní index cen fialových certifikátů za rok 2013 jeden z mála cenově stabilních [20]

## 3.2. OZE v Polsku

### Větrná energetika

Poláci vsadili na vítr. Zájem investorů o výstavbu větrných elektráren byl v Polsku natolik velký, že by žádné jiné elektrárny pro splnění závazků o podílu OZE v polském energetickém mixu nebyly třeba. Vše samozřejmě díky neobvykle štědrému systému státní podpory. Dle Evropského sdružení větrné energie (EWEA) mají mít polské větrníky v roce 2020 celkový výkon 9,5 GW a pokrýt čtrnáct procent spotřeby polské elektřiny. Jen díky větrné energii by Polsko prakticky mohlo splnit své závazky vůči Evropské unii ohledně podílu OZE na celkovém prodeji elektřiny a tepla. Pro Polsko to činí 15 procent.

Polská vláda je však v této předpovědi opatrnější. Ve Státním akčním plánu zpracovaném ministerstvem hospodářství a schváleném a odeslaném do Bruselu na konci roku 2010 se předpokládá, že do roku 2020 dosáhne výkon polských větrníků 6,6 GW a bude vyrábět 10 % elektřiny vyráběné v Polsku. Všechny OZE by měly zajistit 15,5 procenta energie – o 0,5 procenta víc, než je závazek vůči EU.

Během přípravy akčního plánu zpracovalo ministerstvo hospodářství tři scénáře vývoje polské elektřiny z větru:

- Podle minimálního scénáře se tempo rozvoje větrné energetiky z minulých let nezmění. V takovém případě by v roce 2020 fungovaly větrné elektrárny s celkovým instalovaným výkonem 3,8 GW, což by Polsku neumožnilo splnit závazky vůči Bruselu.
- Splnění optimálního scénáře, který byl použit ve vládním dokumentu, bude reálné, když se v příštích letech podaří získat o něco vyšší přírůstky výkonu než v minulém roce, kdy bylo do sítě připojeno 460 MW z větrných elektráren.
- Optimistický scénář je založen na odhadech Polského sdružení větrné energetiky. Podle něj by polské větrníky mohly dodávat 17,8 GW, což je víc, než předpokládá EWEA.

Ze snů výrobců se však může stát noční můra pro správce energetických sítí. Podle největšího z nich, PSE Operator, bude do roku 2020 možné z větrných elektráren do polských přenosových a distribučních sítí připojit maximálně 8 GW. Další zvýšení instalovaného výkonu by v případě vyšší výroby elektřiny při příliš silných větrech na většině území mohlo způsobit přetížení sítě, její rozpad a blackout. [21]

### Ostatní OZE

Podle polského Energetického regulačního úřadu (URE) nabízely polské větrné elektrárny celkově 3241 MW instalovaného výkonu. V tomto ohledu je vítr už teď v Polsku nejdůležitějším OZE.

Na druhém místě je voda. Turbíny polských vodních elektráren mají celkový instalovaný výkon 1330 MW, do čehož však nejsou započítané přečerpávací elektrárny, které vlastně novou energii nevyrábějí. Vodní elektrárny dodaly v roce 2013 2,7 TWh a vítr 5,8 TWh elektrické energie. To je asi 5 % polské spotřeby.

Z polských řek už nelze získat podstatně víc elektřiny. Zato vítr je možné chytat skoro všude, pokud se okolní obyvatelé proti tomu nevzbouří. Mezní možnost energie z větru je podle ministerstva hospodářství 33,5 GW.

Významný potenciál v sobě skrývá také biomasa a bioplyn. Elektrárny vytvořili z biomasy v roce 2012 celkem asi 10 TWh elektřiny většinou při spalování dřevní štěpky. Slunci jako dodavatelé elektřiny se v Polsku zatím patřičná pozornost nevěnuje. Před nedávnem měly všechny čtyři polské sluneční elektrárny celkový výkon něco přes 0,1 MW. Loni v říjnu se k nim připojila první, a dosud jediná fotovoltaická elektrárna s výkonem 1 MW. Má být dostavovaná po etapách až do výkonu 10 MW. [21]

## 4. Typy zemního plynu a jejich využití

### 4.1. Plyn z konvenčních ložisek – zemní plyn

Tento plyn se nachází hlavně v propustných horninách, jeho těžba je jednoduchá a levná. Těží se za pomoci vertikálních vrtů. Většina v současnosti produkováného zemního plynu pochází právě z konvenčních ložisek. Zemní plyn je těžen stejnou metodou jako ropa. V ložiscích se nachází pod velkým tlakem, díky čemuž se během těžby sám uvolňuje na povrch. Před distribucí do sítě musí být očištěn od hlíny, písku vody, ropy, tekutých uhlovodíků, dusíku a vody.

V těžbě zemního plynu drží první místo dlouhodobě Rusko následované USA a Kanadou. V Evropě je po Rusku největším producentem Norsko. Polsko těží svůj konvenční zemní plyn v Podkarpátí a Velkopolsku, v ČR doprovází zemní plyn ropu těženou na Hodonínsku. Pokud se udrží současná spotřeba plynu, světové zásoby vystačí na následujících 60 let podle expertizy International Energy Agency, pokud započteme i nekonvenční ložiska, které reprezentuje hlavně břidličný plyn, tato doba se prodlouží na 250 let. [22]

### 4.2. Plyn z nekonvenčních ložisek tzv. „břidličný plyn“

Břidlicový plyn (shale gas, gaz łupkowy) je zemní plyn (hlavně metan) vázaný hluboko v usazených horninách, které vznikly z nánosů bahna s příměsí organického materiálu (rostlinné a živočišné zbytky) na dně prehistorických moří. Těmto horninám se říká břidlice. Vyznačují se velmi těsnou zrnitou a vrstevnatou strukturou, která zabraňuje přesunu plynu vzhůru. Plyn tedy zůstává zachycen mnohem hlouběji, než jsou plynové kapsy, ze kterých se až dosud zemní plyn těžil. [23] Břidličný plyn se svými technickými charakteristikami ani složením nijak výrazně neliší od konvenčního zemního plynu. Rozdílná je pouze metoda těžby.

Kromě břidlic se dá plyn těžit také na uhelných ložisek a některých druhů pískovců. Podmínkou je obsah organického materiálu v hornině.

#### 4.2.1. Břidlice

Břidlice, které mají ekonomicky využitelné množství plynu, jsou si v mnoha ohledech podobné. Jsou bohaté na organický materiál (0,5 až 25 %) a zpravidla se jedná o olejonosné břidlice (hydrocarbon source rocks). Nacházejí se tři až šest kilometrů pod povrchem, kde je teplota natolik vysoká, že z většiny organického materiálu vznikne zemní plyn. Bývají dostatečně tvrdé a pevné, aby v nich vydržely otevřené póry. Část vytvořeného plynu se drží v přirozených zlomech, část se nachází v pórech a část se navázala na organický materiál. Plyn, který je ve zlomech, je uvolněn při těžbě okamžitě. Ten, který se navázal na organický materiál, se do vrtu uvolňuje postupně. V tomto smyslu se nijak zásadně neliší od hornin, z nichž vznikaly tradiční ložiska plynu a ropy. [23]

### 4.3. Způsob těžby břidličného plynu

Zásadní odlišnost je ale ve způsobu těžby. Většina dosavadní světové produkce zemního plynu pochází z relativně snadno těžitelných nalezišť, kterými jsou bubliny plynu uvězněné pod vrstvou nepropustné horniny. Tento plyn se postupně uvolňoval ze spodních vrstev a pronikal propustnými horninami směrem nahoru tak dlouho, než narazil na horninu, kterou už projít nemohl. Vytvořil tak bublinu, kterou lze těžít. V pevných a nepropustných vrstvách břidlic je však vzniklý plyn uvězněn. Nemůže proto být běžným způsobem, tedy svislým vrtem, vytěžen. Aby jej těžaři dostali ven, musí napřed břidlici rozrušit a vytvořit v ní systém propojených kanálků (hydrofraking, szczelinowanie). Teprve pak lze odtud plyn získat. Je to metoda obtížnější než klasická těžba.

#### 4.3.1. Vertikální vrt

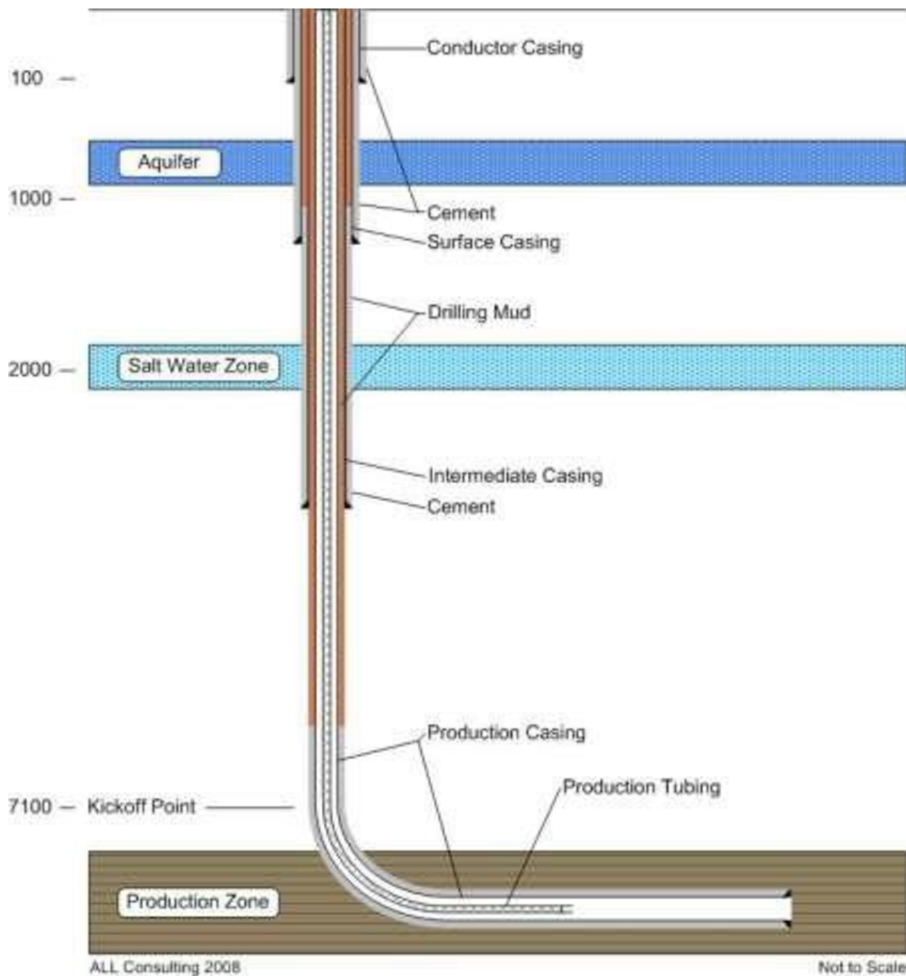
Základem těžby je vertikální vrt do hloubky 2,5-4,5 km, kde se nachází břidličné vrstvy. Vrtání probíhá v několika fázích. První vrt o největším průměru bývá veden do hloubky kolem 600 m pod povrch, což je největší hloubka, kde může dojít ke kontaminaci podzemních vod. Po vyvrtání jsou do otvoru zasunuty ocelové roury a prostor mezi rourami a stěnami vrtu je zalit betonem, čímž je vytvořena nepropustná vrstva.

V druhé fázi vrtu se pokračuje ve vrtání na úroveň 1-2 km vrtákem o menším průměru. Poté je vrták vytažen, vrt vyvločkován druhou trubkou a dovnitř je opět natlačen beton, který trubku zvnějšku zaizoluje.

Následuje poslední fáze vertikálního vrtu o nejmenším průměru až do požadované hloubky. Opětovné vyvločkování a izolace betonem. Díky tomuto procesu o třech krocích je zajištěna maximální ochrana podzemních vod, neboť v horní části vrtu je hned 6 vrstev bránících průniku nežádoucích chemikálií do podzemních vod.

#### 4.3.2. Horizontální vrt

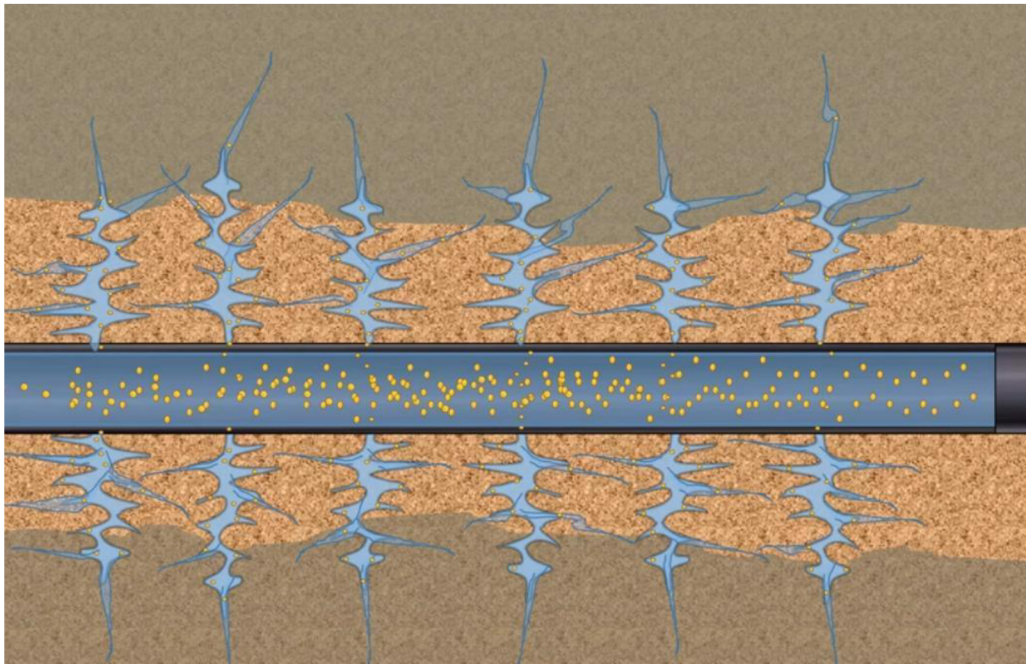
Po dosažení těžební hloubky je nasazena excentrická vrtná hlavice, která vrt zakřivuje, dokud nedojde do horizontální polohy. Poloměr zakřivení je řádově stovky metrů. Následuje vrtání horizontálního vrtu o délce několik kilometrů. Po dosažení odpovídající délky je vrtná souprava vytažena a horizontální vrt je vyvločkován ocelovými trubkami. Do horizontálního vrtu je následně spuštěna speciální hlavice obsahující výbušniny, která vytvoří v ocelové stěně trubky otvor o velikosti řádově několik centimetrů a ještě „prostřelí“ 50-70 cm břidličného masivu za trubkou. Proces se opakuje v intervalu několika desítek metrů.



Obr. 11: Schéma vrtu na BP (hloubka ve stopách) [24]

### 4.3.3. Hydraulické krakování

Hydraulické krakování je metoda, která spočívá ve vtláčování směsi propantu, vody a malé příměsi chemikálií do vrtu pod vysokým tlakem. Krakovací směs proniká prostřelenými otvory ve stěně ocelové trubky horizontálního vrtu a dostává se do břidlic. Díky tlaku, který dosahuje až 60 MPa trhá břidlice, tvoří dutiny a další vodní cesty. Během procesu hydrokrakování je rozrušena oblast ve vzdálenosti 30-50 m od horizontálního vrtu. Zároveň s tlakovou vodou je do vrtu vháněn i propant, který zabráni uzavření vzniklých pórů a směs chemikálií, které napomáhají chemickému rozrušení hornin a následnému uvolnění břidličného plynu. Hydraulické krakování má mnoho variant, přičemž některé jsou předmětem patentů a průmyslového tajemství. Následně se tlak uvolní, většina vody se vrátí zpět na povrch a plyn začíná volně unikat z vrtu. Po následném očištění od nežádoucích příměsí a vysušení je dodáván do plynofikační sítě.



Obr. 12: Rozrušování horniny hydrokrakovací směsí [25]

#### 4.3.4. Hydrokrakovací směs

Hydrokrakovací směs má následující složení:

- voda-sladká nebo nízko mineralizovaná 10 000-20 000 m<sup>3</sup> na jeden hydrokrakovací proces, přičemž značnou část lze recyklovat, takže ve výsledku stačí něco mezi 1 000-5000 m<sup>3</sup>
- propant-směs písku, keramiky, plastické a kovové kuličky, tekuté polymerní materiály. Propant zabraňuje uzavírání pórů, které jsou v hornině vytvořeny vysokotlakým rozrušováním. Spotřeba kolem 250 t na vrt.
- směs různých chemických látek o celkové koncentraci nepřesahující 0,5 %. Tyto látky mají za úkol chemicky narušovat povrch břidlic a způsobovat jejich další rozrušování, zjednodušit uvolňování plynu z horniny, regulovat viskozitu, pH, zabraňovat korozi apod. Na vrt se spotřebuje při spotřebě vody 15000 m<sup>3</sup> do 25 t těchto chemikálií. [25]

#### 4.3.5. Požadavky na vodu

Technologie hydrokrakování klade značné požadavky na vodní zdroje. Během hydrokrakování v jednom vrtu je potřeba zhruba 18 000 m<sup>3</sup> vody, přičemž 60-90% lze recyklovat. Voda je do vrtu vháněna společně s dalšími složkami hydrokrakovací směsi, a to rychlostí kolem 700 m<sup>3</sup> za hodinu, přičemž natlakování trvá kolem jednoho dne. Toto množství vody klade značné požadavky na vodní zdroje, proto bývá součástí vrtných oblastí i nádrží na recyklaci vody, protože z jednoho místa bývá obvykle vedeno více vrtů. [25]



### 4.3.6. Zábory pudy

Během vrtání vrtů je zabrána plocha odpovídající 0,5-3 ha. Je to plocha bezprostředně nutná pro stavbu vrtné věže, vyhloubení nádrže pro recyklaci hydrokrakovací směsi, sklad materiálu a parkování mechanizace. Plocha musí být odlesněná a rovinná. Z jednoho místa lze vrtat až 20 vrtů hvězdicově. Po vyvrtání vrtů je vrtná věž sklizena, vrt uzavřen uzavírací armaturou, nádrž oplocena a oblast zatravněna. Plyn je odváděn plynovodem do čistící a sušící stanice není-li v místě.



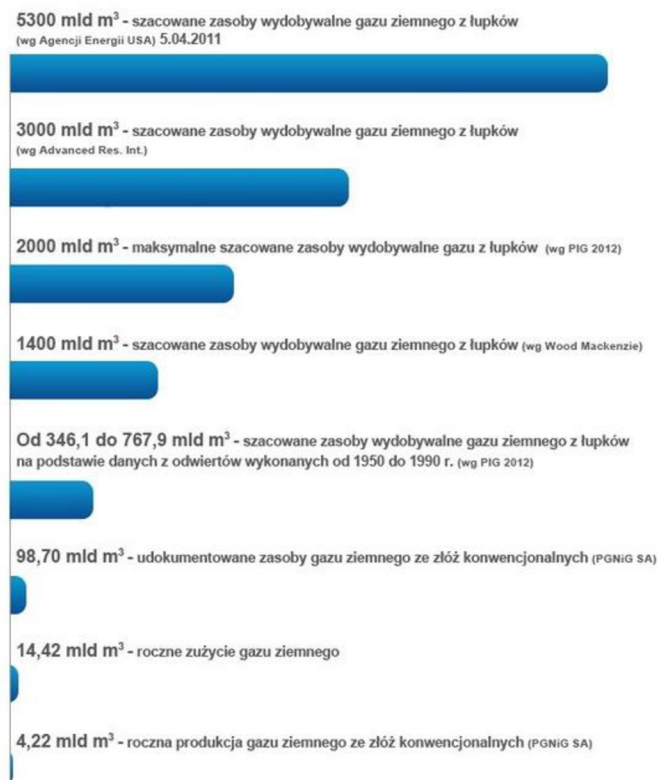
Obr. 13: Zábory cca 2 ha během těžby u Gdaňsku [25]

## 4.4. Zásoby břidličného plynu

Množství zásob zemního plynu lze jen velmi těžko odhadnout, dokud nezačnou průzkumné vrtky. Je třeba uvážit, že těžba v polských podmínkách bude probíhat v hloubkách mezi 2,5-4,5 km, což je dost odlišné oproti vrtům USA. Při vlastní těžbě se považuje za úspěch, pokud se v 50 % vrtů plyn skutečně nachází. Stejně tak odhadované zásoby těžitelného plynu bývají těžařskými firmami záměrně nadhodnocovány, protože se jedná o akciové společnosti a větší zásoby znamenají vyšší potenciální zisky a tedy i vyšší cenu akcií. Naopak ekologičtí aktivisté hodnoty zásob záměrně snižují, aby bylo zabráněno těžbě.

Obrázek 14 reprezentuje, jak se měnil odhad množství břidličného plynu v Polsku. V roce 2011 to bylo 5300 mld. m<sup>3</sup> podle International Energy Agency, později 3000 mld. m<sup>3</sup> podle Advant Research International, první věrohodná studie Polského geologického institutu (PIG) mluvila o celkových zásobách kolem 2000 mld. m<sup>3</sup>. Co se týče těžitelných zásob, různé studie se rozcházejí. Udávané rozpětí je mezi 346-1400 mld. m<sup>3</sup>. Pro srovnání roční spotřeba ČR je kolem 8,3 mld. m<sup>3</sup>. [26] Za nejvěrohodnější se v současnosti považuje expertiza PIG, která udává množství těžitelného břidličného plynu v rozmezí 346-720 mld m<sup>3</sup>.

## ZASOBY, PRODUKCJA I ZUŻYCIE GAZU ZIEMNEGO W POLSCE



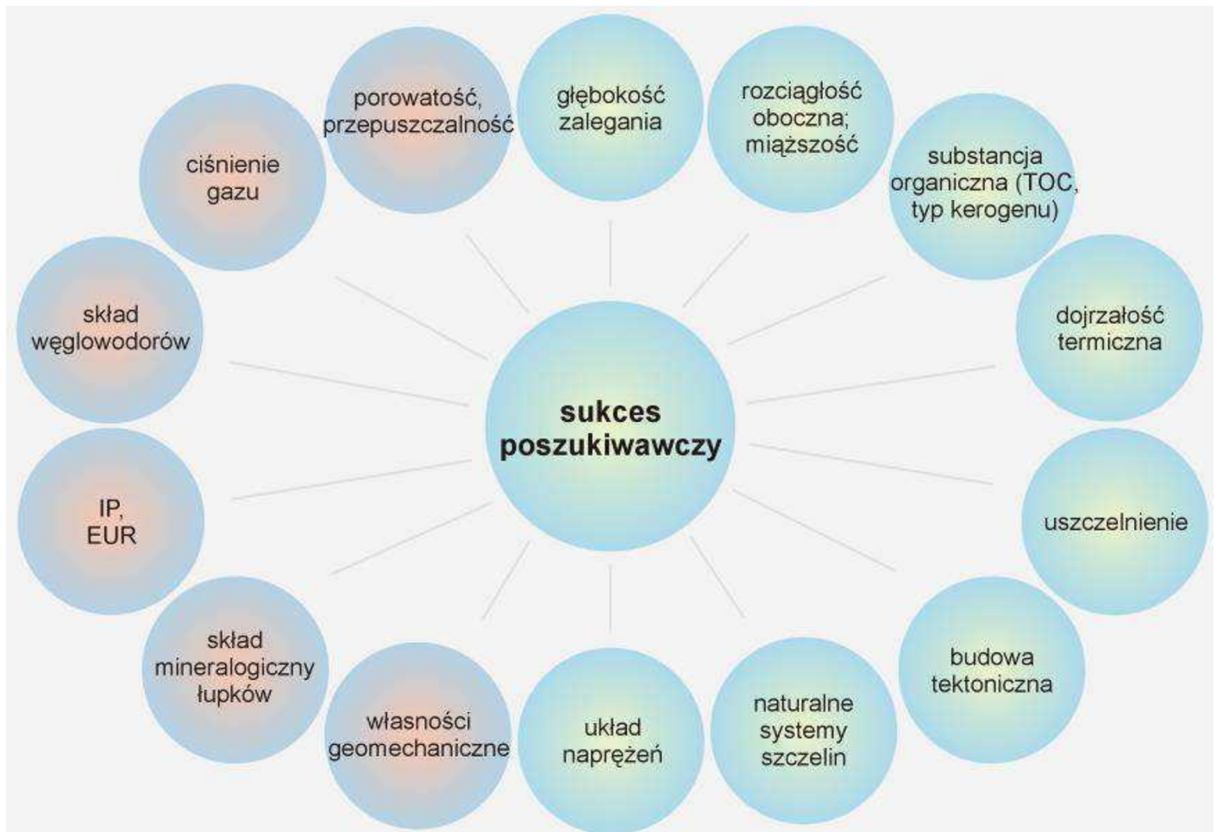
Obr. 14: Zásoby, produkce a využití zemního plynu v Polsku [27]

#### 4.4.1. Stanovení těžitelnosti

Nikdo nepochybuje, že se v Polsku nachází velké množství břidličného plynu. Základním problémem však zůstává, jaký podíl je těžitelný. Vliv na to má celá řada faktorů jak ukazuje ilustrace dole. Čím více je dostupných informací (modré bubliny), tím snáze lze odhadnout, zda-li je ložisko rentabilní a těžitelné. Na rozdíl od USA však nemáme v Evropě řadu geologicko-fyzikálních informací, protože tu nikdy neprobíhal hloubkový průzkum za účelem těžby a většinu informací ani mít nemůžeme, dokud z dané hloubky nebude odebrán vzorek při průzkumném vrtu.

**V Polsku známé parametry těžitelnosti, jež byly zjištěny během dřívějších průzkumů:** głębokość zalegania-hloubka ložiska; rozciągłość oboczna, miąższość-šířka ložiska a wydajność; substancja organiczna-množství organické hmoty; dojrzałość termiczna-tepelná zralost; uszczelnienie-těsnost ložiska; budowa tektoniczna-tektonický profil; naturalne systemy szczelin-přírodní systémy trhlin; układ naprężzeń-orientace napětí uvnitř horniny.

**V Polsku neznámé parametry těžitelnosti:** porowatość, przepuszczalność-pórovitost a propustnost; ciśnienie gazu-tlak plynu; skład węglowodorów-složení uhlovodíků; IP, EUR-postoj místních úřadů a EU v budoucnu; skład minearologiczny łupków-minerologické složení břidlic; własności geomechaniczne-geomechanické vlastnosti. Tyto vlastnosti nebudou známy, dokud nebude proveden vlastní vrt, pro který je zapotřebí vykoupit pozemek, přivést vrtnou věž a nově získat povolení pro průzkumný vrt, což je nová dříve neexistující regulace z EU, která ze všeho trvá asi nejdéle. Samotný průzkumný vrt pak vyjde řádově na miliony Kč.



Obr. 14: Faktory mající vliv na stanovení těžitelnosti [27]

#### 4.4.2. Porovnání zdrojů Polska s Evropou

Uhlovodíkové bohatství lze rozdělit na zdroje a zásoby. Další klasifikace se řídí stupněm geologické spolehlivosti dané formace (spekulativní, možné, odhadované, posuzované, změřené, prokázané) a technologickými a hospodářskými aspekty. Odhad množství zdrojů má obecně mnohem nižší kvalitu než odhad zásob, protože vychází z mnohem méně spolehlivé analýzy geologických údajů. Přestože takový postup není povinný, množství zdrojů se obvykle měří metodou GIP (angl. „gas-in-place“), zatímco v případě zásob se již bere v úvahu, jaké jsou za běžných technických a hospodářských podmínek možnosti jejich čerpání. Na konvenčních nalezištích zemního plynu se typicky vytěží 80 % celkového objemu plynu nalezeného v daném místě (GIP), i když v závislosti na celkových geologických podmínkách se tento podíl může pohybovat v rozmezí 20 % a více než 90 %. Podíl vytěženého plynu z nekonvenčních nalezišť je mnohem nižší. Zdroje břidlicového plynu proto nelze zaměňovat se zásobami plynu. Na základě dosavadních zkušeností je pravděpodobné, že během několika příštích desetiletí bude možné odhadované zdroje nalezeného plynu (GIP) transformovat do podoby využitelných plynových zásob pouze z 5–30 %. [28]

V tabulce 6 je znázorněna výroba konvenčního zemního plynu v roce 2009 a jeho prokázané zásoby. Tyto údaje jsou srovnány s předpokládaným množstvím zdrojů břidlicového plynu. Zdrojové údaje jsou převzaty z nedávného hodnocení, které provedla americká EIA. Podle definice by prokázané zásoby zemního plynu měly být vytěžitelné prostřednictvím již existujících nebo plánových vrtů za stávajících hospodářských a technických podmínek. Objem zdrojů břidlicového plynu nalezeného v daném místě je odhadem založeném na přibližných geologických parametrech, jako je rozloha naleziště a síla vrstvy, propustnost a

množství plynu na jednotku objemu atd. Tyto údaje jsou zčásti experimentálně ověřené, ve většině případů se však jedná o hrubé odhady prováděné ve velkém měřítku. Tyto údaje, týkající se plynu nalezeného v daném místě, jsou uvedeny ve čtvrtém sloupci (Břidlicový plyn GIP). Jako technicky vytěžitelné zdroje břidlicového plynu se označují objemy plynu, které lze podle odhadů zpracovat za použití stávajících technologií a za předpokladu rozsáhlého rozvoje těžby na daném nalezišti. Faktor využití či vydatnosti představuje podíl předpokládaného množství technicky vytěžitelných zdrojů břidlicového plynu chápaný v poměru k množství plynu nalezeného na daném místě. Tyto údaje se nacházejí v posledním sloupci (Předpokládaný faktor využití). Podle předpokladů americké EIA je tento faktor využití či vydatnosti v průměru 25 % celkového množství plynu nalezeného v daném místě, které představují technicky vytěžitelné zdroje. Původní jednotky používané ve Spojených státech jsou převedeny na jednotky SI. [29]

Tabulka 6: Posouzení výroby a zásob konvenčního plynu ve srovnání se zdroji břidlicového plynu (plynu nalezeného v daném místě (GIP) i technicky vytěžitelnými zdroji břidlicového plynu v roce 2011 [29]

Stát	Výroba v roce 2009 (mld.m <sup>3</sup> )	Prokázané zásoby konvenčního plynu (mld.m <sup>3</sup> )	Břidličný plyn GIP (mld.m <sup>3</sup> )	Technicky využitelné zdroje (mld.m <sup>3</sup> )	Předpokládaný faktor využití
Francie	0,9	5,7	20376,0	5094,0	25,0%
Německo	15,6	92,4	934,0	226,0	24,2%
Nizozemsko	73,3	1390,0	1868,0	481,0	25,7%
Norsko	103,5	2215,0	9424,0	2349,0	24,9%
Spojené království	59,6	256,0	2745,0	566,0	20,6%
Dánsko	8,4	79,0	2604,0	651,0	25,0%
Švédsko	0,0	0,0	4641,0	1160,0	25,0%
Polsko	4,1	164,0	22414,0	5292,0	23,6%
Litva	0,9	0,0	481,0	113,0	23,5%
<b>EU 27+Norsko</b>	<b>266,0</b>	<b>4202,0</b>	<b>65487,0</b>	<b>16470,0</b>	<b>25,0%</b>

K posouzení použitelnosti těchto odhadů zdrojů se jeví jako užitečná analýza některých významných nalezišť plynonosných břidlic ve Spojených státech, protože zkušenosti s rozvojem těžby plynu z těchto břidlic jsou v Evropě stále ještě v počátcích. Zásoby se budou tvořit a postupně využívat pro výrobu pouze z určité části technicky vytěžitelných zdrojů břidlicového plynu, protože zpřístupnění celého objemu břidlicových zdrojů je omezeno dalšími faktory. Využití břidlicových zdrojů brání například povrchová geografie, chráněné oblasti (např. nádrže pitné vody, přírodní rezervace, národní parky) nebo hustě osídlené oblasti.

Z tohoto důvodu zde uvádím i stručné srovnání se zkušenostmi získanými ve Spojených státech, na jehož základě lze vidět, jak velké poměrné množství vytěžitelných zdrojů lze ve výsledku využít pro výrobu. Zčásti se lze poučit také z minulých vývojových trendů a jejich extrapolace, i když tyto aktivity dosud neskončily. Vycházíme-li ze zkušeností získaných ve Spojených státech, je možné, že ve výsledku může být pro výrobu v několika příštích desetiletích využito výrazně méně než 10 % celkového objemu plynu nalezeného v daném místě. [29]

#### 4.4.3. Posouzení zdrojů plynonosných břidlic na významných nalezištích v USA a některé klíčové parametry

Spojené státy mají dlouholetou zkušenost z více než 50 000 vrtů, které provedly během posledních více než 20 let. V tabulce 7 jsou uvedeny některé klíčové parametry hlavních nalezišť plynonosných břidlic ve Spojených státech. Jedná se o rozlohu oblasti, hloubku a sílu břidlicové vrstvy a celkový obsah organického uhlíku TOC (total organic content). TOC spolu s propustností horniny je měřítkem obsahu plynu v břidlici. Společnost ALL Consulting na základě těchto údajů odhadla množství plynu v daném místě a množství vytěžitelných zdrojů v Evropě. Tyto údaje jsou spolu s odhadovaným objemem výroby na jeden vrt převzaty ze zprávy ALL consulting 2008. Jsou srovnány s nedávnými vývojovými trendy, jako je objem kumulativní výroby do roku 2011 a objem výroby na jeden vrt v roce 2010.

Objem výroby na jeden vrt v roce 2010 (viz tabulka 7, poslední řádek) se téměř shoduje s hodnotami předpovídanými v případě projektů břidlicových vrtů v Barnettu a Fayetteville. Břidlicové vrty v Antrimu, kde se začalo těžit už dříve, vykazují podle předpovědi mnohem menší objem výroby na jeden vrt, zatímco břidlicové vrty v Haynesville, kde byla těžba zahájena nejpozději, mají objem výroby dosud větší. Níže jsou tyto aspekty probrány podrobněji. [29]

Tab. 7: Posouzení vývoje těžby na hlavních nalezištích plynonosných břidlic v USA [30] ve srovnání s Polskem [29]

Naleziště plynonosných břidlic	Jednotky	Antrim	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Polsko
Odhadovaná rozloha	km <sup>2</sup>	30000	13000	23000	23000	29500
Hloubka	km	0,2-0,7	2,1-2,8	0,3-2,3	3,5-4,5	1-4,5
Čistá síla vrstvy	m	4-25	30-200	7-70	70-100	3,5-70
TOC	%	1-20	4,5	4-9,8	0,5-4	1-12
Celková propustnost	%	9	4-5	2-8	8-9	
GIP	mil.m <sup>3</sup> .km <sup>-2</sup>	70	720	65	880	51
GIP	bil.m <sup>3</sup>	2,2	9,3	1,5	20,3	1,92
Vytěžitelné zdroje	bil.m <sup>3</sup>	0,57	1,2	1,2	7,1	0,3-0,8
Vydatnost	%	26%	13%	80%	35%	10-25%
Kumulovaná výroba (leden 2011)	mld.m <sup>3</sup>	0,08	0,244	0,05	0,05	
Odhadovaný objem výroby (2008)	tis.m <sup>3</sup> .den. <sup>-1</sup> vrt <sup>-1</sup>	3,5-5,7	9,6	15	18-51	
Skutečný objem výroby (2010)	tis.m <sup>3</sup> .den. <sup>-1</sup> vrt <sup>-1</sup>	1	9,5	21,8	90	

#### 4.4.4. Průběh těžby na vrtu

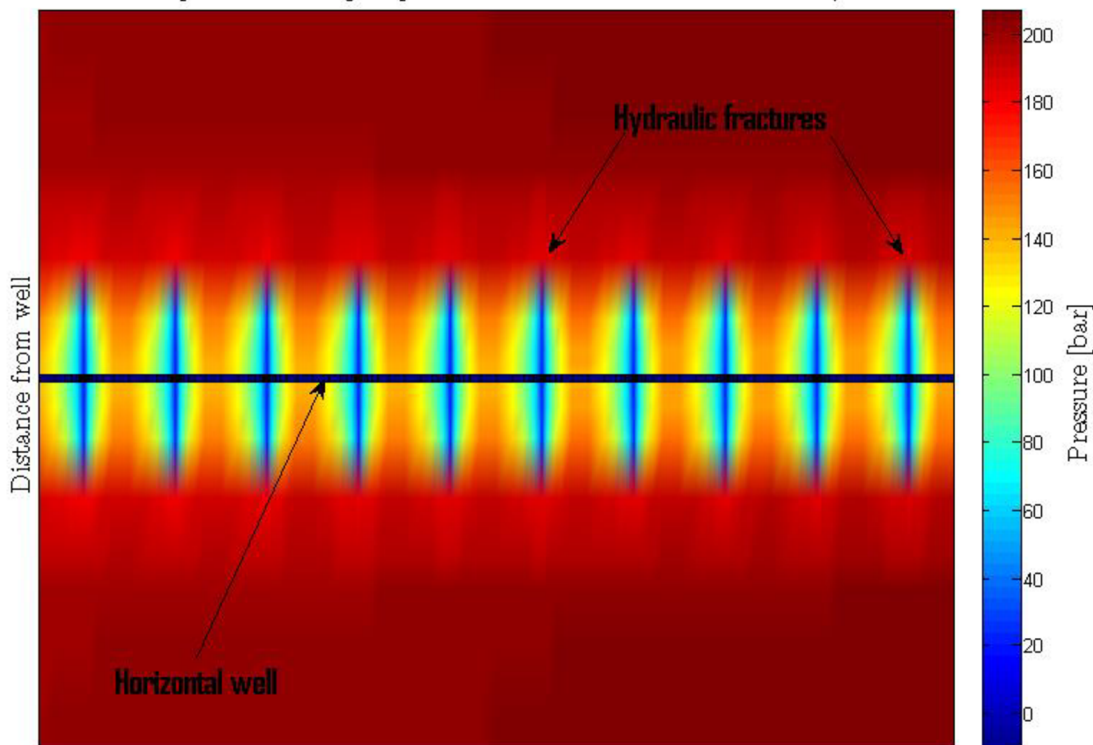
Průměrná doba těžby se na vrtu v oblasti Barnett Shale se pohybuje kolem 7,5 roku, přičemž 65 % plynu je vytěženo během prvních 3 let s průměrným poklesem těžby 8 % každý následující rok. Produkce kapalných plynů, které se těží zároveň, popř. ropných frakcí spadá ještě rychleji. Statistiku produkce v reálném vrtu ukazuje tabulka 8 níže. Zároveň s produkcí vrtu klesá i tlak, podle kterého se dá identifikovat, kolik plynu ještě ve vrtu zbývá.



Tab. 8: Reálná produkce vrtu v oblasti Carol Baker [31]

arm Name	Volume (Nm <sup>3</sup> )	Days	Avg./Day (Nm <sup>3</sup> .h <sup>-1</sup> )	End Date
CAROL BAKER	2 136 273	20	4 448	6/30/10
	11 764 787	150	3 266	12/31/10
	10 210 568	181	2 350	6/30/11
	8 619 687	176	2 040	12/31/11
60% drop-off in 23.5 months	7 698 253	182	1 761	6/30/12
64% drop-off in 29.5 months	6 917 039	182	1 582	12/31/12
69% drop-off in 35.5 months	6 019 499	181	1 385	6/30/201
SUMA	53 366 105	1072		

Topside view of grid pressure in horizontal well at 450 days



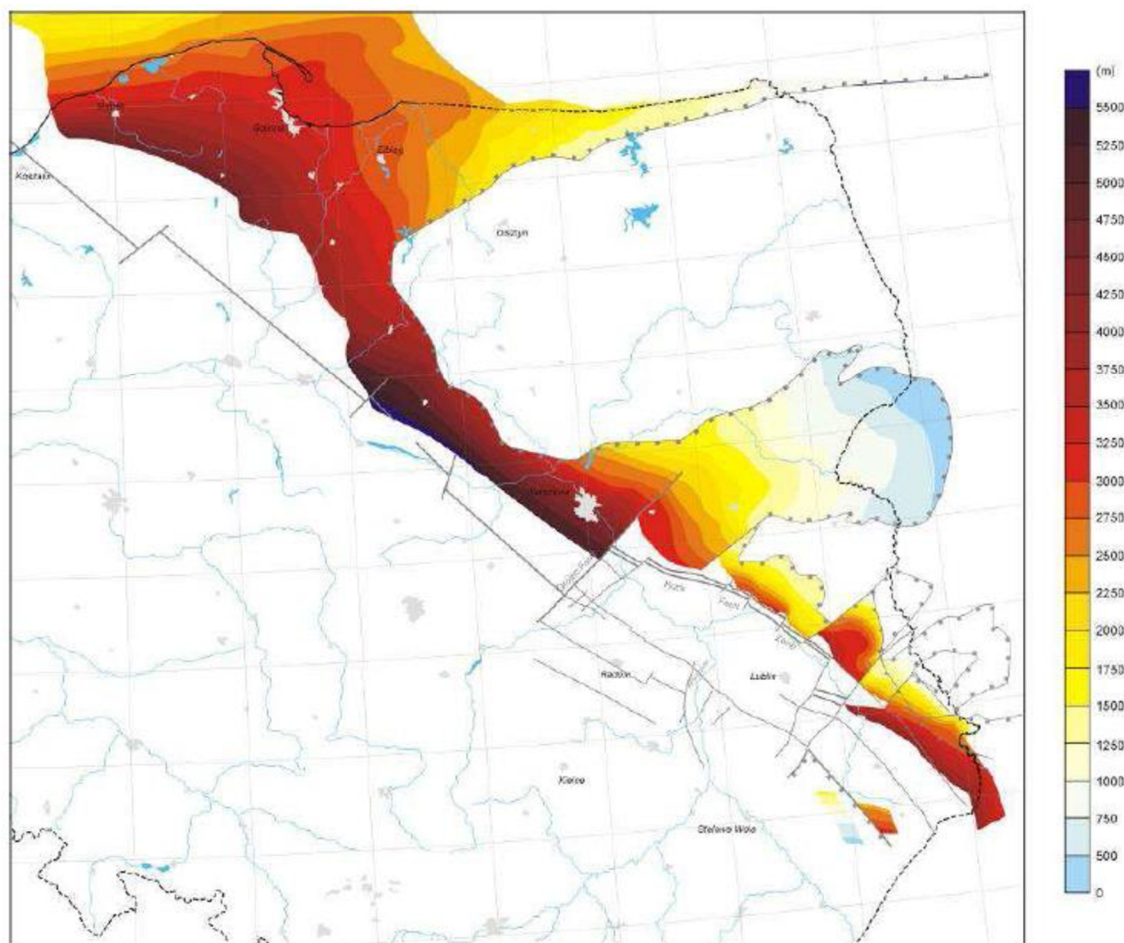
Obr. 15: Tlak ve vytěženém ložisku břidličného plynu [31]

## 4.5. Rozmístění zásob na území Polska

Polski Instytut Geologiczny rozlišuje 2 hlavní oblasti výskytu břidličného plynu v Polsku. Oblast suchozemskou (strefa lądowa) a oblast baltského mořského šelfu (szelf bałtycki). Protože oblasti nelze jednoznačně říct, kde se v podzemí ještě nachází ložisko a kde už ne, každá oblast má svoji maximální a minimální plynonosnou plochu viz tabulka 9:

Tab. 9: Rozmístění zásob břidličného plynu v mezi baltským šelfem a suchozemským Polskem spočtené očekávaného výdobytku z vrtů [4]

Oblast	rozloha (km <sup>2</sup> )	očekávaný výdobytok z vrtu minimum 1,13 mil.m <sup>3</sup>	očekávaný výdobytok z vrtu pravděpodobný 11,3 mil.m <sup>3</sup>	očekávaný výdobytok z vrtu maximální 28,3 mil.m <sup>3</sup>
baltský mořský šelf minimální rozloha	7952	14,8 mld.m <sup>3</sup>	148,3 mld.m <sup>3</sup>	371,1 mld.m <sup>3</sup>
baltský mořský šelf maximální rozloha	6192	11,6 mld.m <sup>3</sup>	115,6 mld.m <sup>3</sup>	289,0 mld.m <sup>3</sup>
oblast suchozemská minimální rozloha	33183	61,9 mld.m <sup>3</sup>	619,4 mld.m <sup>3</sup>	1548,6 mld.m <sup>3</sup>
oblast suchozemská maximální rozloha	12347	23,0 mld.m <sup>3</sup>	230,5 mld.m <sup>3</sup>	576,2 mld.m <sup>3</sup>
CELKEM minimální rozloha	41135	76,8 mld.m <sup>3</sup>	767,9 mld.m <sup>3</sup>	1919,7 mld.m <sup>3</sup>
CELKEM maximální rozloha	18539	34,6 mld.m <sup>3</sup>	346,1 mld.m <sup>3</sup>	865,2 mld.m <sup>3</sup>



Obr. 16: Rozmístění plynosných břidlic v Polsku a jejich hloubka [4]

## 4.6. Náklady na těžbu

Výrobní náklady na těžbu břidlicového plynu se odhadují na 80–320 USD za 1000 m<sup>3</sup> a odlišují se regionálně. Experti Mezinárodní energetické agentury předpokládají ze zkušeností z projektu Barnett Shale v USA, že minimální náklady jsou 90 USD za 1000 m<sup>3</sup> a celkově těžba nekonvenčního plynu v USA je ekonomicky rentabilní při cenách 140–210 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Dle IHS CERA budou předpokládané jednotkové náklady na těžbu a přepravu břidlicového plynu v roce 2014 v USA přibližně 155 USD za 1000 m<sup>3</sup> a na kanadských ložiscích v Britské Kolumbii a Albertě 109 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Při současných cenách za plyn budou tyto projekty konkurenceschopné.

Kromě toho je návratnost investic do výroby netradičním způsobem menší. Životnost horizontálního vrtu v břidlicovém poli je i o hodně kratší než při těžbě konvenčního plynu. Jeho produktivita prudce klesá, a proto vzniká potřeba vrtat hlouběji, což během několik let může výrazně zvýšit náklady. Z nejasností o celkových nákladech a ekonomické efektivitě nekonvenčních projektů vyplývá zatím následující závěr: výroba břidlicového plynu v USA bude únosná, dokud náklady na ni nepřevýší cenu na výrobu zkapalněného zemního plynu. USA jsou velmi flexibilní ve svých prognózách využití importu LNG a jejich import bude především záležet právě na vývoji světových cen paliva.

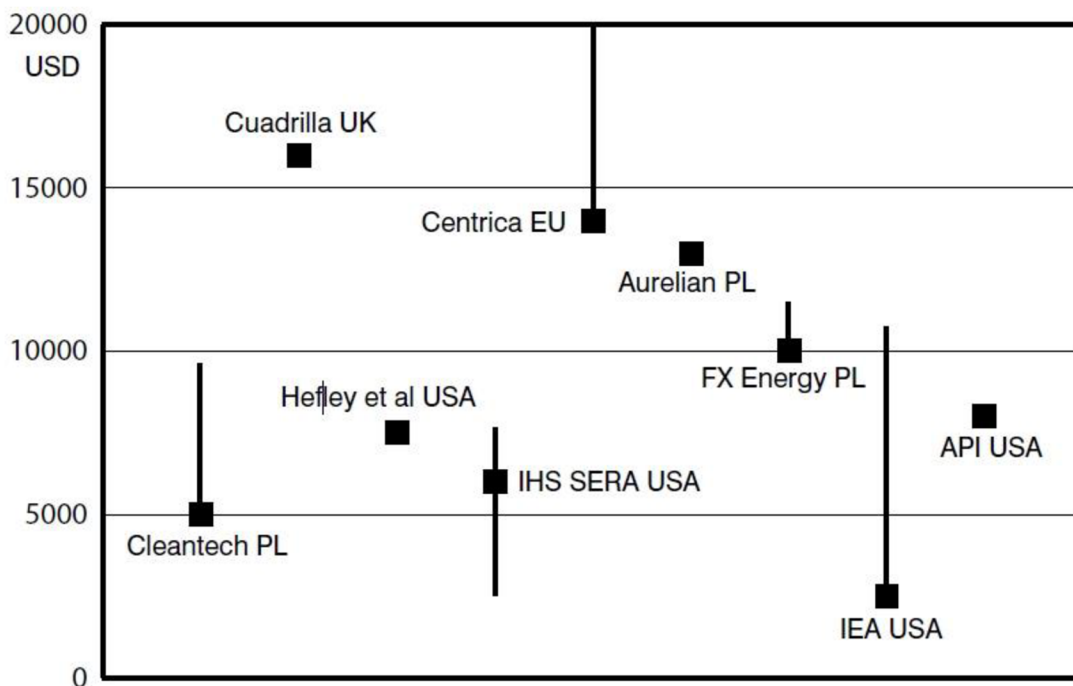


Kromě snížení cen je další výhodou, kterou přináší využití nekonvenčního plynu, možnost přechodu energeticky náročných odvětví na tento levnější dostupný zdroj. Zaměření ekonomiky na spotřebu plynu splňuje ekologické požadavky a vede ke snížení emisí skleníkových plynů v porovnání s použitím tradičních paliv. Tato perspektiva láká i další země, které jsou závislé na dovozech energetických surovin. Evropská unie byla mezi prvními, kdo na svém území zahájil průzkumy týkající se možné těžby nekonvenčního plynu a jeho následného využívání. Je ale nutné připomenout, že evropské ekonomiky se nacházejí v odlišných výchozích podmínkách. IEA zveřejnila informaci o 35 bil. m<sup>3</sup> zásob břidlicového plynu v evropském prostoru. Vzhledem k zatím nedostatečnému geologickému průzkumu evropských ložisek na rozdíl od amerických, je toto číslo velmi přibližné. Největší očekávání jsou spojená s Polskem. Jeho geologická struktura je hodně podobná břidlicovým polím Barnett Shale v Texasu. Zájem o průzkumy na území Polska již projevilo několik velkých mezinárodních společností jako Conoco Phillips, Chevron Corp., Marathon a Exxon Mobil. Polská vláda jako velký příznivec alternativního paliva již vydala přes 100 licencí na průzkum a připravuje návrh zákona o změnách v zákonech o geologii a hornictví, aby společnosti zabývající se průzkumem břidlicového plynu mohly pokračovat dále i v jeho těžbě. Ovšem v Evropě je proces získání licence na průzkumy velmi složitý. Chybí nebo je omezená příslušná daňová legislativa a legislativa spojená s těžbou energetických surovin. Na rozdíl od EU podléhá v USA těžba surovin speciálnímu daňovému režimu. [32]

#### 4.6.1. Rozdíly v těžbě v USA a Evropě

Výzkumné práce v Evropě jsou rovněž omezovány nevhodností terénu a hustotou zalidnění (v EU 113 obyvatel na km<sup>2</sup>), což neumožňuje přímý přístup k lokalitám s možným výskytem břidlicových ložisek, zatímco v USA se většina ropných i plynových polí nachází v neosídlených nebo řídce obydlených oblastech (průměrná hustota zalidnění v USA je 29 obyvatel na km<sup>2</sup>). Např. ve státě New York, který patří k nejvíce zalidněným, byla těžba plynu zakázána a to zejména z ekologických důvodů, které souvisejí s výše popsanou ekologickou náročností těžby. Z důvodu striktnější ekologické legislativy v EU zde nemusí produkce břidlicového plynu dosáhnout tak velkého rozsahu jako v USA. Kromě toho chybí v Evropě rozvinutá síť vhodné infrastruktury – lokálních i magistralních plynovodů. Výstavba každého plynovodu je kapitálově velmi náročná a ke zvýšení nákladů zásadně přispívá i hloubka ložiska. V ložisku Barnett Shale se břidlice nacházejí v hloubce od 450 m, zatímco v Polsku byl první plyn vytěžen z 1620 m. Odhad celkových nákladů je komplikovaný a experti zde předpokládají dvojnásobek amerických nákladů. Podle odhadů kolísají náklady na vrt v rozmezí 2,5–16 mil. USD (viz graf 1). Výše uvedené faktory spíše naznačují negativa těžby a využití, avšak těžba břidlicového plynu nachází v EU i své příznivce. Největší potenciál v produkci břidlicového plynu v EU má Polsko. Stejně jako většina středoevropských zemí je Polsko závislé na dovozech ruského plynu, nedisponuje dostatečným množstvím primárních energetických zdrojů kromě uhlí. Od zprovoznění plynovodu North Stream, který dodává plyn do Německa, ztrácí Polsko jeden z příjmů svého rozpočtu a možnost využívat zemní plyn jako politický nástroj při vyjednávání s Moskvou a Berlínem. Polsko musí také počítat s řadou okolností, které mu mohou zabránit v dosažení podobných výsledků, jaké byly dosaženy v USA. Těžba energetických surovin je obecně velmi kapitálově náročné odvětví a Polsko potřebuje stimulovat zahraniční investory a odborníky. Za předpokladu, že země skutečně disponuje velkými zásobami nekonvenčního plynu a může je využívat, je nezbytné investovat kromě produkce, také do výstavby sběrných a distribučních plynovodů, chemických závodů a elektráren založených na bázi spalování plynu. V současnosti se jen 2 % elektrické energie v Polsku vyrábějí ze zemního plynu. Z pohledu zásob není situace v Polsku zcela vyjasněná. Odhady zahraničních odborníků hovoří o zásobách 5,3 biliónů m<sup>3</sup>,

polské vlastní průzkumy však odhadují 345–768 miliard m<sup>3</sup>. To by mohlo Polsku zajistit dodávky na 40 let, na rozdíl od původně předpokládaných 400 let, při současné úrovni spotřeby. Tato zpráva však nepozastavila polskou vládu v dosažení jejího záměru. Kromě změny legislativy bylo oznámeno založení státní společnosti Národní operátor energetických surovin, která se bude moci účastnit každé těžební koncese. Plánují se i změny v daňové legislativě, což je považováno některými experty v samotném Polsku za předčasné. [21]



Graf 1.: Náklady na 1 vrt v tisících USD u vybraných společností z USA [24]

#### 4.7. Evropské regulace těžby břidličného plynu

Rozvoj těžby plynu z břidlicových hornin zajistil Spojeným státům za pouhých několik let pozici předního světového producenta zemního plynu a začínajícího vývozce této suroviny. Americký příklad začínají napodobovat i další velké země světa v čele s Čínou. V Evropě, která má rovněž značný geologický potenciál pro využívání břidlic, je ale situace kvůli velké hustotě obyvatelstva a silné zelené lobby složitá. Země, které už přípravy k těžbě plynu zahájily, nyní narážejí na problémy. [32] Ve Francii, Bulharsku, Rumunsku a České republice platí zákaz těžby břidličného plynu s využitím hydrofrackingu z důvodu možného ohrožení životního prostředí, v říjnu 2013 proběhlo v evropském parlamentu hlasování, které velmi zpřísnilo podmínky průzkumu a těžby s ohledem na životní prostředí a celý proces hlavně výrazně prodloužilo a prodražilo. [33] Díky prodloužení procesních lhůt pro posudky dopadů na životní prostředí došlo k prodloužení doby mezi projektem a udělením souhlasu s vrtním až na 2 roky, namísto původního půl roku. Polsko nicméně nehodlá rezignovat a s břidličným plynem do budoucna rozhodně počítá.

9. října 2013 Evropský parlament během plenárního hlasování podpořil povinnost provádět posouzení dopadů na životní prostředí (EIA) u všech projektů těžby břidličných plynů včetně průzkumných vrtů, pokud je použita metoda tzv. hydrokrakování, která dosud nebyla ve směrnici o EIA obsažena. Významnou měrou se o tento zlomový bod na obranu Evropy před

hydrokrakováním břidlic přičinily jak nevládní organizace z celé Evropy včetně Koalice STOP HF, tak pan europoslanec RNDr. Pavel Poc, který sehrál klíčovou roli i v rozpravě ke změně směrnice o EIA v EU. [34]

Evropská komise 22. ledna 2014 představila návrh týkající se těžby nekonvenčních paliv, zejména břidlicového plynu, který má pouze formu nezávazných doporučení. Tím pro těžařské firmy odpadá povinnost zveřejňovat používané chemikálie a umožnit nezávislou kontrolu integrity vrtů a vypouštěného plynu. Dále to znamená, že neexistují legislativní omezení na těžbu poblíž oblastí Natura 2000 či dědictví UNESCO. Jedinými omezeními tedy zůstávají pouze závěry z 9. října 2013. [35]

Soudní Dvůr Evropské unie prohlásil, že Polsko porušilo směrnice EU o vydávání povolení na průzkum břidličného plynu tím, že nepoužilo plně otevřená výběrová řízení. K největším hráčům Exxon Mobil a Talisman Energy, kteří již z Polska odešli kvůli problematickým geologickým a ekonomickým podmínkám. Brzy by se mohly přidat další firmy, protože průzkumnou těžbou porušují zákon. Polsko se hájí, že zastavení průzkumů a těžby je proti jeho zájmům.

Ač je to „velmi dobrá“ zpráva pro životní prostředí a zdraví obyvatel, vyvstává zde nyní riziko, že se těžaři pokusí vysoudit miliardy za zmařené investice na polském státu. Za břidličnou horečku v Polsku tak mohou celkem snadno zaplatit daňoví poplatníci. [36]

Do roku 2013 vyžadoval evropský legislativní rámec posouzení vlivů na životní prostředí pouze v případě, že objem produkce daného vrtu překročí 500 000 m<sup>3</sup> za den. Tato hranice je stanovena příliš vysoko a opomíjí skutečnost, že objem produkce vrtů břidlicového plynu se na začátku pohybuje typicky v řádu několika desítek tisíc m<sup>3</sup> za den. Posouzení vlivů na životní prostředí za účasti veřejnosti by nově mělo být prováděno pro každý vrt.

## 5. Úpravy zemního plynu po vytěžení

Většina vytěženého zemního plyn neodpovídá svými vlastnostmi požadavkům na složení a fyzikálně-mechanické vlastnosti plynu pro distribuční síť. Z toho důvodu se co nejlíže zdrojům plynu zřizují úpravný, zajišťující zlepšení vlastností plynu.

### 5.1. Druhy těženého ZP dle obsahu metanu a dalších příměsí

Těžený (přírodní) zemní plyn se podle složení dělí do čtyř základních skupin:

1. zemní plyn suchý (chudý) - obsahuje vysoké procento metanu (95 - 98%) a nepatrné množství vyšších uhlovodíků
2. zemní plyn vlhký (bohatý) - vedle metanu obsahuje vyšší podíl vyšších uhlovodíků
3. zemní plyn kyselý - je plyn s vysokým obsahem sulfanu ( $H_2S$ ), který se v úpravárenských závodech před dodávkou zemního plynu do distribučního systému odstraňuje
4. zemní plyn s vyšším obsahem inertních látek - jedná se hlavně o oxid uhličitý a dusík

Z vyšších uhlovodíků zemní plyny obsahují hlavně nasycené uhlovodíky, které jsou za normálních podmínek plynné - etan, propan a butan. V některých ložiscích obsahují zemní plyny i uhlovodíky, které jsou za normálních podmínek kapalné (od pentanu výše), které se při úpravě oddělují jako plynový kondenzát. Jejich směs se nazývá gazolín nebo přírodní benzín. [37]

Tab. 10: typické složení zemního plynu dle oblasti těžby, tabulka nezohledňuje obsah vlhkosti [37]

	methan	vyšší uhlovodíky	inerty
ČR naftový	97,7	1,7	0,6
ČR karbonský	92,5	2,2	6,3
Rusko	98,4	0,8	0,8
Norsko	93	4,9	2,1

### 5.2. Hlavní procesy úpravy plynu

- Filtrace vstupního plynu -1.fáze určena k odstranění pevných a kapalných nečistot
- Odstraňování kyselých složek, které vytvářejí korozivní látky, především sulfanu.
- Vysoušení plynu - odstranění veškeré vlhkosti, za účelem snížení rizika koroze potrubních tras a jejich zamrzání.
- Separace vyšších uhlovodíků za účelem zvýšení čistoty a výhřevnosti plynu.

### 5.3. Hlavní technologická zařízení úpraven plynu

- Vysokotlaké odstředivé kompresory, stlačující surové plyny na optimální provozní tlak
- Pohony kompresorů – nejčastěji plynové turbíny, pracující na vyčištěný plyn
- Dokonalé vstupní filtry, odlučovače, expandéry, absorpční kolony a technologické vybavení chemické části úpravy
- Plně automatizovaný řídicí systém
- Energetické hospodářství se spolehlivým náhradním zdrojem energie
- Požárně-bezpečnostní instalace [38]

## 6. Hlavní metody sušení ZP

### 6.1. Důvody sušení ZP

Voda má dominantní vliv na zhoršování kvality plynu. Voda je v ložiscích přítomná v kapalně fázi, odpařuje se a mísí se těžným ZP. Při delším skladování je možné předpokládat, že obsah vody v ZP dosáhne meze sytosti vodních par. Z Antoineovy rovnice je možné tlak sytých par vyjádřit pomocí rosného bodu (RB). RB vyjadřuje koncentraci vody v ZP. Hodnota RB ZP je pro distribuci ZP normou stanovena. RB musí být nižší jak  $-7^{\circ}\text{C}$  při tlaku ZP 4 MPa [39], což je zhruba koncentrace 5x nižší než jakou ZP při nasycení obsahuje. Hlavní nepříjemností, kterou voda při přepravě způsobuje je tvorba hydrátů (struktura podobná ledu, ale na jednotku zmrzlé vody jí vzniká mnohem více), koroze a abraze. Hydráty mohou ucpávat potrubí i armatury a blokovat pohyb součástí v armaturách a přístrojích. Při erozi kapky vody procházejí nejužšími místy ventilů a zejména regulátorů tlaku tak vysokou rychlostí, že tyto součástky mohou abrazivně poškozovat. Proto je potřeba ZP po odčerpávání upravit na normou požadovanou kvalitu. [39]

### 6.2. Hlavní metody sušení ZP

Běžně používané metody pro sušení zemního plynu v sušících zařízeních na zemní plyn jsou:

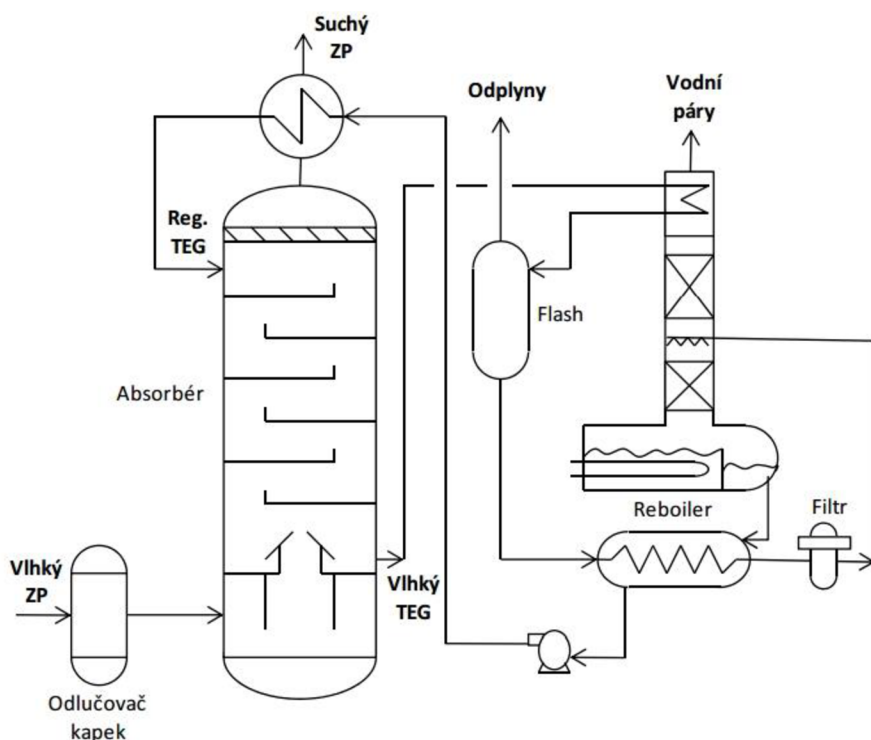
- Absorpce vlhkosti pomocí triethylenglykolu (TEG)
- Absorpce vlhkosti na vhodném absorbentu
- Expanze ZP za využití Joule-Thomsonova efektu (J-T efekt)

### 6.2.1. Absorpce vlhkosti pomocí TEG

Vodní páry se ze ZP nejčastěji odstraňují pomocí protiproudého probublávání plynu skrze kapalinu, která vykazuje afinitu k vodě. Existuje celá řada kapalin, které se dají pro tento účel využít. Jde například o chlorid vápenatý či glykoly. Glykoly jsou v praxi nejefektivnějším absorbentem. Mají vysokou hygroskopicitu, nízkou tenzi par, vysoké body varu a nízkou rozpustnost ZP. Pro sušení ZP jsou úspěšně využívány čtyři druhy: monoetylglykol (MEG), dietylglykol (DEG), trietylglykol (TEG) a tetraetylen glykol (T4EG). TEG je z nich nejuniverzálnější. Jeho použití je cenově nejvýhodnější. To je dáno díky vyšší redukci vlhkosti ze ZP, nižším operačním nákladům a spolehlivosti TEG. [40]

Absorpce TEGem je nejrozšířenější metodou sušení ZP. V ČR využívají tuto metodu až na jeden všechny podzemní zásobníky ZP. Princip je zobrazen na obrázku níže. Proud vlhkého ZP se prvně zbaví kapiček vody v odlučovači kapek a pak v patrové koloně protiproudě s TEGem stoupá vzhůru. Vlhkost přechází ze ZP do absorbentu. V horním prostoru absorbéru je plyn již dostatečně vysušen a přes demistér, který zabraňuje únosu kapek TEGu, opouští suchý ZP kolonu. TEG, který se nasýtil vlhkostí, vystupuje z absorbéru v dolní části a putuje na regeneraci. Prvně se expanduje ve flashi, tak aby se zbavil BTEXů (benzen, toluen, etylbenzen a xylen), které se ze ZP rovněž nasorbovaly. Dále TEG putuje přes výměník TEG/TEG, kde se zahřeje a pokračuje skrz filtr na nástřík do reboileru.

V reboileru se neabsorbovaná voda z TEGu vyvaří. Teplota uvnitř reboiler by neměla přesáhnout 208 °C, tak aby nedocházelo k rozkladu TEGu. Regenerovaný TEG je čerpán zpět do horního patra absorpční kolony. Cestou se ještě ochladí ve výměníku ZP/TEG. [41]



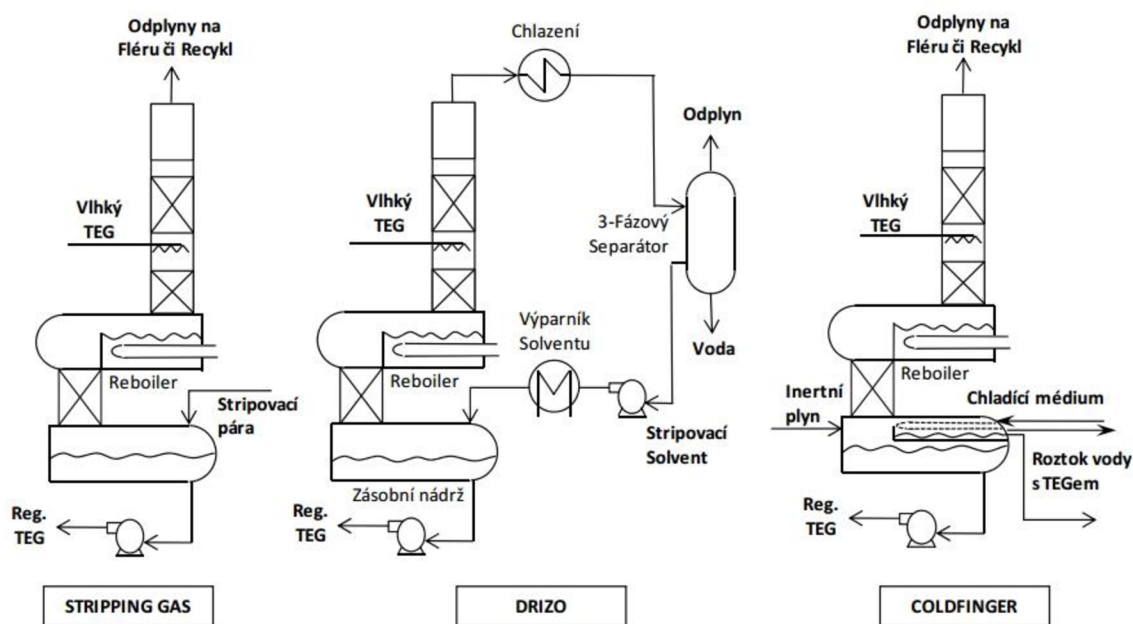
Obr. 17: Schéma absorpčního zařízení používajícího TEG [41]

### 6.2.1.1. Klady a zápory metody absorpce vlhkosti pomocí TEG

Výhodou absorpce je snadná optimalizace procesu (zvýšení cirkulační poměru). Limitujícím faktorem je dosažitelný RB. Absorpcí TEGem se těžce dosahuje RB nižšího jak  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  (avšak pro distribuční účely ZP je tato hodnota dostatečná). S provozem využívajícím glykoly je spjato několik problému. Prvně je to kontaminace, kdy různé nečistoty, jako například  $\text{H}_2\text{S}$ , gazoliny a jiné vyšší uhlovodíky ( $\text{C}_5+$ ) kontaminují glykolové roztoky, které se postupem času mění v tzv. „hnědé bahno“ a dále již neplní svůj účel. Za druhé přehřívání roztoku může způsobit rozkladné procesy, které jsou zdrojem dalších kontaminantů. Tyto kontaminanty se usazují na topných plochách reboileru. To způsobuje energetické ztráty a může to vést až k problémům s ucpáváním toku. Dalším možným problémem je tvorba pěny. Při probublávání ZP (zejména jsou-li v ZP přítomny vyšší uhlovodíky a oleje) kolonou, se začne TEG pěnit a může dojít k přetečení absorbéru. Dále se silně zahuštěné roztoky glykolů při nižších teplotách stávají značně viskózní, což klade vyšší energetické nároky na čerpadla. Glykolová linka může za nízkých teplot úplně zatuhnout, například pokud je odstavena z provozu. Navíc jsou zde podstatné ekologické problémy s výpary BTEXů, kontaminací půdy a likvidací tekutiny hnědého bahna. [42]

Pokud je potřeba dosáhnout RB nižších jak  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  je nutné použít TEG o vysokých koncentracích (obvykle vyšších jak 99 %). Pro tyto účely se používají metody rozšířené regenerace. Nejběžnější možností jak regeneraci vylepšit je zavedení stripovací páry, která napomáhá naabsorbované vodě TEG opustit. Další technologií je licencovaný návrh DRIZO od společnosti Poser-NAT a technologie COLDFINGER licencovaná Gas Conditioners International. Regenerační systém Drizo využívá ke stripování TEGu obnovitelný solvent. Patent je veden na iso-oktant, avšak v současné době je typické složení solventu: 60 % aromatické uhlovodíky, 30 % naftaleny a 10 % parafíny. Nezbytný pro tuto metodu je třífázový odlučovač solventu od vody. Regenerační systém Coldfinger využívá chladicí smyčku (coldfinger), která je umístěná v parním prostoru nad zásobní nádrží regenerovaného TEGu. Chlazená cívka způsobí kondenzaci par nad hladinou zásobní nádrže. Kondenzát je poté odváděn mimo nádrž. Koncentrace vody v kondenzátu je vysoká, avšak je potřeba z kondenzátu odseparovat TEG, který se vrací do oběhu. [41] Uvedené rozšířené regenerace TEGu jsou znázorněné na obrázcích níže:





Obr. 18: Metody rozšířené regenerace TEG [41]

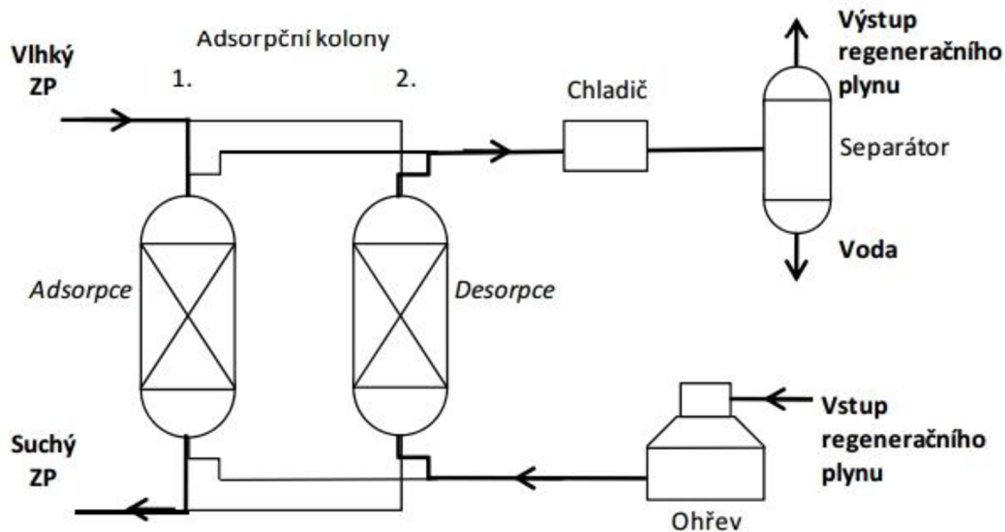
## 6.2.2. Absorpce

Princip adsorpčního sušení ZP spočívá v utkvívání molekul vodní páry na povrchu pevné látky v důsledku působení povrchových sil absorbentu. Během adsorpce neprobíhá žádná chemická reakce, jde čistě o povrchový jev. Množství adsorbovaných molekul s rostoucí teplotou klesá a s rostoucím tlakem stoupá. Toho se využívá při nastavování provozních podmínek adsorpčních linek a při jejich regeneraci. Adsorpční separační zařízení pracují vždy periodicky. Fáze adsorpce se pravidelně střídá s desorpcí, při které se absorbent regeneruje. Desorpce se dosahuje změnou intenzivní veličiny (tlak, teplota), která ovlivňuje adsorpční rovnováhu. Pressure Swing Adsorption (PSA) je založena na použití pevných absorbentů schopných regenerace pomocí snížení tlaku. [43] Tato metoda se v praxi pro sušení ZP zatím nepoužívá. Naopak se pro sušení ZP používá Temperature Swing Adsorption (TSA). TSA metoda je založena na použití pevných absorbentů schopných regenerace pomocí změny teploty. Celý proces se skládá ze dvou základních operací.

1) Během adsorpce je vlhkost ze ZP selektivně adsorbována na stěnách absorbentu. Tento proces probíhá za relativně nízkých teplot v náplňových kolonách. Produktem je proud suchého ZP. Po uplynutí určitého času se adsorpční náplň zasytí vlhkostí a je třeba její regenerace.

2) Během regenerace se nasorbovaná voda uvolňuje z pórovité náplně pomocí proplachu suchým teplým plynem (regenerační plyn). Po regeneraci je absorbent připraven na další cyklus. Plyná směs získaná při regeneraci je obohacena o vlhkost. Metoda TSA je znázorněna na obrázku níže. [41]



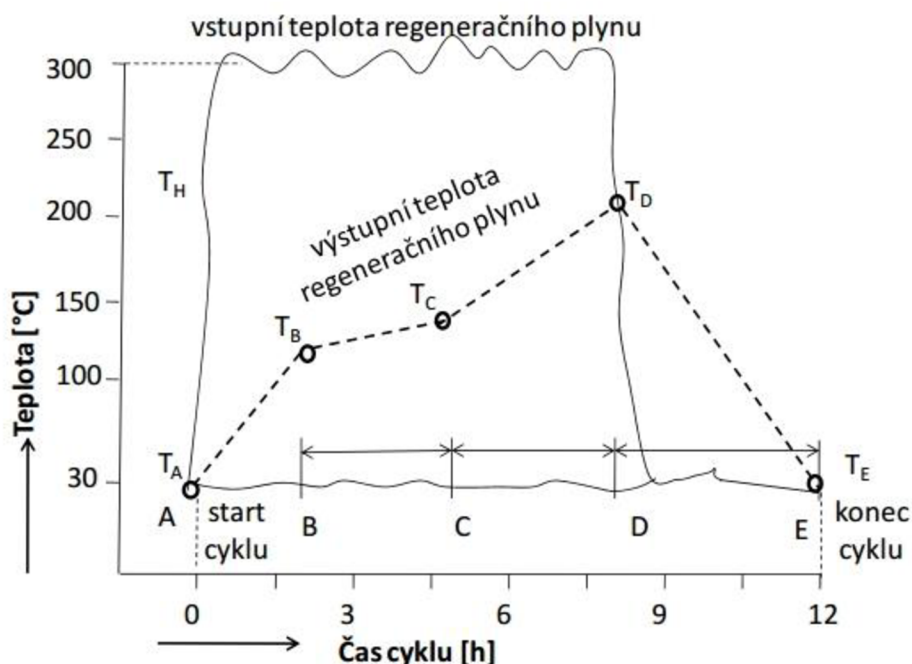


Obr. 19: Schéma adsorpčního zařízení s regenerací ohřevem (TSA) [41]

V tomto procesu se chladný adsorpční krok střídá s teplým desorpčním krokem. Často se po desorpci zařazuje další krok chlazení, tak aby adsorpce byla co neúčinnější. Chladícím médiem může být vlhký ZP, suchý ZP nebo inertní plyn. Pro TSA systémy se používají minimálně dvoukolonové linky. Vícekolonové linky se využívají pro ZP s relativně nízkým obsahem vody. Typicky je pak jedna kolona ve fázi sušení, další se regeneruje a další můžou být v různých fázích chlazení nebo klidu. V rámci dosažení vysoké energetické účinnosti jsou vícekolonové linky výhodnější. Využívá se u nich teplo z kolon přepnutých na chladicí fázi k přehřátí kolon přepnutých na regeneraci. [44]

Ohřev regeneračního plynu se odehrává ve spalovacím kotli nebo v trubkovém výměníku využívajícím páru či teplý olej. Ohřev slouží pro zahřátí regeneračního plynu, který regeneruje absorbent. Regenerační plyn po regeneraci postupuje přes výměník, nejběžněji vzduchem chlazený, do separátoru, kde je zbaven desorbované vlhkosti. Běžně se sušený proud vede shora dolů kolonou, tak aby se zabránilo vznosu a kanálkování absorbentu. Regenerace se provádí protiproudě, aby se zajistila kompletní regenerace od dolní části kolony, kde je poslední kontakt sušeného plynu s absorbentem. [41]

Při dobrém provozu je adsorpce prohozena za regeneraci ještě před překročením dovolené hranice vlhkosti plynu na výstupu. Pokud sušený ZP nesplňuje stanovené parametry, je potřeba zkrátit adsorpční cyklus anebo prodloužit regenerační cyklus.



Graf 2: Vztah mezi teplotou regeneračního plynu na vstupu a na výstupu z kolony při 12 hodinovém regeneračním cyklu [41]

Typický graf (čas/teplota) znázorňující vztah mezi teplotou regeneračního plynu na vstupu a na výstupu z kolony při 12 hodinovém regeneračním cyklu je znázorněn výše. Křivka znázorňující teplotu regeneračního plynu na výstupu se skládá ze čtyř oblastí. Ty jsou vymezeny časovými intervaly A, B, C a D. Prvně, v intervalu A, přiváděný regenerační plyn zahřeje kolonu a adsorpční náplň. Kolem teploty 120 °C ( $T_B$ ) se začne zachycená vlhkost z pórů vypařovat. Náplň se ohřívá pomaleji, viz změna směrnice v intervalu B, jelikož se značná část přiváděného tepla spotřebovává na odpařování vody. Voda se vypařuje až do teploty  $T_C$ , po níž je už všechna voda desorbována. V ohřevu z  $T_C$  na  $T_D$  se pokračuje z důvodu desorpce vyšších uhlovodíků a případných kontaminantů. Pro čtyř a vícehodinové cykly se uvažuje, že je regenerace dokončena, pokud výstupní teplota regeneračního plynu dosáhne teploty kolem 180-190 °C ( $T_D$ ). Tím je desorpce dokončena a pokračuje se s chlazením kolony. Teplota chladicího plynu by neměla klesnout pod 50 °C, tak aby se zabránilo kondenzaci vody obsažené v chladícím plynu.

### 6.2.2.1. Používané absorbenty

Volba vhodného absorbentu je základem pro úspěšnou aplikaci adsorpčního procesu. Vhodný absorbent by měl splňovat několik požadavků:

- selektivita
- schopnost regenerace
- vysoká specifická kapacita
- rychlá difúze skrze absorbent

- chemická a mechanická odolnost
- nízká měrná cena
- rozumná plnicí hustota [45]

Specifická kapacita závisí na velikosti volného povrchu částice, který je spjat s počtem a velikostí pórů. Mechanická odolnost brání drcení absorbentu a následné tvorbě prachu. U plnicí hustoty je důležité nalézt optimum mezi tlakovou ztrátou a velikostí kolony. V praxi nejběžněji se vyskytujícími absorbenty používanými pro sušení ZP jsou: silikagel ( $\text{SiO}_2$ ), molekulová síta (zeolity) a alumina ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ). Tyto absorbenty využívají své povrchové aktivity k připoutání molekul vody z proudu vlhkého ZP. Po adsorpci více vrstev molekul následuje kapilární kondenzace vody v pórech.

Porovnání fyzikálních vlastností jednotlivých absorbentů používaných při sušení ZP je uvedeno níže, viz tabulka. [41]

Tab. 11: Fyzikální vlastnosti jednotlivých absorbentů používaných při sušení ZP [41]

Vlastnost	Silikagel	Alumina	Molekulární síta 4A, 5A
Specifický povrch ( $\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$ )	750-830	210	650-800
Objem pórů ( $\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$ )	0,4-0,45	0,21	0,27
Průměr pórů (Å)	22	26	4-5
Návrhová kapacita (kg vody na 100 kg náplně)	7-9	4-7	9-12
Hustota ( $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ )	721	800-880	690-720
Tepelná kapacita ( $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ )	920	240	200
Teplota regenerace ( $^{\circ}\text{C}$ )	230	240	290
Desorbční teplo (J)	3256	4183	3718

Pro všechny absorbenty platí, že postupně degradují. Jejich užitečná doba provozu se pohybuje v rozmezí 1-4 let. Pokud se degradace projevuje pouze snížením specifického povrchu absorbentu, nazýváme ji běžnou degradací. Běžná degradace se projevuje při počátečním provozu absorbentu a s postupem času slábne. K větší redukci provozní kapacity dochází v důsledku zacpávání pórů. Tento pozdější jev je označován jako abnormální degradace a je způsobován kontaminanty přítomnými v ZP. Kontaminanty mohou například být vyšší uhlovodíky, aminy, glykoly či korozní inhibitory. Tyto látky se regenerací nedají odstranit a způsobují vysoké redukce kapacity absorbentu v krátkém čase. Velmi nebezpečná je rovněž přítomnost kapalné vody v ZP. Kapalná voda totiž velmi často obsahuje různé soli, které po jejím odpaření zaplní póry absorbentu. [41]

### 6.2.2.2. Klady a zápory využití absorpce

Výhodou adsorpce je, že nevznikají žádné emise těkavých organických látek BTEX, se kterými se potýkají glykolové procesy. Navíc během procesu nedochází k pění a zařízení je méně náchylné ke korozi.

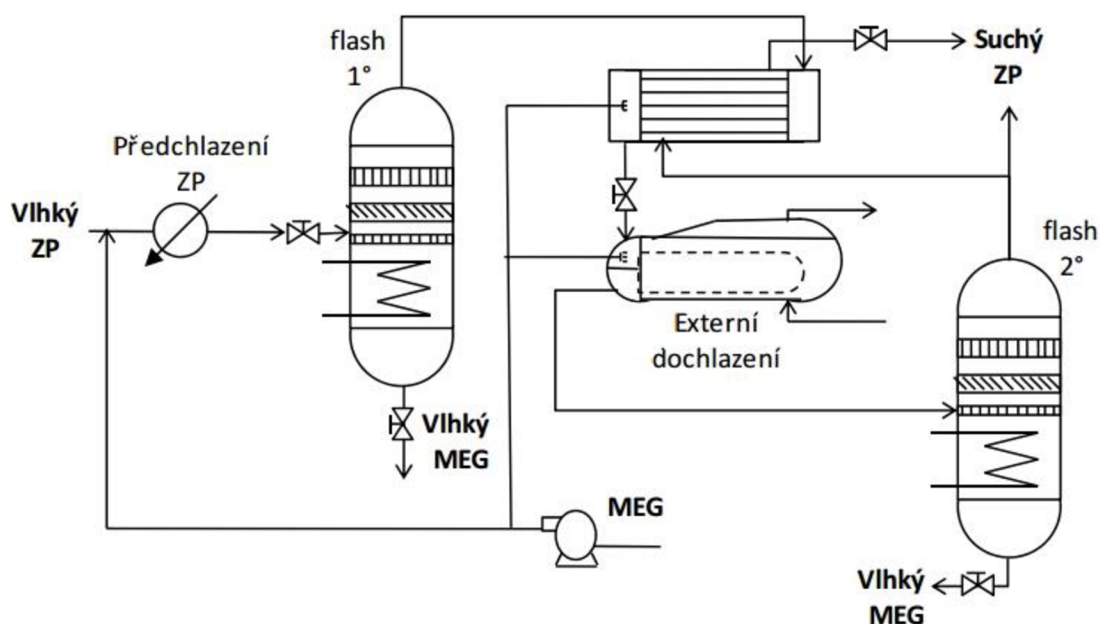
Hlavní nevýhodou adsorpce je vysoká pořizovací cena zařízení, velké prostorové nároky a značná hmotnost zařízení. Při adsorpci musí být minimálně instalovány dvě adsorpční kolony (některé linky využívají i tři, čtyři až šest kolon). Kolony jsou větší a těžší než kolony v

případě absorpce. Povolená rychlost proudění plynu pro glykolové náplňové absorbéry je přibližně 3x vyšší než rychlost pro absorpční kolony s molekulovými sítě. Z toho vyplývá, že při stejném objemu zpracovaného plynu bude průměr absorbérů oproti absorbérům zhruba o 70% větší. [46]

Navíc teplota regenerace pro případ molekulárních sít 4A se pohybuje okolo 300 °C. Ohříváče regeneračního vzduchu často bývají pece s přímým plamenovým ohřevem, to je podstatně náročnější než 200 °C reboiler glykolu. V neposlední řadě každý z absorbérů potřebuje minimálně 4, ale často 6 přepínacích ventilů. Pro toto ovládání typicky slouží vzdáleně řízené kuličkové ventily. Zmíněné faktory nastiňují rozdílnost pořizovacích nákladů mezi adsorpční a absorpční sušící linkou. Pořizovací cena adsorpční linky 2-3x vyšší. [41]

### 6.2.3. Expanze ZP plynu za využití J-T efektu

Jde o metodu sušení ZP, kdy silně stlačený ZP prudce expanduje a tím se ochladí. Při ochlazení část přítomné vlhkosti zkondenzuje a z proudu ZP se odstraní. Fyzikálně jde princip metody popsat pomocí J-T efektu. Expanzí ZP se zvýší průměrná molekulová vzdálenost částic v plynu. Vlivem mezimolekulárních přitažlivých sil (Van der Waalsovi) expanze zapříčiní zvýšení potenciální energie částic v ZP. Jelikož není konána žádná práce a nedochází k přenosu tepla, celková energie plynu zůstává konstantní. Tudiž nárůst potenciální energie vede ke snížení kinetické energie částic, která odpovídá teplotě ZP. V praxi se expanze provádí ve dvou krocích, tak jak je to zobrazeno na obrázku níže.



Obr. 20: Schéma sušení ZP dvoustupňovou expanzí [41]

Při chlazení vlhkého plynu je důležité zabránit tvorbě hydrátů, proto se do ZP před chlazením nastříkuje inhibitor tvorby hydrátů. Nejčastěji se používá monoetylglykol (MEG). Při expanzi ve flashi se zkondenzovaný roztok voda-MEG odvádí na regeneraci. Běžně se MEG regeneruje obdobně, jako při absorpci TEG, tudiž se voda z MEGu vyvaří v reboileru. Flashe jsou navíc vybaveny topnou spirálou. Ta je instalována pro případy vysokého snížení tlaku při expanzi, kdy dochází k výraznému poklesu teploty a zkondenzovaná voda by mohla v zařízení zamrznout. Naopak pokud by byl tlakový spád nedostatečný, je potřeba ZP externě

dochlazovat. Běžné externí chlazení, sestávající se z výparníku, kompresoru, škrťacího ventilu a kondenzátoru, je pro zpracovávané objemy ZP velmi energeticky náročné. Z toho vyplývá, že použitelný tlakový spád je klíčovým faktorem rozhodujícím o použitelnosti této metody. [41]

## 7. Návrh sušící linky

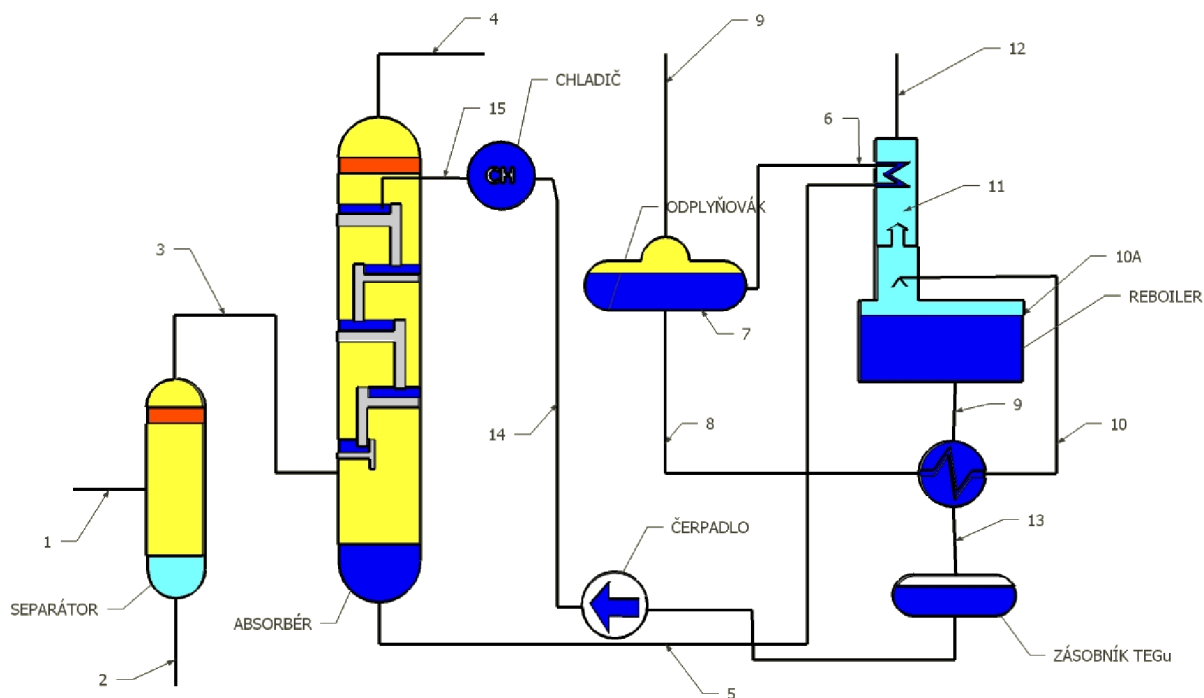
### 7.1. Zvolené vstupní parametry

Mnou navrhovaná sušící linka na plyn bude mít následující parametry. Parametry plynu odpovídají běžnému BP těženému v ložiscích ve Spojených státech. Normou požadovaný rosný bod vyjadřuje maximální obsah vlhkosti přípustný pro transport v českých plynovodech.

- zpracovaný objem plynu  $V' = 100\,000 \text{ Nm}^3 \cdot \text{den}^{-1}$
- teplota v absorberu a separátoru  $t = 30^\circ\text{C}$
- vstupní tlak  $p_1 = 3\text{-}8 \text{ MPa}$
- rosný bod vstupního plynu při 8 MPa  $\text{RB}_{8\text{MPa}} = 70^\circ\text{C}$
- základní cirkulační poměr  $c = 25 \text{ l}_{\text{TEG}} \cdot \text{kgw}^{-1}$
- teplota reboileru  $t_{\text{REB}} = 205 \text{ }^\circ\text{C}$
- hustota ZP  $\rho = 0,68 \text{ kg} \cdot \text{Nm}^{-3}$
- obsah methanu v ZP  $k_{\text{CH}_4} = 95 \%$
- teplota okolí  $t_{\text{ok}} = 15^\circ\text{C}$
- základní koncentrace TEGu  $k_{\text{TEG}} = 98,5 \%$
- normou požadovaný rosný bod při 4 MPa [39]  $\text{RB}_{\text{NOR}} = -7^\circ\text{C}$

### 7.2. Schéma sušící linky

Sušící linka se skládá z 8 základních zařízení. Separátoru vodních kapiček, TEG absorberu, reboileru, odplynováku, zásobníku horkého TEGu, čerpadla a tepelných výměníků a chladiče. Vše je znázorněno na obrázku 21.



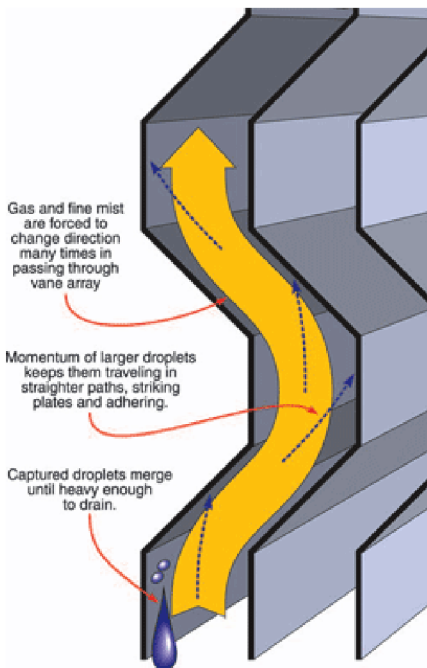
Obr. 21: Schéma sušící linky

### 7.2.1. Popis funkce

Vytěžený BP je směsí různých uhlovodíků, mezi nimiž má dominantní úlohu methan. S ohledem na provozní tlak 3-8 MPa při němž přichází uhlovodíky do sušící linky, jsou všechny uhlovodíky s výjimkou methanu, ethanu a propanu v kapalném skupenství. Zároveň s kapalnými uhlovodíky je v BP přítomna i voda, a to jak ve formě par, tak ve formě kapiček. Dále se zde nachází další příměsi jako je dusík, sulfan a  $\text{CO}_2$ , které jsou odstraňovány jinými procesy v jiných linkách.

#### 7.2.1.1. Separátor

Funkcí separátoru je odstraňování kapalné vodní frakce v přicházejícím BP. Zároveň s vodními kapičkami jsou odstraňovány i některé kapalné uhlovodíky o vysoké molární hmotnosti jako benzen a.d. BP v separátoru proudí nízkou rychlostí směrem vzhůru, během tohoto proudění skapávají větší kapky na dno, odkud jsou odváděny. Menší kapičky projdou až k demistéru (mist extractor), vysráží se díky několikanásobné změně směru proudění na jeho stěnách a skápnou dolů. Funkci demistéru popisuje obrázek níže. Odlučivost demistéru může být za optimálních podmínek až 99,5 % v závislosti na rychlosti proudění, velikosti kapiček a demistéru. Pro náš případ budeme uvažovat odlučivost 90 %. [47]

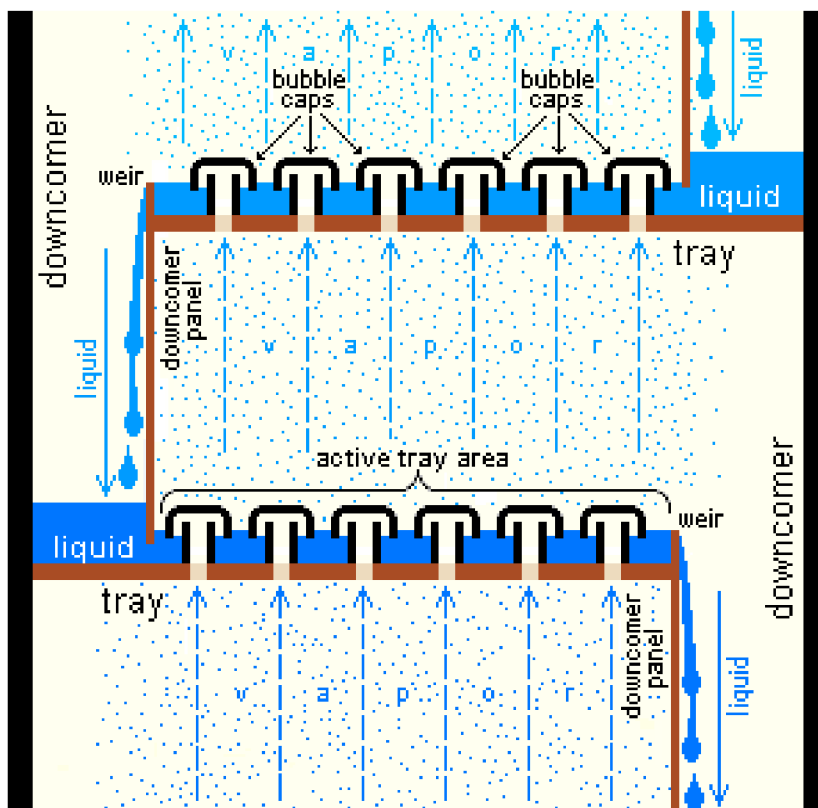


Obr. 22: Princip demistéru [48]

### 7.2.1.2. Absorbér

Absorbér je zařízení, v němž se nachází několik pater (tray) na nichž je udržována stálá hladina roztoku TEG. Díky otvorům v patrech je možné, aby přes roztok TEG probublával BP. Tyto otvory mají různé tvary a různou propustnost ZP, v našem případě se jedná o nejobvyklejší typ tzv. „bubble cap.“ Roztok TEG se přelévá mezi jednotlivými patry a průběžně absorbuje vlhkost z probublávajícího BP. V horní části je demistér, které odstraňuje kapičky roztoku TEG z odcházejícího plynu. V dolní části nádrže se shromažďuje roztok TEG obohacený o vodu, sulfan, methan a jiné v TEG rozpustné uhlovodíky. Odlučovací schopnost absorbéru je závislá na počtu pater, koncentraci vstupního roztoku TEGu, cirkulačním poměru v litrech TEGu na kilogram odstraněné vody a pracovním tlaku. Detailněji ukazuje funkci absorbéru obrázek 23.





Obr. 23: Princip absorbéru s TEG a schéma dvou bubble cap tray [49]

### 7.2.1.3. Reboiler

Vodu rozpuštěnou v TEGu je z něj potřeba odstranit. To se provádí povařením při teplotě 205 °C za téměř atmosférického tlaku. Vyšší teplota není možná kvůli degradaci TEGu při teplotě 208 °C. Takto lze získat TEG o koncentraci až 98,6%. Vodní pára odchází komínkem, kde se nachází výměník pro předehřev plynu v odplynováku. Společně s vodní parou odchází z reboileru i značné množství methanu a dalších hořlavých složek, které se zpětně používají pro ohřev reboileru.

### 7.2.1.4. Ostatní části

Význam ostatních součástí je zřejmý, u odplynováku se jedná o odloučení většiny plynů rozpuštěných v roztoku TEGu během absorpce vody a odstranění BTEXů. Tepelné výměníky slouží ke snížení tepelných ztrát, zásobník TEGu umožňuje neprovozovat reboiler non-stop. Čerpadlo stlačuje TEG z atmosférického na pracovní tlak.

## 7.3. Výpočet okruhu

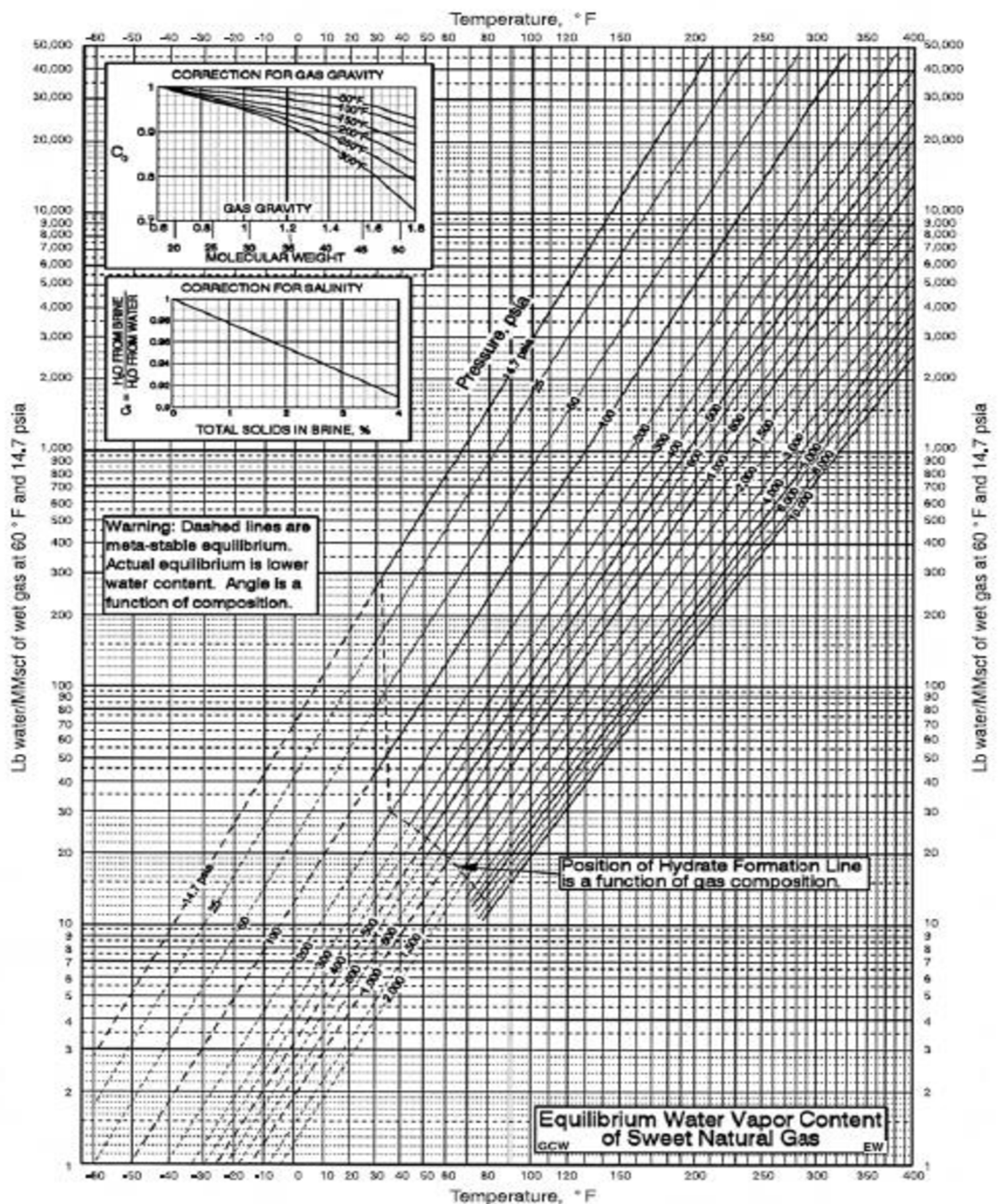
Na základě návrhových parametrů sušící linky uvedených na začátku této kapitoly byla vytvořena tabulka v MS Excel, která popisuje chování celé soustavy. V rámci DP práce provedu výpočet pro tlak 8 MPa a obsah vody odpovídající rosnému bodu 28°C při 8 MPa.



Výpočet pro ostatní tlaky a rosné body je zcela analogický a v rámci této DP budu uvádět rovnou výsledky, a to obvykle ve formách grafů apod.

### 7.3.1. Určení rovnovážného obsahu vlhkosti

Stejně jako pro vzduch i pro ZP existuje diagram rovnovážného obsahu vody. Určité množství vodních par je v ZP stabilní, zbytek se vylučuje ve formě vodních kapiček a ty způsobují korozi a zanášení armatury. V případě nižších teplot reaguje voda s methanem a tvoří metastabilní fázi tzv. hydráty. Ty jsou zodpovědné za abrazi potrubí. Rovnovážený obsah vody je závislý na složení plynu, tlaku a teplotě. Vztahy těchto proměnných popisuje níže uvedený graf.



Graf 3: Závislost rovnovážného obsahu vody v ZP v závislosti na teplotě a tlaku [50]

Z grafu lze odečíst absolutní obsah vody při normou daném rosném bodu  $RB_{NOR} = -7^{\circ}C$  a tlaku 4 MPa při její vstupní hodnotě rosného bodu  $RB_{8MPa} = 70^{\circ}C$  a při provozní teplotě  $RB_{8MPa} = 30^{\circ}C$ . Při převodu z imperiálních jednotek do SI dochází k chybě zhruba 0,2 % v důsledku faktu, že  $Nm^3$  v Evropě je uvažován při  $15^{\circ}C$ , kdežto v USA při  $60^{\circ}F$ , což odpovídá  $15,52^{\circ}C$ . S ohledem na přesnost odečítání z grafu lze tuto chybu zcela zanedbat.

### Hodnoty odečtené z grafu:

$$RB_{NOR} = -7^{\circ}C \quad \text{odpovídající množství vody} \quad k_{RB\ NOR} = 0,112 \text{ g}_w.Nm^{-3}$$

$$RB_{8MPa} = 30^{\circ}C \quad \text{odpovídající množství vody} \quad k_{RB\ 8MPa\ 30^{\circ}C} = 0,592 \text{ g}_w.Nm^{-3}$$

$$RB_{8MPa} = 70^{\circ}C \quad \text{odpovídající množství vody} \quad k_{RB\ 8MPa\ 70^{\circ}C} = 4,000 \text{ g}_w.Nm^{-3}$$

### 7.3.2. Stav vstupního plynu - 1

#### Obsah kapalně fáze v plynu při provozní teplotě separátoru $t=30^{\circ}C$ :

$$k_{aq1} = k_{RB\ 8MPa\ 70^{\circ}C} - k_{RB\ 8MPa\ 30^{\circ}C} \quad (1)$$

$$k_{aq1} = 4,000 - 0,592 = 3,408 \text{ g}_w.Nm^{-3}$$

#### Normální tok plynu

$$V'_{N} = V' / (24.3600) \quad (2)$$

$$V'_{N} = 100000 / (24 \cdot 3600) = 1,157 \text{ Nm}^3.s^{-1}$$

#### Hmotnostní tok plynu

$$m'_{1} = \rho \cdot V'_{N} \quad (3)$$

$$m'_{1} = 0,68 \cdot 1,157 = 0,787 \text{ kg}.s^{-1}$$

#### Hustota plynu

$$\rho_1 = \rho \cdot p_1 / p_{atm} \quad (4)$$

$$\rho_1 = 0,68 \cdot 8.10^6 / 0,101.10^6 = 51,196 \text{ kg}.m^{-3}$$

#### Reálný tok plynu

$$V'_{1} = m'_{1} / \rho_1 \quad (5)$$

$$V'_{1} = 0,787 / 51,196 = 0,0154 \text{ m}^3.s^{-1}$$

#### Absolutní tok vody v plynu

$$m'_{w1} = k_{RB\ 8MPa\ 70^{\circ}C} \cdot V'_{N} \quad (6)$$

$$m'_{w1} = 4,000 \cdot 1,157 = 4,629 \text{ g}.s^{-1}$$

### 7.3.3. Parametry vody odloučené v separátoru - 2

V rámci zjednodušení neuvažujeme ostatní kapalné uhlovodíky, které se také odloučí v separátoru kapiček. Běžně se separační faktor separátorů kapiček pohybuje v rozmezí 80 až 99,5 % kapalné fáze a je závislý na rychlosti proudění a hustotě médií. V tomto případě budeme uvažovat separační faktor  $f_{SP-SEP} = 0,9$ , což je dostatečně konzervativní hodnota pro potřeby výpočtu.

#### Tok odlučované vody

$$m'_{w2} = f_{SP-SEP} \cdot k_{aq1} \cdot V'_N \quad (7)$$

$$m'_{w2} = 0,9 \cdot 3,408 \cdot 1,157 = 3,548 \text{ g}\cdot\text{s}^{-1}$$

### 7.3.4. Parametry vlhkého plynu na výstupu ze separátoru kapiček - 3

Ze separátoru kapiček vystupuje vlhký plyn s obsahem vody, který blízko rovnovážnému obsahu vlhkosti v plynu. Teplota se zůstává konstantní, tlakové ztráty separátoru zanedbáváme, hustota se v důsledku odloučení vody mírně změnila.

#### Absolutní obsah vody v plynu

$$k_3 = k_{RB \text{ 8MPa } 30^\circ\text{C}} + (k_{RB \text{ 8MPa } 70^\circ\text{C}} - k_{RB \text{ 8MPa } 30^\circ\text{C}}) \cdot (1 - f_{SP-SEP}) \quad (8)$$

$$k_3 = 0,592 + (4 - 0,592) \cdot (1 - 0,9)$$

$$k_3 = 0,9328 \text{ g}\cdot\text{Nm}^{-3}$$

#### Objemový tok plynu

Vliv odloučení kapiček na změnu objemu lze zanedbat, proto:

$$V'_3 = V'_1 \quad (9)$$

$$V'_3 = 0,0154 \text{ m}^3\cdot\text{s}^{-1}$$

#### Hmotnostní tok vody v plynu

$$m'_{w3} = V'_N \cdot k_3 \quad (10)$$

$$m'_{w3} = 1,157 \cdot 0,9328 = 1,0796 \text{ g}\cdot\text{s}^{-1}$$

#### Hmotnostní tok plynu

$$m'_3 = m'_1 - m'_{w2} / 1000 \quad (11)$$

$$m'_3 = 0,787 - 3,548 / 1000 = 0,783 \text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}$$

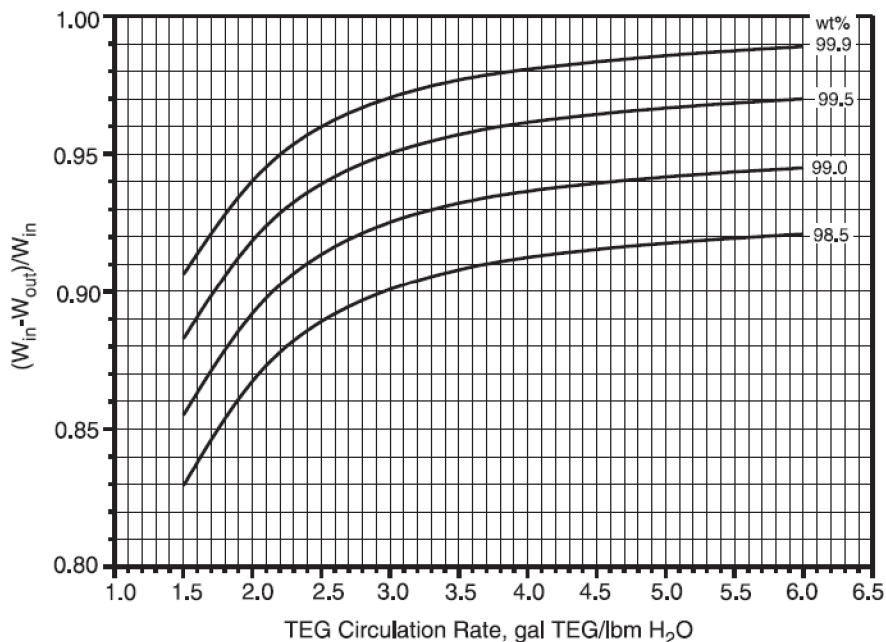
## Hustota plynu

$$\rho_3 = m'_3 / V'_3 \quad (12)$$

$$\rho_3 = 0,783 / 0,0153 = 50,965 \text{ kg.m}^{-3}$$

### 7.3.5. Parametry osušeného plynu na výstupu z absorberu - 4

Stejně jako separátor kapiček i TEG absorber má svůj separační faktor  $f_{SP-TEG}$ . Narozdíl od separátoru kapiček zde dochází k odstraňování vody z plynu na základě hydrofilních vlastností TEG. Separační faktor absorberu závisí na počtu teoretických pater (tray) absorberu, účinnosti pater a cirkulačním poměru  $c$ . Teoretické patro je patro s účinností 100%. Reálné patro má účinnost kolem 25%, proto pro 2 teoretická patra musíme použít 8 reálných. Mnou navržený absorber má 8 reálných pater a separační faktor tedy mohu vyčíst z grafu pro absorber se 2 teoretickými patry, který je uveden níže.



Graf 4: Závislost separačního faktoru absorberu  $f_{SP-TEG}$  na cirkulačním poměru  $c$ . [50]

### Separační faktor absorberu

$$f_{SP-TEG} = (W_{in} - W_{out}) / W_{in} \quad (13)$$

Na základě znalosti základního cirkulačního poměru  $c = 25 \text{ l}_{TEG}.\text{kg}_W^{-1}$  a základní koncentrace TEGu 98,5 % mohu z grafu 4 vyčíst, že separační faktor absorberu je  $f_{SP-TEG} = 0,899$ .

### Obsah vody v plynu na výstupu z absorberu

Pro tento případ platí:

$$W_{in} = k_3 \quad (14)$$

$$W_{in} = 0,9328 \text{ g.Nm}^{-3}$$

Úpravou vztahu pro separační faktor absorbéru dostáváme vztah:

$$W_{\text{out}} = W_{\text{in}} - (f_{\text{SP-TEG}} \cdot W_{\text{in}}) \quad (15)$$

$$W_{\text{out}} = 0,9328 - (0,899 \cdot 0,9328) = 0,0935 \text{ g.Nm}^{-3}$$

### Hmotnostní tok vody v plynu

$$m'_{\text{w4}} = V'_{\text{N}} \cdot W_{\text{out}} \quad (16)$$

$$m'_{\text{w4}} = 1,157 \cdot 0,0935 = 0,108 \text{ g.s}^{-1}$$

### Porovnání s normovým požadavkem

Tato hodnota splňuje normou daný požadavek na suchost plynu v plynovodech, kde je kritérium stanoveno jako rosný bod  $-7^{\circ}\text{C}$ . Není tedy potřeba regulovat základní cirkulační poměr c.

$$RB_{\text{NOR}} = -7^{\circ}\text{C} \quad \text{odpovídající množství vody} \quad k_{\text{RB NOR}} = 0,112 \text{ g}_w.\text{Nm}^{-3}$$

$$k_{\text{RB NOR}} > W_{\text{out}} \quad (17)$$

$$0,112 \text{ g}_w.\text{Nm}^{-3} > 0,0935 \text{ g.Nm}^{-3}$$

### Tlak plynu na výstupu z absorbéru

Tlaková ztráta absorbéru se mění s ohledem na rychlost proudění a výšku hladiny TEG v jednotlivých patrech. Pro potřeby výpočtu stanovují fixních  $\Delta p_{\text{abs}} = 0,1 \text{ MPa}$ . Tlakové ztráty linkz až do tohoto momentu zanedbávám.

$$p_4 = p_1 - \Delta p_{\text{abs}} \quad (18)$$

$$p_4 = 8 - 0,1 = 7,9 \text{ MPa}$$

### Objemový tok na výstupu

$$V'_{\text{4}} = V'_{\text{3}} \cdot p_1 / p_4 \quad (19)$$

$$V'_{\text{4}} = 0,0153 \cdot 8 / 7,9 = 0,155 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$$

### Hmotnostní tok plynu na výstupu

$$m'_{\text{4}} = m'_{\text{3}} - (m'_{\text{w3}} - m'_{\text{w4}}) / 1000 \quad (20)$$

$$m'_{\text{4}} = 0,783 - (1,079 - 0,108) / 1000 = 0,7825 \text{ kg.s}^{-1}$$

### Hustota na výstupu

$$\rho_4 = m'_{\text{4}} / V'_{\text{4}} \quad (21)$$

$$\rho_4 = 0,7825 / 0,0155 = 50,265 \text{ kg.m}^{-3}$$

### 7.3.6. Parametry roztoku TEGu vystupujícího z absorberu - 5

#### Hmotnostní tok vody

V roztoku TEGu odchází voda, která byla dříve obsažena v ZP a to jak v plynné tak kapalně fázi. Základní hustota TEGu při 30°C a koncentraci  $k_{TEG} = 98,5\%$  je rovna  $\rho_{TEG\ 98,5\%} = 1160\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ .

$$m'_{w5} = (m'_{w3} - m'_{w4}) + (m'_{w3} - m'_{w4}) \cdot c \cdot \rho_{TEG\ 98,5\%} / 1000 \cdot (1 - k_{TEG}) \quad (22)$$

$$m'_{w5} = (0,783 - 0,108) + (0,783 - 0,108) \cdot 25 \cdot 1160 / 1000 \cdot (1 - 0,985) = 1,393\text{ g}\cdot\text{s}^{-1}$$

#### Hmotnostní tok TEGu

Tato veličina se přímo odvíjí od hmotnostního toku vody v roztoku. Platí základní cirkulační poměr  $c = 25\text{ l}_{TEG}\cdot\text{kg}_W^{-1}$ .

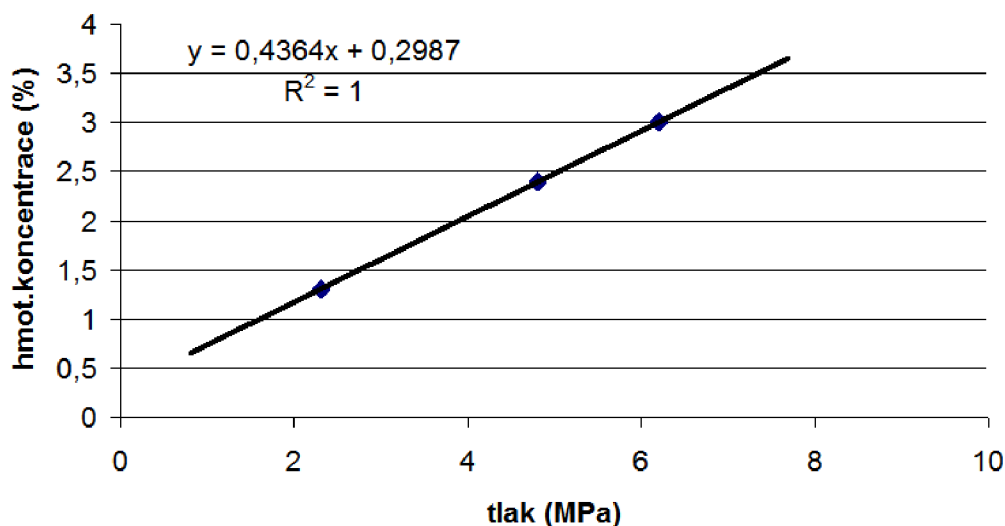
$$m'_{TEG5} = (m'_{w3} - m'_{w4}) \cdot c \cdot \rho_{TEG\ 98,5\%} / 1000 \cdot k_{TEG} \quad (23)$$

$$m'_{TEG5} = (1,0796 - 0,108) \cdot 25 \cdot 1160 / 1000 \cdot 0,985 = 27,746\text{ g}\cdot\text{s}^{-1}$$

#### Rozpustnost methanu v TEGu

Během absorpce se v TEGu rozpouští i některé složky ZP, nejvíce methan. Ostatní složky lze zanedbávat. Dále se v TEGu rozpouští sulfan, který je odpovědný za jeho pozvolnou degradaci. Rozpustnost plynů je závislá na tlaku a teplotě. Její průběh popisuje graf 5.

Rozpustnost methanu v TEG při 30°C



Graf 5: Rozpustnost methanu v TEGu v závislosti na tlaku při teplotě 30°C [50]

### Hmotnostní tok rozpuštěného methanu

Z grafu lze vyčíst, že rozpustnost methanu je při 30 °C a tlaku 8 MPa zhruba  $k_{CH_4-5} = 3,75\%$ .

$$m'_{CH_4-5} = m'_{TEG5} \cdot k_{CH_4-5} \quad (24)$$

$$m'_{CH_4-5} = 27,746 \cdot 0,0375 = 1,134 \text{ g}\cdot\text{s}^{-1}$$

### Koncentrace TEGu

$$k_{TEG5} = m'_{TEG5} / (m'_{TEG5} + m'_{W5} + m'_{CH_4-5}) \quad (25)$$

$$k_{TEG5} = 27,746 / (27,746 + 1,393 + 1,134) = 91,65 \%$$

### Hustota roztoku TEGu

Hustota TEGu je závislá na jeho koncentraci a teplotě, přičemž teplota v běžných rozsazích koncentraci ovlivňuje výrazně více než-li změna koncentrace. Změnu hustoty v důsledku rozpuštění methanu zanedbáváme. V bodě 5 uvažujeme hustotu stále konstantní stejnou jako je počáteční jinak by případ nebyl touto metodou řešitelný.

### Hmotnostní tok roztoku TEGu

$$m'_{5} = m'_{TEG5} + m'_{W5} + m'_{CH_4-5} \quad (26)$$

$$m'_{5} = 27,746 + 1,393 + 1,134 = 30,274 \text{ g}\cdot\text{s}^{-1}$$

### Objemový tok roztoku TEGu

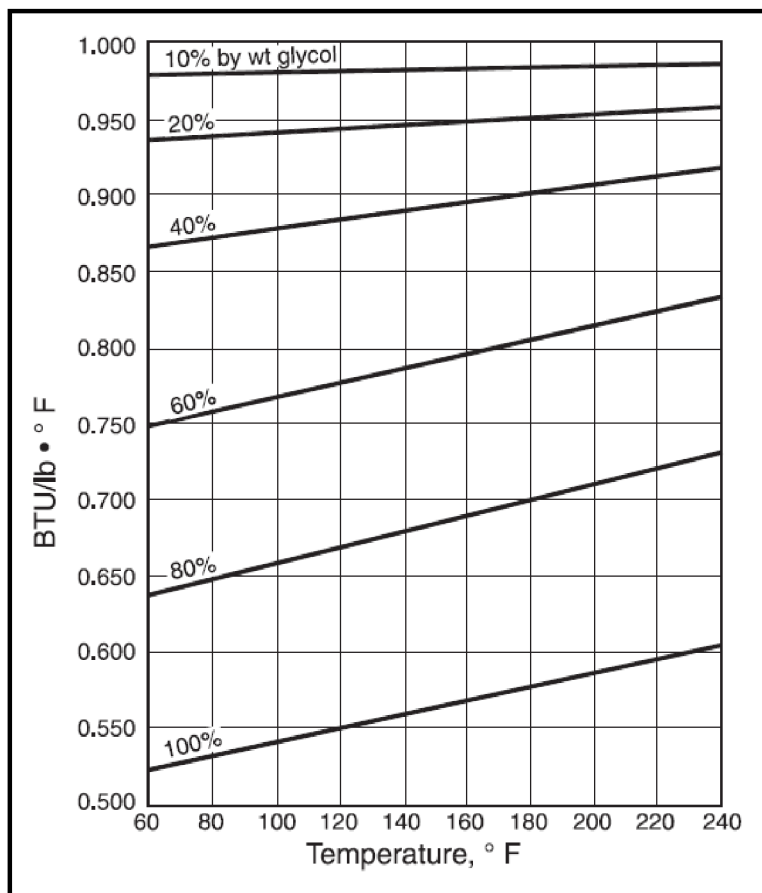
$$V'_{5} = m'_{5} \cdot 1000 / \rho_{TEG 98,5\%} \quad (27)$$

$$V'_{5} = 21,797 \cdot 1000 / 1160 = 27,63 \text{ ml}\cdot\text{s}^{-1}$$

### Měrná tepelná kapacita roztoku TEGu

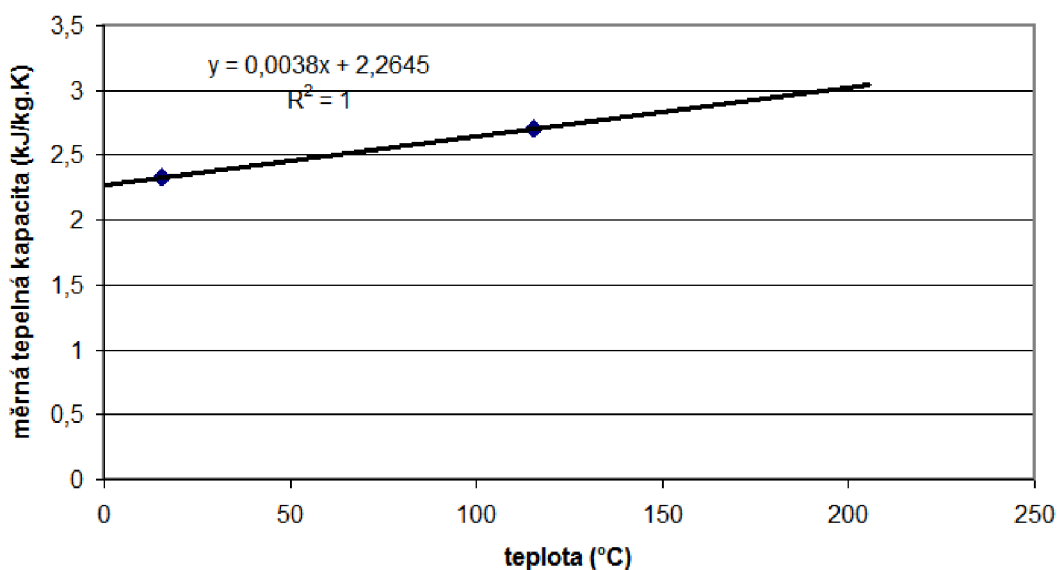
Tepelná kapacita TEGu je závislá na jeho koncentraci a teplotě. S klesající koncentrací měrná tepelná kapacita stoupá. Vliv methanu ve směsi zanedbávám. Hodnoty měrné tepelné kapacity jsou v grafech níže.

**Heat Capacities of Aqueous Triethylene Glycol Solutions**



Graf 6: Měrná tepelná kapacita 95% TEGu v závislosti na jeho teplotě-zdrojový graf [50]

**Měrná tepelná kapacita 95% TEGu v závislosti na teplotě**



Graf 7: Měrná tepelná kapacita 95% TEGu v závislosti na jeho teplotě-upraveno [50]



Hodnota pro měrné tepelné kapacity pro teplotu 30 °C a 91,65% koncentraci odečtená z grafů:

$$n_5 = 2,37 \text{ kJ.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$$

### Entalpie roztoku TEGu

Entalpie je dána tlakem, teplotou a měrnou tepelnou kapacitou jednotlivých složek směsi. Ke skupenské přeměně TEGu nedochází. Nulovou hladinu entalpie jsem umístil na 0 °C a 0,101 MPa. Entalpie roztoku v bodě 5 je dána vztahem:

$$i_5 = n_5 \cdot t_5 + (p_5 - 0,101) \cdot V'_5 / m'_5 \quad (28)$$

$$i_5 = 2,37 \cdot 30 + (7,9 - 0,101) \cdot 27,63 / 30,274 = 91,76 \text{ kJ.kg}^{-1}$$

### 7.3.7. Parametry TEGu za ohřivací smyčkou - 6

Ohřivací smyčka má význam kvůli snižování tepelných ztrát linky. Za určitých okolností v ní dochází k částečné kondenzaci par vystupujících z reboileru. Ideální by bylo ohřívát ve smyčce roztok TEGu na co nejvyšší teplotu až zhruba do 120°C, ale množství energie obsažené v odcházejících parách to neumožňuje. Při vyšších cirkulačních poměrech lze dosáhnout teploty v odplynováku přes 100 °C, ale za cenu vyšší tepelné náročnosti celého okruhu. Uvažujeme účinnost výměníku  $\eta_6 = 80\%$  a zvýšení teploty o  $\Delta t_6 = 30^\circ\text{C}$ . Tlakovou ztrátu smyčky uvažujeme  $\Delta p_6 = 0,05 \text{ MPa}$ .

#### Tlak a teplota za smyčkou

$$p_6 = p_5 - \Delta p_6 \quad (29)$$

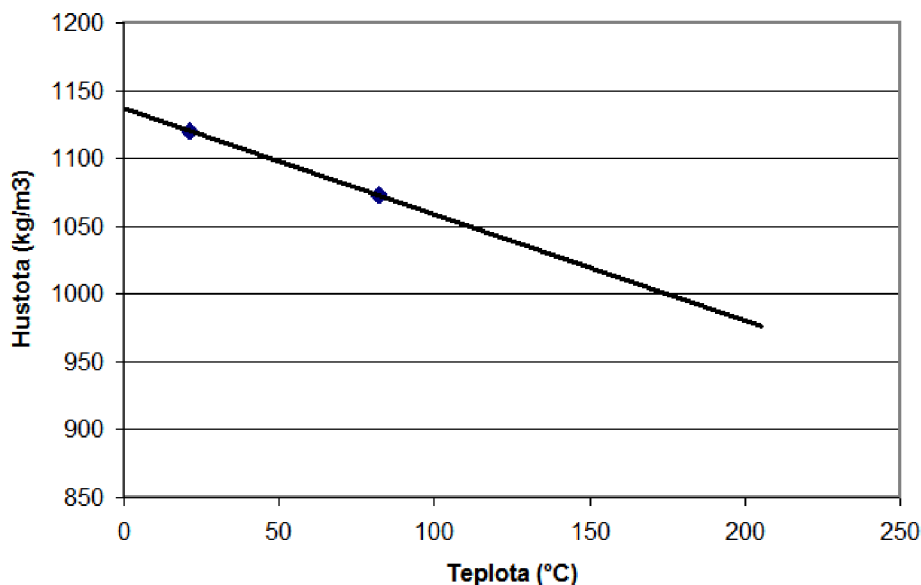
$$p_6 = 7,9 - 0,05 = 7,85 \text{ MPa}$$

$$t_6 = t_5 - \Delta t_6 \quad (30)$$

$$t_6 = 30 + 30 = 60 \text{ }^\circ\text{C}$$

#### Hustota za smyčkou

Hustota roztoku TEG výrazně závisí na jeho teplotě a koncentraci. Tento vztah popisuje níže uvedený graf. Asi 2% odchylku koncentrace zanedbáváme. Pro teplotu  $t_6 = 60^\circ\text{C}$  platí, že  $\rho_6 = 1090 \text{ kg.m}^{-3}$ .

**Hustota 95% TEGu v závislosti na teplotě**

Graf 7: Závislost hustoty 95% roztoku TEG na jeho teplotě [50]

**Změna objemového toku**

Se změnou hustoty došlo i ke změně objemového toku:

$$V'_6 = m'_5 \cdot 1000 / \rho_6 \quad (31)$$

$$V'_6 = 30,274 \cdot 1000 / 1090 = 27,77 \text{ ml}\cdot\text{s}^{-1}$$

**Měrná tepelná kapacita**

Hodnota pro měrné tepelné kapacity pro teplotu 60 °C a 91,65% koncentraci:  
 $n_6 = 2,49 \text{ kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$

**Entalpie**

$$i_6 = n_6 \cdot t_6 + (p_6 - 0,101) \cdot V'_6 / m'_6 \quad (32)$$

$$i_6 = 2,49 \cdot 60 + (7,85 - 0,101) \cdot 27,77 / 30,274 = 164,77 \text{ kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$$

**Výkon dodávaný smyčkou**

$$P_6 = (i_6 - i_5) \cdot m_5 / 1000 \quad (33)$$

$$P_6 = (164,77 - 91,76) \cdot 30,274 / 1000 = 2,21 \text{ kW}$$

**7.3.8. Podmínky v odplyňováku - 7**

Protože rozpustnost methanu a dalších plynných složek ZP je závislá na tlaku, odplyňovák je zařízení, kde je snížený tlak na hodnotu mezi 0,3-0,6 MPa. Pro tento odplyňovák byl volen provozní tlak  $p_7 = 0,5 \text{ MPa}$ . Směs se dělí na kapalnou a plynnou frakci. Podle množství plynů

se odpadní plyny z odplynováku používají buďto jako palivo pro reboiler, dodatečně se čistí a přidávají se k ostatnímu plynu nebo se na místě spalují.

### Teplota v odplynováku

V důsledku expanze plyných dochází k poklesu teploty v odplynováku. S ohledem na trojfázovou směs nelze jednoduše matematicky popsat její průběh, nicméně expandující plyn tvoří pouze 3,75% podíl ve směsi. Dle literatury [50] dochází v odplynováku běžně k poklesu kolem 2 °C v důsledku expanze, bude tedy brát:

$$t_7 = t_6 - \Delta t_7 \quad (34)$$

$$t_7 = 60 - 2 = 58 \text{ °C}$$

## 7.3.9. Roztok TEGu vystupující z odplynováku - 8

### Obsah methanu ve směsi

V důsledku poklesu tlaku, klesla v odplynováku rozpustnost methanu a dalších složek ZP v TEGu. Rozpustnost se řídí závislostí popsanou v grafu 5. Pro tlak  $p_8 = 0,5 \text{ MPa}$  platí rovnovážná koncentrace methanu v roztoku TEGu  $k_{\text{CH}_4-8} = 0,52 \%$ .

### Hmotnostní tok methanu ve směsi

$$m'_{\text{CH}_4-8} = m'_{\text{CH}_4-5} \cdot k_{\text{CH}_4-8} / k_{\text{CH}_4-5} \quad (35)$$

$$m'_{\text{CH}_4-8} = 1,134 \cdot 0,52 / 3,75 = 0,156 \text{ g.s}^{-1}$$

### Hmotnostní tok směsi

$$m'_8 = m'_{\text{TEG}_5} + m'_{\text{W}_5} + m'_{\text{CH}_4-8} \quad (36)$$

$$m'_8 = 27,746 + 1,393 + 0,156 = 29,297 \text{ g.s}^{-1}$$

### Objemový tok směsi

$$V'_8 = m'_8 \cdot 1000 / \rho_6 \quad (37)$$

$$V'_8 = 29,297 \cdot 1000 / 1090 = 26,838 \text{ ml.s}^{-1}$$

### Entalpie

$$i_8 = n_6 \cdot t_7 + (p_8 - 0,101) \cdot V'_8 / m'_8 \quad (38)$$

$$i_8 = 2,49 \cdot 58 + (0,5 - 0,101) \cdot 26,838 / 29,297 = 158,04 \text{ kJ.kg}^{-1}$$

### 7.3.10. Plynný methan odcházející z odplynovaku - 9

Společně s methanem odchází i další lehčí frakce ZP jako ethan, propan, sulfan apod. Pro zjednodušení počítám pouze s methanem, který tvoří majoritní podíl.

#### Hmotnostní tok odcházejícího methanu

$$m'_{\text{CH}_4-9} = m'_{5} - m'_{8} \quad (39)$$

$$m'_{\text{CH}_4-9} = 30,274 - 29,297 = 0,977 \text{ g}\cdot\text{s}^{-1}$$

### 7.3.11. Parametry roztoku TEGu za předehřívákem - 10

TEG v reboileru musí mít kvůli účinnosti dehydratace teplotu 205 °C, kdežto TEG v absorberu musí mít teplotu kolem 30 °C, aby okruh optimálně fungoval. V rámci zabránění zbytečným tepelným ztrátám je proto instalován předehřívák TEGu.

#### Ohřev

Roztok TEGu se v předehříváku ohřeje o různou teplotu v závislosti na jeho průtoku a aktuální teplotě, protože změna teploty znamená u TEGu změnu měrné tepelné kapacity. Teplota odcházejícího roztoku TEGu nemůže být vyšší než teplota odcházejícího dehydratovaného TEGu. Uvažujeme účinnost výměníku  $\eta_{10} = 70 \%$  a ohřev o  $\Delta t_{10} = 115 \text{ °C}$ .

#### Stavové veličiny za výměníkem

$$t_{10} = t_7 + \Delta t_{10} \quad (40)$$

$$t_{10} = 58 + 115 = 173 \text{ °C}$$

$$\rho_{10} = 1001 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$$

#### Hodnota měrné tepelné kapacity pro střední teplotu

Střední teplota:

$$t_{10S} = t_7 + \Delta t_{10} / 2 \quad (41)$$

$$t_{10S} = 58 + 115 / 2 = 115,5 \text{ °C}$$

$$n_{10S} = 2,70 \text{ kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$$

#### Entalpie

$$i_{10} = i_8 + n_6 \cdot (t_{10} - t_8) + (p_8 - 0,101) / \rho_{10} \cdot 1000 \quad (42)$$

$$i_{10} = 158,04 + 2,70 \cdot (173 - 58) + (0,5 - 0,101) / 1001 \cdot 1000$$

$$i_{10} = 468,88 \text{ kJ}\cdot\text{kg}^{-1}$$

**Výkon přehříváku**

$$P_{10} = (i_{10} - i_8) \cdot m'_8 / 1000 \quad (43)$$

$$P_{10} = (468,88 - 158,04) \cdot 29,297 / 1000 = 9,106 \text{ kW}$$

**7.3.12. Reboiler – 10A**

V reboileru je udržována teplota  $t_{10A} = 205 \text{ °C}$ , což je maximální teplota při níž se TEG nerozkládá. Tlak je  $p_{10A} = 0,12 \text{ MPa}$ .

**Měrná tepelná kapacita pro ohřev v reboileru**

Střední teplota:

$$t_{10AS} = (t_{10} + t_{10A}) / 2 \quad (44)$$

$$t_{10AS} = 173 + 205 / 2 = 189 \text{ °C}$$

$$n_{10AS} = 2,98 \text{ kJ.kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$$

**Výkon potřebný na ohřev TEGu přitékajícího do reboileru**

$$P_{10A\text{-Ohřev}} = n_{10AS} \cdot m'_{10} \cdot (t_{10A} - t_{10}) / 1000 \quad (45)$$

$$P_{10A\text{-Ohřev}} = 2,98 \cdot 29,297 \cdot (205 - 173) / 1000 = 2,17 \text{ kW}$$

**Výkon potřebný pro výpar vody obsažené v TEGu**

Výparné teplo vody při tlaku  $p_{10A} = 0,12 \text{ MPa}$  je  $l_w = 1919 \text{ kJ.kg}^{-1}$

$$P_{10A\text{-Výpar}} = l_w \cdot m'_{w5} \quad (46)$$

$$P_{10A\text{-Výpar}} = 1,393 \cdot 1919 = 2,67 \text{ kW}$$

**Dodatečný výkon na výpar**

Reboiler má pod komínem vlastní malý vzduchem chlazený kondensátor (coldfinger), kde dochází ke kondenzaci části již vypařené vody. Důvodem je stupňovité zvyšování čistoty roztoku TEGu, a proto je zapotřebí dodat ještě dodatečné teplo, které dle literatury [50] odpovídá 25 % výkonu potřebného pro výpar vody obsažené v TEGu.

$$P_{10A\text{-Dod}} = 0,25 \cdot P_{10A\text{-Výpar}} \quad (47)$$

$$P_{10A\text{-Dod}} = 0,25 \cdot 2,67 = 0,66 \text{ kW}$$

**Ztrátový výkon**

Dokud není známý druh konstrukce, je těžké odhadnout ztrátový tepelný výkon. Literatura [50] uvádí jako orientační hodnotu ztrátového součinitele pro výpočtové případy  $\zeta_{10A-Z} = 0,1$ .

$$P_{10A-Z} = \zeta_{10A-Z} \cdot (P_{10A-Ohřev} + P_{10A-Výpar} + P_{10A-Dod}) \quad (48)$$

$$P_{10A-Z} = 0,1 \cdot (2,17 + 2,67 + 0,66) = 0,55 \text{ kW}$$

### Příkon reboileru

$$P_{10A} = P_{10A-Ohřev} + P_{10A-Výpar} + P_{10A-Dod} + P_{10A-Z} \quad (49)$$

$$P_{10A} = 2,17 + 2,67 + 0,66 + 0,55 = 6,075 \text{ kW}$$

### Výstup z reboileru

Reboiler má 2 výstupní produkty. Prvním je směs vodní páry a směs plynů, které neodešly v odplynováku. Hlavním výstupním produktem je pak TEG o koncentraci 98,5 %. Prakticky lze dosáhnout v běžném reboileru čistoty TEGu maximálně 98,6%. Pro vyšší čistoty je potřeba využít reboiler s přívodem strippingového plynu, vakuovou destilací. Viz kapitola metody sušení ZP.

### 7.3.13. Parametry horké paroplynové směsi za reboilerem – 11

Z reboileru odchází veškeré zbytkové plyny a část vody ve formě páry. V rámci zjednodušení uvažujeme pro plyn stejné parametry jako pro přehřátou páru, která tvoří 86% směsi.

#### Hmotnostní toky a stavové veličiny odcházející směsi

$$m'_{CH_4-11} = m'_{CH_4-8} \quad (50)$$

$$m'_{CH_4-11} = 0,156 \text{ g.s}^{-1}$$

$$m'_{W11} = m'_{W8} - m'_{W9} \quad (51)$$

$$m'_{W11} = 1,393 - 0,422 = 0,971 \text{ g.s}^{-1}$$

$$m'_{11} = m'_{CH_4-11} + m'_{W11} \quad (52)$$

$$m'_{11} = 0,156 + 0,971 = 1,127 \text{ g.s}^{-1}$$

$$t_{11} = 205 \text{ °C}$$

$$p_{11} = 0,12 \text{ MPa}$$

$$i_{11} = 2884 \text{ kJ.kg}^{-1}$$

### 7.3.14. Paroplynová směs po vychlazení ohřívací smyčkou – 12

#### Chladící výkon ohřívací smyčky

$$P_{12} = P_6 / \eta_6 \quad (53)$$

$$P_{12} = 2,21 / 0,8 = 2,76 \text{ kW}$$

#### Entalpie za smyčkou

$$i_{12} = i_{11} \cdot m'_{11} / 1000 - P_{12} \quad (54)$$

$$i_{12} = 2884 \cdot 1,127 / 1000 - 2,76 = 434,39 \text{ kJ.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$$

S ohledem na tlak v prostoru  $p_{11} = 0,12 \text{ MPa}$  vodní pára většinou zkondenzovala. Dánému tlaku a entalpii odpovídá teplota  $t_{12} = 103,6 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### 7.3.15. 98,5% odcházející z reboileru do předeříváku - 9

Z reboileru odchází TEG o teplotě  $t_{10A} = 205 \text{ }^\circ\text{C}$  a tlaku  $p_{10A} = 0,12 \text{ MPa}$ , tyto hodnoty zůstávají i pro tento početní bod. Pro další procesy potřebujeme jeho teplotu snížit a zároveň teplotu nemarnit. K tomu slouží předeřívák.

#### Parametry TEGu odcházejícího z reboileru

Vyčteno z tabulek na základě teploty, tlaku a měrné tepelné kapacity

$$i_9 = 563,99 \text{ kJ.kg}^{-1}$$

$$m'_{9} = 28,169 \text{ g.s}^{-1}$$

$$k_{\text{TEG-9}} = 98,5\%$$

### 7.3.16. Parametry TEGu za předeřívákem – 13

#### Chladící výkon předeříváku

Pro předeřívák uvažuji konstantní účinnost  $\eta_{10} = 70 \%$ , v praxi však situace bude jiná, proto je třeba zajistit nebo chladit proudem odcházejícího plynu pro doladění teploty.

$$P_{13} = P_{10} / \eta_{10} \quad (55)$$

$$P_{13} = 9,106 / 0,7 = 13,009 \text{ kW}$$

#### Entalpie

$$i_{13} = i_9 \cdot m'_{9} / 1000 - P_{13} \quad (56)$$



$$i_{13} = 563,99 \cdot 28,169 / 1000 - 13,009 = 102,15 \text{ kJ.kg}^{-1}$$

### Teplota

K teplotě bylo třeba dospět iteračně na základě harmonizace hodnot hustoty a měrné tepelné kapacity, které ovlivňují hodnotu entalpie.

$$t_{13} = 35,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\rho_{13} = 1108 \text{ kg.m}^{-3}$$

### 7.3.17. Kompresie – 14

Uvažujeme čerpadlo s konstantní účinností  $\eta_{14} = 70 \%$ . Čerpadlo musí být schopno zajistit natlakování TEGu na provozní tlak za libovolného cirkulačního poměru. Maximální výkon čerpadla byl při cirkulačním poměru  $50 \text{ l}_{\text{TEG.kg}}^{-1}$  provozním tlaku 2,8 MPa, což je provozní mez celé sušící linky.

#### Výkon čerpadla

$$P_{14V} = (p_4 - p_{\text{REB}}) \cdot m' / \rho_{13} \quad (57)$$

$$P_{14V} = (7,9 - 0,12) \cdot 28,169 / 1108 = 0,197 \text{ kW}$$

#### Příkon čerpadla

$$P_{14P} = P_{14V} / \eta_{14} \quad (58)$$

$$P_{14P} = 0,197 / 0,7 = 0,282 \text{ kW}$$

#### Entalpie

$$i_{14} = i_{13} + (p_4 - p_{\text{REB}}) / \rho_{13} \quad (59)$$

$$i_{14} = 102,15 + (7,9 - 0,12) \cdot 1000 / 1108 = 109,17 \text{ kJ.kg}^{-1}$$

### 7.3.18. Dochlazování TEGu – 15

Navržená pracovní teplota absorbéru je  $t = 30^{\circ}\text{C}$ , kdežto TEG má po výstupu z čerpadla ještě o  $5,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$  víc. Tento rozdíl bude dochlazen ve vzduchovém chladiči nebo v proudu vystupujícího plynu. Po dochlazení je tento dehydratovaný TEG opět zaváděn do absorbéru a celý cyklus se opakuje.

#### Chladicí výkon vzduchového chladiče

Proměnlivost měrné tepelné kapacity v závislosti na teplotě můžeme v tomto případě zanedbat.

$$n_{15} = 2,37 \text{ kJ.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$$

$$P_{15} = (t_{13} - t) \cdot n_{15} \cdot m'_{9} / 1000 \quad (60)$$

$$P_{15} = (35,8 - 30) \cdot 2,37 \cdot 28,169 / 1000 = 0,392 \text{ kW}$$

### Entalpie

Tlaku  $p_4$  a teplotě  $t$  odpovídá entalpie  $i_{15}$

$$i_{15} = 95,24 \text{ kJ.kg}^{-1}$$

## 7.4. Metody řízení sušícího procesu

ZP pro plynovody vyžaduje dle normy rosný bod  $-7 \text{ }^\circ\text{C}$  a nižší při 4 MPa. Tento rosný bod odpovídá obsahu vlhkosti v plynu  $k_{\text{RB NOR}} = 0,112 \text{ g}_w.\text{Nm}^{-3}$ . Dosažení této hodnoty lze korigovat několika způsoby.

### 7.4.1. Změna cirkulačního poměru

Stálý cirkulační poměr znamená odstraňování konstantního podílu vlhkosti z plynu. Vlhkost přicházejícího plynu je proměnná, proto je třeba cirkulační poměr plynule měnit, aby bylo dosaženo požadované suchosti a aby požadovaná suchost nebyla překračována. Překračování požadované suchosti není žádoucí kvůli energetické náročnosti regenerace TEGu a jeho částečné tepelné degradaci během regenerace. Změnou základního cirkulačního poměru  $c = 25 \text{ l}_{\text{TEG}}.\text{kg}_w^{-1}$  lze docílit vyšší suchosti odcházejícího plynu v případě vyššího cirkulačního poměru nebo nižší suchosti pokud je poměr snížen.

### 7.4.2. Ostatní metody

Lze měnit teplotu v reboileru. Teoreticky lze aplikovat pro řízení i jiné metody jako úprava teploty a tlaku vstupního plynu. To je však výrazně náročnější než pouhá změna cirkulačního poměru TEGu.

## 7.5. Porovnání s existující sušící linkou a její cena

Nejjednodušší způsob stanovení ceny sušící linky je podle obdobného zařízení a jeho katalogové ceny, proto jsem vyhledal v katalogu americké firmy EXTERAN sušící linku, která svými parametry odpovídá mnou vypočteným provozním parametrům. Rozměrové parametry separátoru a absorbéru jsou spočteny níže.

Odpovídající absorbér od firmy Exteran je určen pro tlak 1200 psi (8,27 MPa), provozní kapacita je 23300-141500  $\text{Nm}^3$  za den. Obsahuje 8 bubble cap pater a má průměr 407 mm. Separátor je integrován v jeho spodní části. Provozně tedy odpovídá mému absorbéru. Reboiler s příslušenstvím bylo třeba volit dle maximálního výparného výkonu. Dostačuje nejslabší řada s výkonem kotle 125 MBtu/Hr (34 kW). [51] Základní cena absorbéru je 41000 dolarů, cena reboileru s příslušenstvím pak 83000 dolarů. Celkem tedy za obě zařízení 124000 dolarů, což odpovídá asi 2,5 mil. Kč. Ve srovnání s náklady na vrtání, opláštění vrtu a proces hydrokrakování, které jsou řádově v desítkách mil. Kč, je cena sušící linky zanedbatelná.

Tab. 12: Parametry reálného průmyslově vyráběného absorbéru [51]

Trayed Absorber Specifications						
Diameter (inches)		Gas Capacity (MMscfd) at Flow Pressure (psig)				
ID	OD	400	600	800	1000	1200
	16	3.1	3.7	4.1	4.6	5
	20	4.6	5.8	6.6	7.2	7.9
	24	6.8	8.2	9.5	10.4	11.3
	30	14.3	17.5	20.6	23.2	25.5
	36	16.8	20.6	24	26.9	29.9
	42	23.4	28.7	33.5	37.7	42.5
36		20.1	24.6	28.6	32.4	35.7
42		25.5	31.2	36.4	41	45.8
48		34.4	42.1	49.2	55.4	61
54		43.6	53.5	62.2	70.1	77.7
60		53	65.3	76	86.1	96
66		61.1	79.5	93	98.6	108.4
72		77.4	93.8	110.1	124.9	137.6

Tab. 13: Parametry reálného průmyslově vyráběného reboileru s příslušenstvím [51]

Regenerator Specifications				
Firetube Rating (MBTU/Hr)	Glycol Recharge (Gallons)	Nominal Glycol Recirculation (Gal/Hr)	Reboiler Size OD (inches) x Length (feet)	Skid Size Width x Length (feet)
125	54	40	20 x 6	3 x 10
200	103	90	20 x 9	3 x 14
300	225	180	24 x 10	5 x 19
500	304	250	36 x 10	5 x 19
750	628	400	36 x 15	6 x 28
1000	857	500	42 x 17	6.4 x 29
1500	1529	900	48 x 22.5	10.5 x 30
2000	2140	1440	60 x 28	12 x 38.5
2500	2640	1780	60 x 35.25	12 x 40

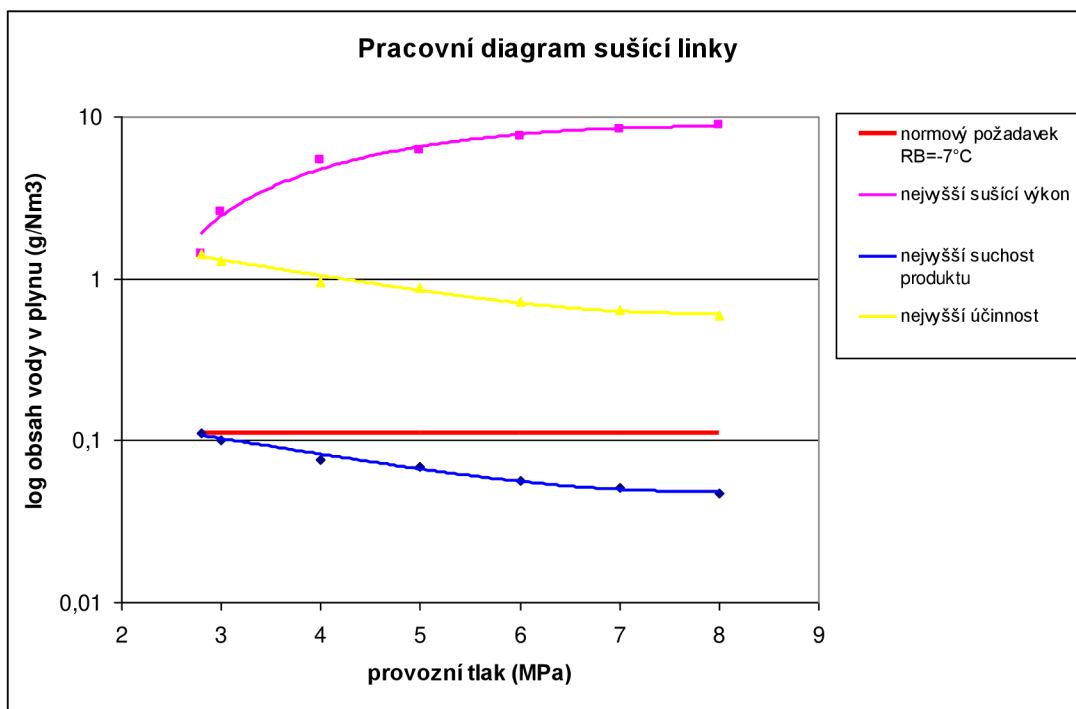
## 7.6. Provozní diagramy sušící linky

Na základě výše popsaných matematických vztahů mezi veličinami v sušící lince byly provedeny simulace chování linky pro škálu provozních tlaků a cirkulačních poměrů.

### 7.6.1. Pracovní diagram sušící linky

Tento graf vyjadřuje schopnost sušící linky odstraňovat vlhkost z plynu v závislosti na provozním tlaku. Maximálního sušící výkonu dosahuje linka při tlaku 8 MPa a cirkulačním poměru  $50 I_{TEG} \cdot \text{kg}_w^{-1}$ , při této hodnotě má však linka zároveň nejvyšší spotřebu energie, ale je schopna sušit plyn s obsahem až  $8,8 \text{ g}_w \cdot \text{Nm}^{-3}$ . Nejnižší provozní parametry, kdy je linka schopna dosáhnout na normovou hodnotu vlhkosti jsou 2,8 MPa a  $1,41 \text{ g}_w \cdot \text{Nm}^{-3}$ .

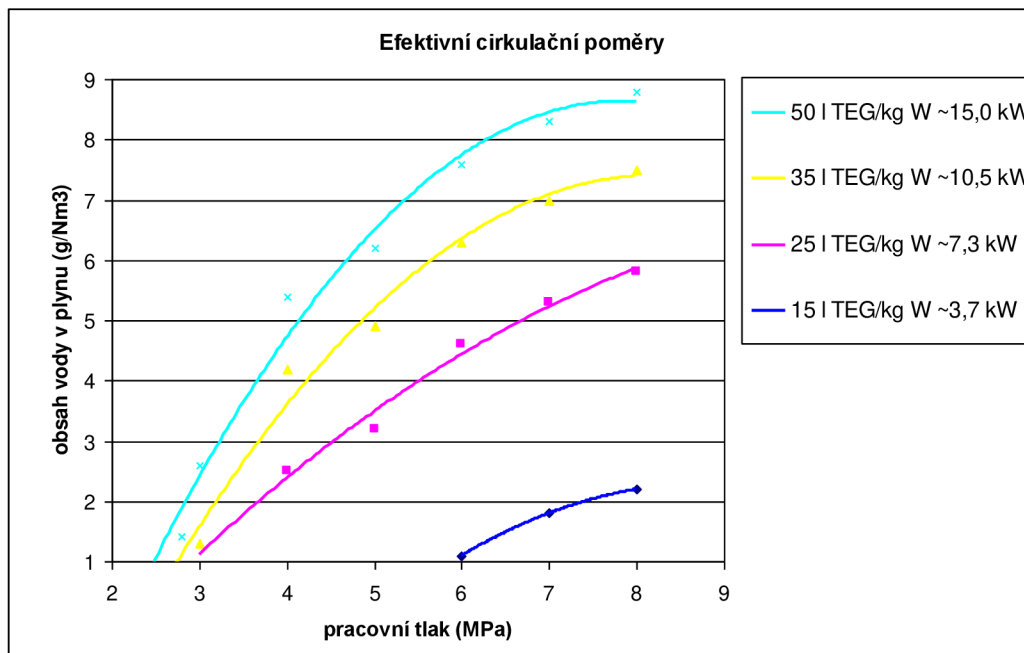
Červená linie grafu vytyčuje normový požadavek na obsah vlhkosti v plynovodech  $k_{RB\text{ NOR}} = 0,112 \text{ g}_w.\text{Nm}^{-3}$ , na který je potřeba se s plynem dostat. Modrá linie je nejvyšší suchost, které lze za daného tlaku dosáhnout bez ohledu na spotřebovanou energii a žlutá linie označuje nejefektivnější hodnoty, tedy vstupní vlhkost takovou, že při daném tlaku dosáhne sušící linka právě na vlhkost  $k_{RB\text{ NOR}} = 0,112 \text{ g}_w.\text{Nm}^{-3}$  a ta nebude podkročena.



Graf 8: Pracovní diagram sušící linky

### 7.6.2. Efektivní cirkulační poměry

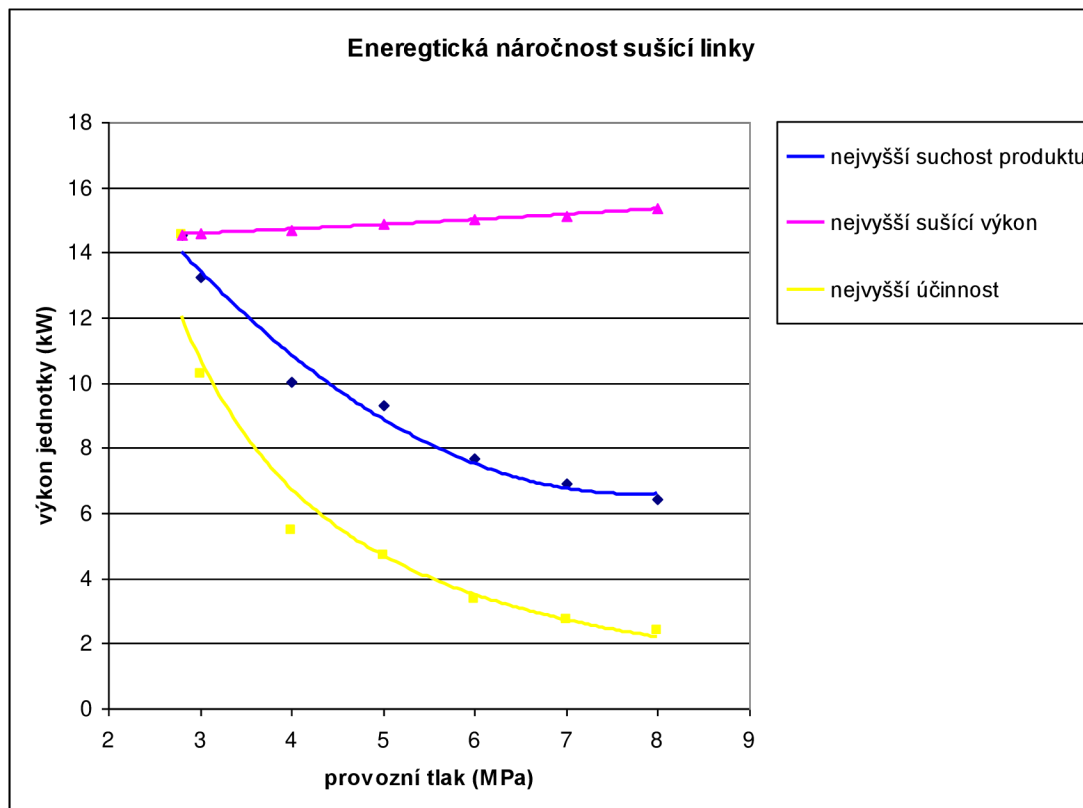
Cirkulační poměr zásadně ovlivňuje energetickou náročnost celého sušícího procesu. Pro každou hodnotu vlhkosti v rámci provozních parametrů lze najít nejefektivnější cirkulační poměr, viz graf 9.



Graf 9: Efektivní cirkulační poměry sušící linky

### 7.6.3. Energetická náročnost sušící linky

Konkrétní hodnoty energetické náročnosti sušící linky lze najít v níže uvedeném grafu. Energetická náročnost v sobě zahrnuje energii spotřebovanou v reboileru na vysušení a ohřev TEGu a práci čerpadla. Barvy grafu korespondují barvami pracovního diagramu sušící linky.



Graf 10: Energetická náročnost sušící linky

## 8. Technologický návrh absorberu a separátoru

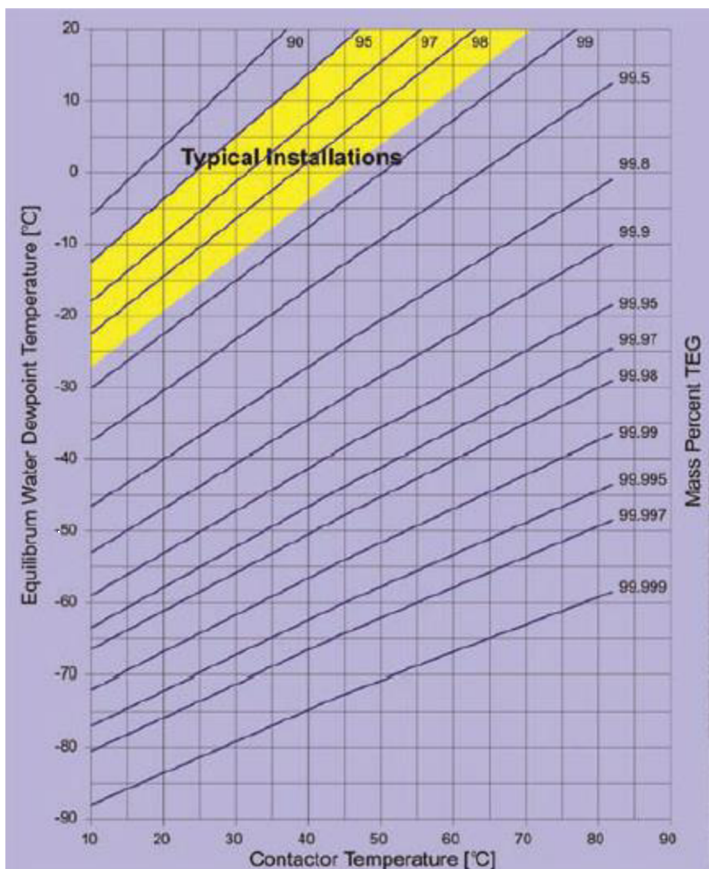
Parametry absorberu vychází z vypočtených stavových veličin a zadaných vlastností ZP. Návrh provozních parametrů absorberu nelze oddělit od návrhu parametrů celé sušící linky, a proto se budou některé hodnoty vyskytovat znovu.

- zpracovaný objem plynu  $V' = 100\,000 \text{ Nm}^3 \cdot \text{den}^{-1}$
- teplota v absorberu a separátoru  $t = 30^\circ\text{C}$
- vstupní tlak  $p_1 = 2,8\text{--}8 \text{ MPa}$
- hustota ZP  $\rho = 0,68 \text{ kg} \cdot \text{Nm}^{-3}$

### 8.1. Stanovení technologických veličin absorberu

#### Stanovení vhodné koncentrace TEGu

Dle grafu 11 se stanovuje vhodná koncentrace TEGu na základě teploty v absorberu (contactor). Na základě tohoto grafu byla zvolena základní koncentrace TEGu  $k_{\text{TEG}} = 98,5 \%$ . Při výběru je třeba mít na paměti maximální technologicky dosažitelnou koncentraci TEGu  $98,6 \%$ .



Graf 11: Závislost provozní teploty absorberu a základní koncentrace TEGu [52]

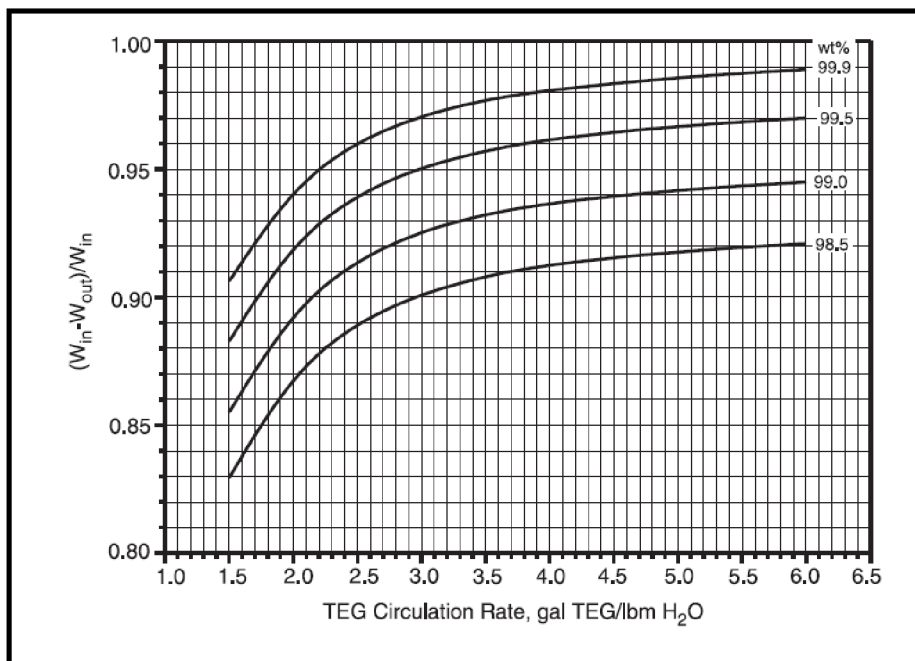
### Nejvyšší absorbované množství vody

V rámci zvolených provozních parametrů dochází k největší absorpci vody při tlaku  $p_1 = 2,8 \text{ MPa}$  a obsahu vlhkosti  $k_{RB, 2,8 \text{ MPa}} = 1,41 \text{ g}_w \cdot \text{Nm}^{-3}$ , což je zároveň samý počátek provozních parametrů linky.

### Separční faktor absorbéru

Separční faktor absorbéru je dán počtem teoretických pater absorbéru a koncentrací TEGu a jeho cirkulačním poměrem. Koncentrace TEGu byla zvolena v předchozím kroku na  $k_{TEG} = 98,5 \%$ , protože jsme se separací při podmínkách  $p_1 = 2,8 \text{ MPa}$  a obsahu vlhkosti  $k_{RB, 2,8 \text{ MPa}} = 1,41 \text{ g}_w \cdot \text{Nm}^{-3}$  na samé hranici provozních podmínek volíme cirkulační poměr na horní hranici  $c = 50 \text{ l}_{TEG} \cdot \text{kg}_w^{-1}$  a dostáváme hodnotu separčního faktoru  $f_{SP-TEG} = 0,922$ . Úpravou vztahu pro separční faktor získáme výstupní suchost při vstupní suchosti  $k_{RB, 2,8 \text{ MPa}} = 1,41 \text{ g}_w \cdot \text{Nm}^{-3}$ . Pokud by separční faktor nedostačoval, volila by se jiná základní teplota absorbéru (viz předchozí krok) nebo větší počet teoretických pater než  $N = 2$ .

### Water Removal vs. TEG Circulation Rate at Various TEG Concentrations (N = 2.0)



Graf 12: Závislost separčního faktoru na cirkulačním poměru a koncentraci na 2 teoretických patrech [50]

Zadáno:  $W_{in} = k_{RB, 2,8 \text{ MPa}} = 1,41 \text{ g}_w \cdot \text{Nm}^{-3}$

$f_{SP-TEG} = 0,922$

$$f_{SP-TEG} = (W_{in} - W_{out}) / W_{in} \quad (61)$$

$$W_{out} = W_{in} - f_{SP-TEG} \cdot W_{in} \quad (62)$$



$$W_{\text{out}} = 1,41 - 0,922 \cdot 1,41 = 0,1099 \text{ g}_w \cdot \text{Nm}^{-3}$$

Platí, že hodnota odcházející plyn má nižší vlhkost než vyžaduje norma a můžeme tedy pokračovat ve výpočtu.

$$W_{\text{out}} < k_{\text{RB NOR}} = 0,112 \text{ g}_w \cdot \text{Nm}^{-3} \quad (63)$$

### Stanovení počtu reálných pater

Pro dostatečné osušení plynu bylo třeba zvolit 2 teoretická patra. S ohledem na záměr využít technologii bubble cap, která má efektivitu zhruba 25 % je třeba 8 bubble cap pater. Rozměry bubble cap jsou normalizované. Průměry čepiček (cap) se vyrábí jako 1“, 2“, 3“, 4“ a 5“. I jejich rozmístění je dáno normou.



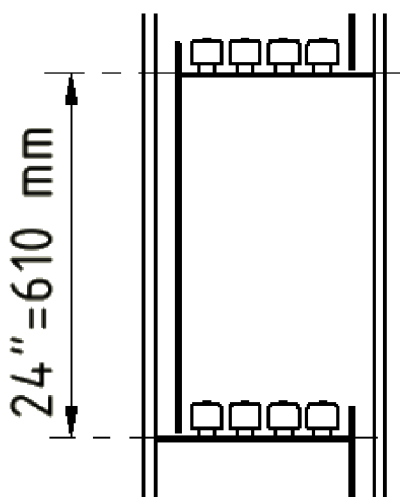
Obr. 24: Patro využívající technologii bubble cap [53]

### Volba rozteče pater

Patra typu bubble cap tray se umísťují v normalizovaných roztečích 20“, 24“ a 30“. Volím 24“, což odpovídá zhruba 610 mm. Na základě rozteče vyčtu z níže uvedené tabulky hodnotu empirického koeficientu rychlosti proudění plynu  $C = 576 \text{ ft} \cdot \text{hr}^{-1}$ , což odpovídá  $48,77 \cdot 10^{-3} \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . Vyšší rychlost způsobí pění TEGu a sníží separační faktor.

Tab. 14: Hodnoty koeficientů rychlosti proudění plynu v závislosti na rozteči patra [50]

Recommended Sizing Parameters for TEG Contactors		
	K factor, ft/sec	C factor, ft/hr
Bubble Cap Trays		
20 inch spacing	0.14	504
24 inch spacing	0.16	576
30 inch spacing	0.17	612
Packing		
Structured	0.3 to 0.4*	1080-1440*
Random		
1 inch Pall rings	0.13 to 0.18	468-648
2 inch Pall rings	0.19 to 0.26	684-936
* Depending on packing density and vendor		



Obr. 25: Řez absorbérem-definicí rozteče patra

### Výpočet jednotkového hmotnostního toku plynu

$$G = C \cdot (\rho_{\text{CH}_4-2,8\text{MPa}} \cdot (\rho_{\text{TPEG } 98,5\%} - \rho_{\text{CH}_4-2,8\text{MPa}}))^{1/2} \quad (64)$$

$$G = 48,77 \cdot 10^{-3} \cdot (19 \cdot (1160 - 19))^{1/2} = 7,18 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1} \cdot \text{m}^{-2}$$

Kde hustota plynu při 2,8 MPa byla vypočtena jako:

$$\rho_{\text{CH}_4-2,8\text{MPa}} = \rho \cdot p_1 / p_{\text{atm}} \quad (65)$$

$$\rho_{\text{CH}_4-2,8\text{MPa}} = 0,68 \cdot 2,8 / 0,101 = 19 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$$

## 8.2. Stanovení rozměrů absorbéru

### Činná plocha absorbéru

Část plochy, která je součástí vertikálních kanálů se do průchodu plynu nezapojuje. Tuto plochu zanedbávám.

$$S = m' / G \quad (66)$$

$$S = 0,787 / 7,18 = 0,109 \text{ m}^2$$

### Teoretický vnitřní průměr absorbéru

$$D = (4 \cdot S / \pi)^{1/2} \quad (67)$$

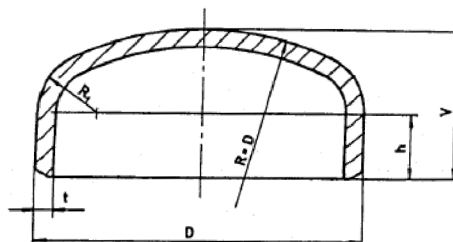
$$D = (4 \cdot 0,109 / \pi) = 0,373 = 373 \text{ mm}$$

### Reálný průměr absorbéru

Průměr absorbéru je dán nejen výpočetně, ale i prakticky. V absorbéru předpokládáme maximální provozní tlak 8 MPa. Nejbližší tlaková třída podle normy je tedy PN100. Limitním

prvkem bude tedy klenuté dno pro PN100 s vnitřním průměrem co nejbližší 373 mm. Dle ČSN 131820 – Klenutá dna volím dno DN400.

Tab. 15: Výtah z normy ČSN 131820 – Klenutá dna



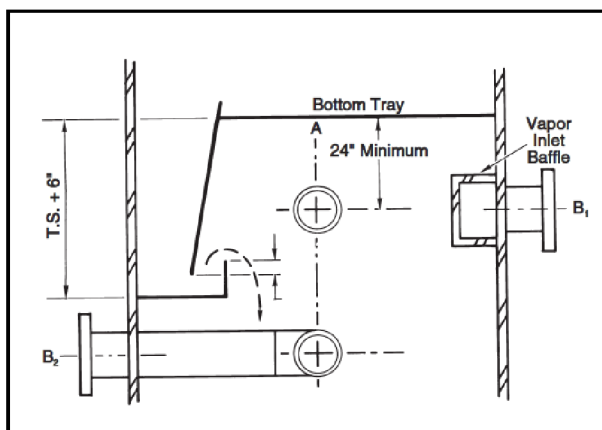
DN	D	R <sub>1</sub>	V	h	Jmenovitý tlak PN									
					40		63		100		160		250	
					t	m	t	m	t	m	t	m	t	m
50	61	12	38	23	3	0,2	4	0,3	5	0,4	7	0,5	9	0,6
65	77	14	38	19	4	0,4	4	0,4	5	0,5	7	0,7	11	1,0
80	89	16	51	29	4	0,6	4	0,6	6	0,9	8	1,1	13	1,8
100	115	21	64	35	4	0,9	5	1,2	7	1,6	10	2,3	15	3,3
125	140	27	76	41	5	1,7	6	2,0	8	2,7	13	4,4	18	5,9
150	169	29	89	47	5	2,4	7	3,4	10	4,8	14	6,6	21	9,7
200	220	41	102	47	7	5,0	8	5,7	13	9,1	18	12,5	26	17,9
250	273	51	127	59	7	7,7	10	11,0	16	17,4	22	23,8	32	34,1
300	324	62	152	71	8	13,0	13	21,1	18	29,0	25	40,0		
350	356	68	165	76	9	16,3	13	24,9	20	38,0	28	52,8		
400	407	75	178	76	11	25,3	14	32,0	20	45,4	32	72,0		
500	508	96	229	102	14	53,1	18	68,1	25	94,1				

Reálný vnitřní průměr dna je  $d_R = 367$  mm, což dostatečně přesně odpovídá teoretickému vnitřnímu průměru  $D = 373$  mm. Vnější reálný průměr je dán hodnotou DN400 a je  $D_R = 406$  mm.

Tělo absorberu bude vyrobeno z trubky DN400 se stěnou o tloušťce  $t_l = 20$  mm.

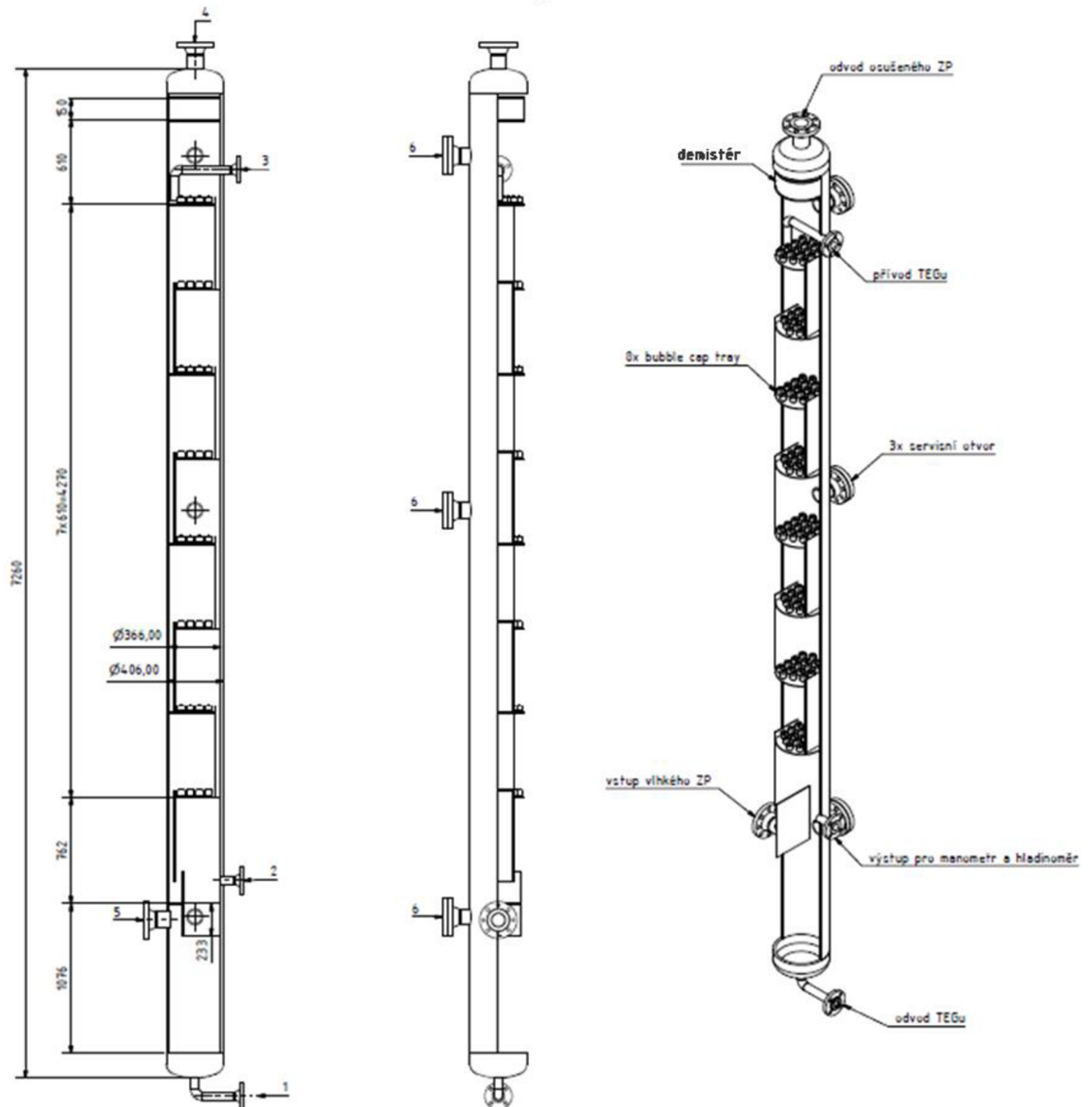
### Výška absorberu

Absorbér má 8 reálných pater o rozteči 610 mm, což dává dohromady výšku 4270 mm. Pod posledním patrem se nachází přepad pro TEG, jehož rozměr byl určen dle obrázku níže jako rozteč patra plus 6“, což činí 30“, tj. zhruba 762 mm.



Obr. 26: Dimenzování rozteče přepadu [50]

Demistér má tloušťku 150 mm a vyžaduje jednu rozteč kvůli pění. Pod přívodem plynu je ještě 40" volného místa pro volný průchod plynu a retenci TEGu. Nejmenší průměr otvoru v tlakové nádobě je dle normy DN50. Schématický výkres nádoby je uveden na obrátku níže. Celková výška je dána součtem funkčních rozměrů a výškou horního dna a činní 7260 mm.



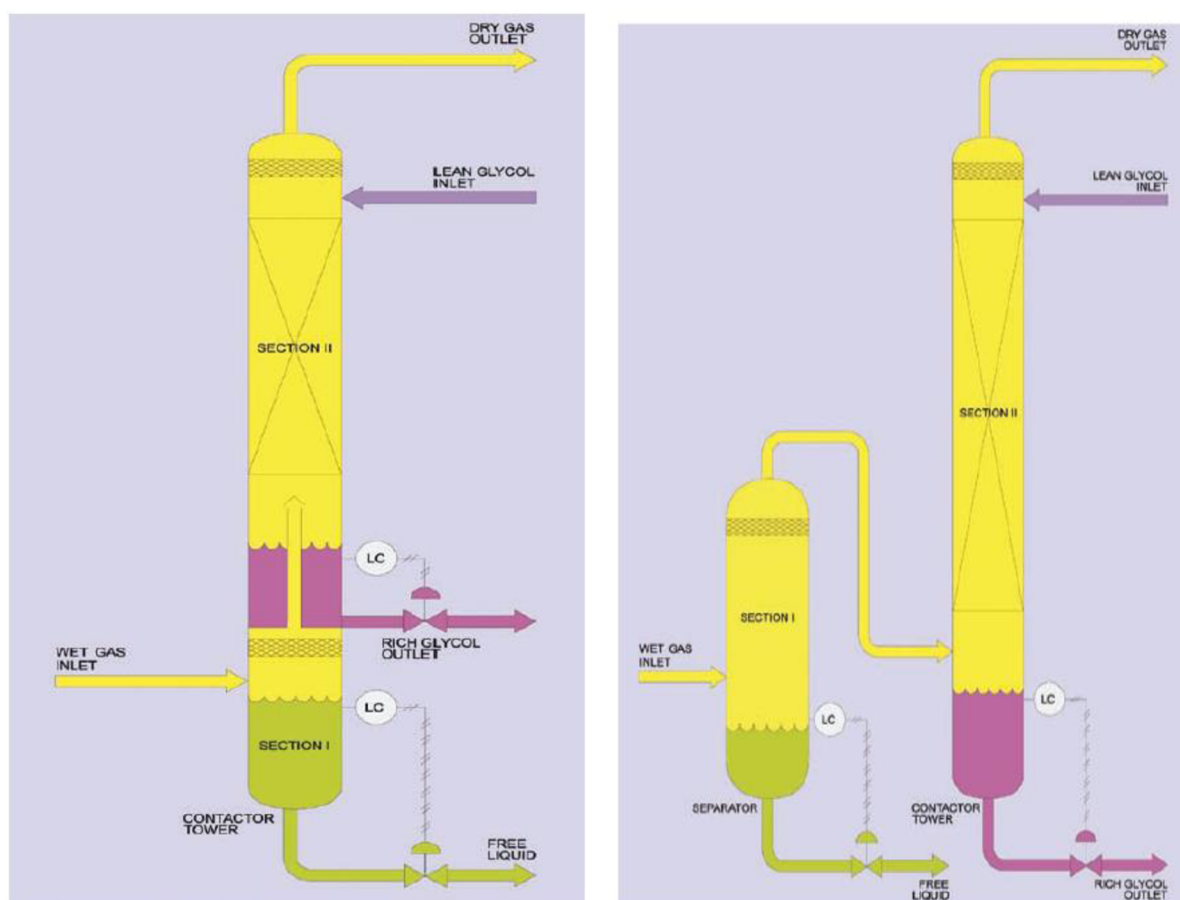
Obr. 27: Schématický náčrt absorberu na TEG se základními rozměry

### 8.3. Typy separátorů připadajících v úvahu

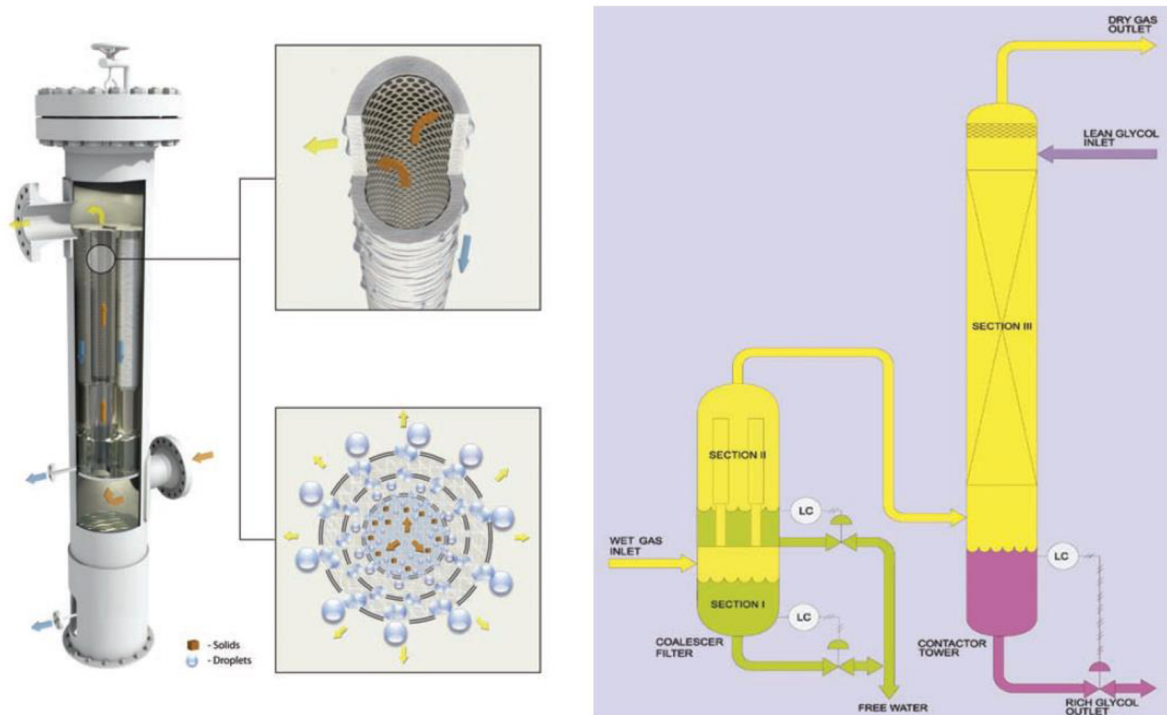
Separace maximálního množství tekuté fáze z proudu plynu je nutná z důvodu energetických úspor a omezeným dehydratačním schopnostech TEG absorberu, který je dalším funkčním zařízením za separátorem. Existují 3 základní možnosti řešení separátoru tekuté fáze:

- umístění separátoru v dolní části TEG absorberu
- samostatně stojící separátor s gravitačním či jiným fyzikálním odlučováním
- samostatně stojící separátor s koalescentním filtrem

Každá z konstrukčních variant má své klady a zápory. Umístění separátoru v dolní části TEG absorbéru je nejvýhodnější z ekonomického hlediska, ale protože separace vyžaduje jinou rychlost proudění a tedy i jiný průměr separátoru než má TEG absorbér. To způsobuje, že tento druh separátoru má účinnost pouze asi 90 % pro kapičky od průměrů 8-10  $\mu\text{m}$  a navíc výrazně zvyšují již dost vysoký TEG absorbér. Dalším typem je samostatně stojící separátor s fyzikálním odlučováním. Kapičky jsou ze směsi odlučovány při optimální rychlosti a tedy i průměru separátoru buďto gravitační nebo odstředivou silou. Odlučivost dosahuje zhruba 95 % pro kapičky od 5  $\mu\text{m}$  na síť 0.011". V horní části bývá zabudováno síto, které má na odlučování kapiček majoritní podíl. Gravitační separátory se kvůli svojí výšce již používají minimálně. Poslední využívanou metodou je využití koalescentního filtru. Zvětšující se oka filtru způsobují slučování a následné odkapávání kapiček aerosolu. Výhodou je nejvyšší účinnost, nevýhodou je nejvyšší cena. Účinnost koalescentních filtrů dosahuje 99,9 % pro kapičky od 0,1  $\mu\text{m}$  a 99,98 % pro kapičky od 0,3  $\mu\text{m}$ . [54]



Obr. 28: Schémata technologie separátoru v dolní části TEG absorbéru a samostatného separátoru s fyzikálním odlučováním [54]



Obr. 29: Princip funkce separátoru s koalescentním filtrem [54]

## 8.4. Základních parametry separátoru

Pro můj případ volím samostatně stojící separátor s gravitačním odlučováním a demistérem s oky o průměru 0,011“ v horní části. Základním kritériem, které je potřeba vypočítat je vnitřní průměr separátoru a jeho výška. Hodnoty pro výpočet beru z výše provedených výpočtů pro okruh. Z dříve provedených výpočtů vím, že největší průměr separátoru vyjde při nejnižším tlaku, proto budu jako extrémní provozní podmínky uvažovat  $p_1 = 2,8 \text{ MPa}$ . Provozním limitem sušící linky je plyn o tlaku  $p_1 = 2,8 \text{ MPa}$  a absolutním obsahu vlhkosti  $k_1 = 1,41 \text{ gw.Nm}^{-3}$ , což je hodnota na rosném bodu, kdy v se v plynu nenachází tekutá fáze, protože absorbér by její nadbytek vzniklý neefektivitou separátoru již nebyl schopen zpracovat. Největší průměr separátoru vyjde při nejnižším tlaku, za daných podmínek by však žádné separaci nedocházelo, proto jako vstupní hodnoty použiji následující sadu hodnot, která zmenší průměr separátoru jen nepatrně a výsledná hodnota bude nakonec stejně ovlivněna především rozměrem dodávaných trubek:

$$p_1 = 3 \text{ MPa}$$

$$k_1 = 2,5 \text{ gw.Nm}^{-3}$$

$$t = 30 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$f_{\text{SP-SEP}} = 0,9$$

$$V'_N = 1,157 \text{ Nm}^3.\text{s}^{-1}$$



## Hustota plynu na vstupu

$$\rho_1 = \rho \cdot p_1 / p_{\text{atm}} \quad (68)$$

$$\rho_1 = 0,68 \cdot 3 \cdot 10^6 / 0,101 \cdot 10^6 = 19,198 \text{ kg.m}^{-3}$$

## Hustota tekuté fáze

Ve výpočtu předpokládám, že tekutá fáze je tvořena vodou. Ostatní uhlovodíky, sulfan a další složky, které by ovlivnily hustotu tekuté fáze zanedbávám.

$$\rho_L = 1000 \text{ kg.m}^{-3}$$

## Volba empirické konstanty pro separaci

Konstanta K je dána empirickými zkušenostmi se separátory. Její hodnoty jsou v tabulce 16.

Tab. 16: Hodnota konstanty K v závislosti na dalších parametrech [50]

Droplet removal efficiency:	99–99.5% removal of 3–10 micron droplets. Higher removal efficiency is for denser, thicker pads and/or smaller wire/co-knit fiber diameter.
Gas capacity, K, ft/sec	0.22–0.39. Generally, the lower capacities correspond to the mesh pad designs with the highest droplet removal efficiencies.

Z tabulky je patrné, že hodnota K se po převedení pohybuje mezi 0,07 až 0,11 m.s<sup>-1</sup>. Volím horní mez 0,11 m.s<sup>-1</sup>, protože většina provozních tlaků bude vyšší a bude se tedy pohybovat v provozní oblasti. Hodnotu je třeba ještě normalizovat na daný tlak podle tabulky 17.

Tab. 17: Normalizace hodnoty K podle tlaku [50]

Pressure, psig	Percent of Design Value
Atmospheric	100
150	90
300	85
600	80
1,150	75

Po normalizaci na tlak  $p_1 = 3 \text{ MPa}$  dostávám hodnotu  $K = 0,09 \text{ m.s}^{-1}$ .

## Rychlost proudění v separátoru

$$v_{S \text{ 3 MPa}} = K \cdot ((\rho_L - \rho_1) / \rho_1)^{1/2} \quad (69)$$

$$v_{S \text{ 3 MPa}} = 0,09 \cdot ((1000 - 19,198) / 19,198)^{1/2} = 0,643 \text{ m.s}^{-1}$$

## Objemový tok

$$V'_1 = m'_1 / \rho_1 \quad (70)$$

$$V'_1 = 0,787 / 19,198 = 0,041 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$$

### Průtočná plocha separátoru

$$S_S = V'_1 / v_{S \text{ 3 MPa}} \quad (71)$$

$$S_S = 0,041 / 0,643 = 0,0637 \text{ m}^2$$

### Vypočtený vnitřní průměr separátoru

$$d_s = (4 \cdot S_S / \pi)^{1/2} \quad (72)$$

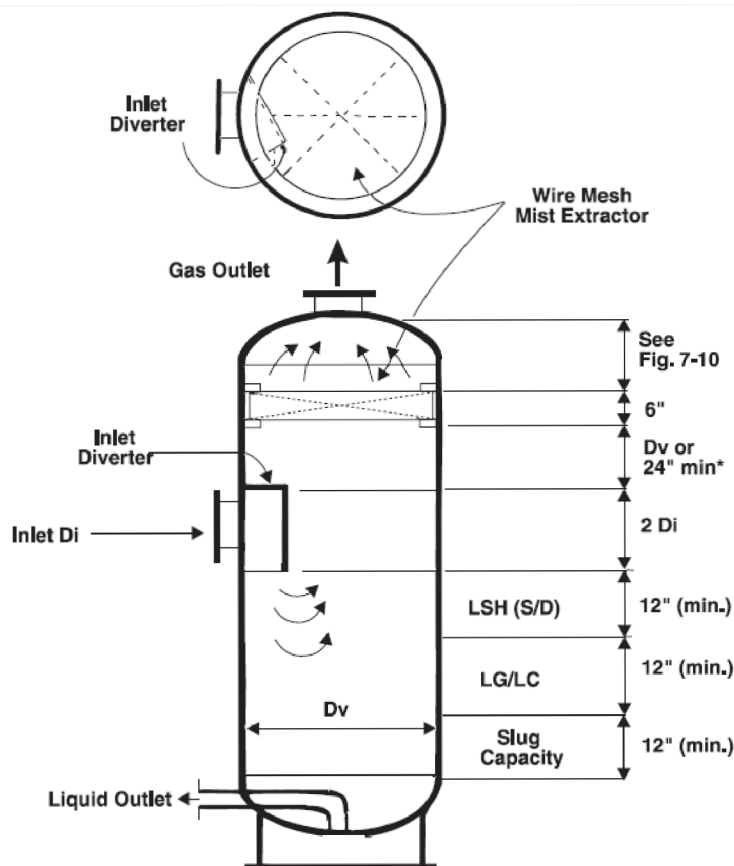
$$d_s = (4 \cdot 0,0637 / \pi)^{1/2} = 0,285 \text{ m}$$

### Výsledné průměry

Výsledný vnitřní průměr nádoby separátoru je dán sortimentem vyráběných klenutých den dle ČSN 131820. Rozměrově nejbližší klenuté dno DN300 má vnitřní průměr  $d_{SEP} = 288 \text{ mm}$ . Tloušťka stěny je pro tlakovou třídu PN100  $t_{SEP} = 18 \text{ mm}$ . Vnější průměr je  $D_{SEP} = 324 \text{ mm}$ .

### Výška separátoru

Výška separátoru je dána vesměs empiricky a je zpražena s empirickou konstantou pro separaci K. Volil jsem stejné výšky, jako je uvedeno na obrázku níže po drobném zaokrouhlení v metrických mírách. Průměr přívodní trubky byl DN100.



Obr. 30: Stanovení výšky separátoru [50]

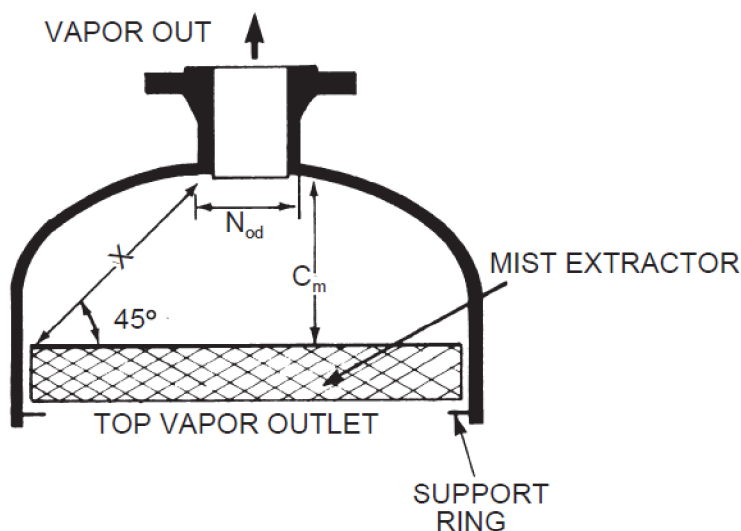
### Kontrola dostatečné výšky nad sítím

Je třeba zkontrolovat dostatečnou výšku volného prostoru nad sítím, aby nedocházelo k jeho nerovnoměrnému vyžívání.  $N_{od} = 114,3$  mm, protože odvod plynu je zajišťován trubkou DN100.

$$C_m = (d_{SEP} - N_{od}) / 2 \quad (73)$$

$$C_m = (288 - 114,3) / 2 = 86,9 \text{ mm}$$

S ohledem na fakt, že samotná výška klenutého dna je 152 mm dle ČSN 131820, výška nad sítím  $C_m$  bude za všech okolností dostatečná.



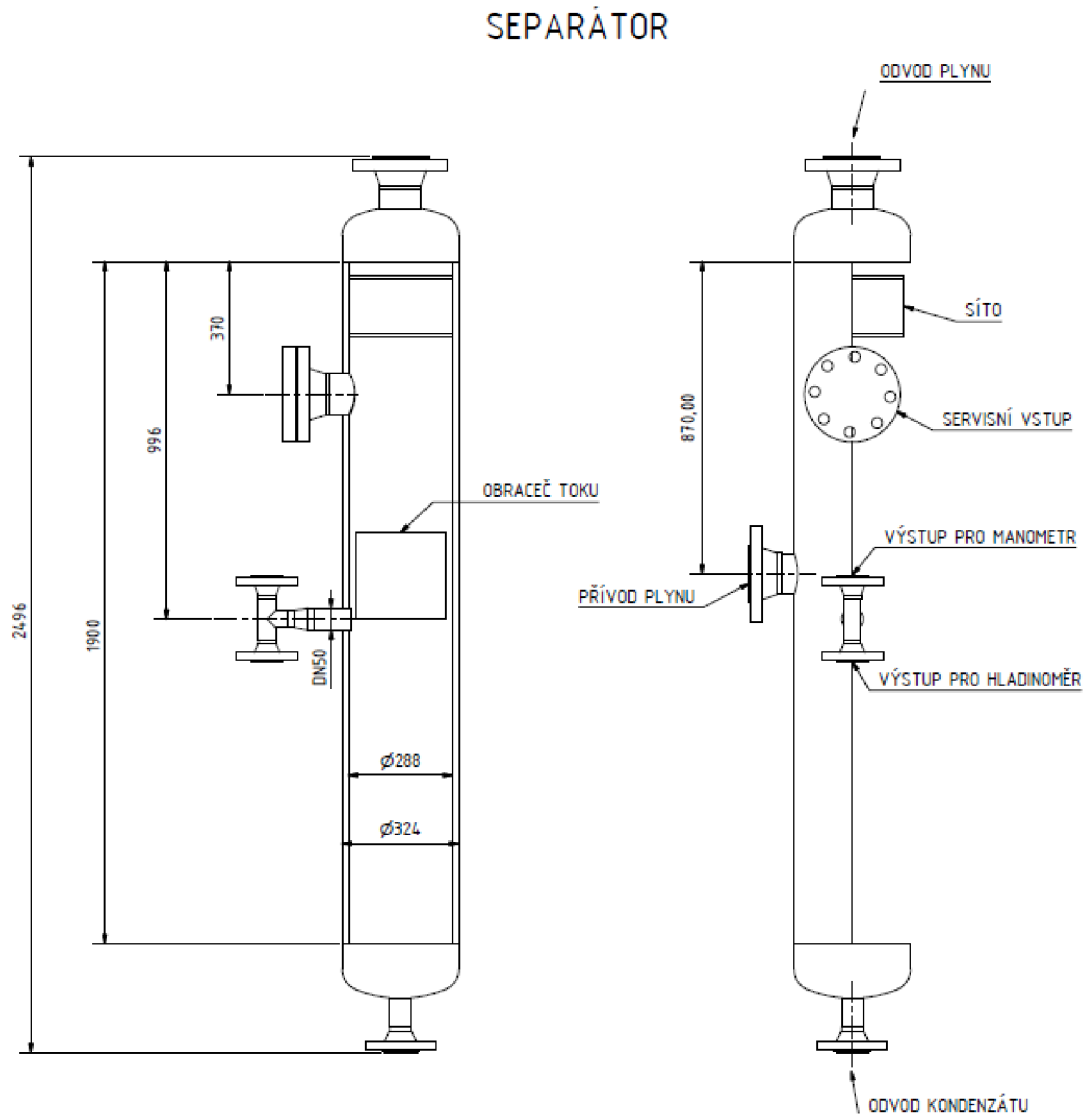
Obr. 31: Schéma horní části separátoru [50]

#### 8.4.1. Průměry připojovacích potrubí

Nejmenší průměr potrubí, který možno dle normy ČSN 69 0010 přivařit k tlakové nádobě o daných parametrech je DN50. Všechny vývody, kromě přívodu a odvodu plynu budou DN50 s ohledem na fakt, že maximální tok kondenzátu je řádově v desítkách mililitrů za sekundu, bude průměr DN50 bohatě stačit. Přívody a odvody plynu ze separátoru a absorbéru budou DN100 na základě níže uvedených výpočtů. Tloušťku potrubí DN100 jsem zvolil  $t_{DN100} = 10$  mm, s ohledem na fakt, že krček přivařovací příruby pro tlakovou třídu PN100 má tloušťku 6,3 mm, by to mělo stačit. Výpočet potrubních tras, ani dimenzování tlakových nádob není účelem této DP. Průměr potrubí zajišťuje, že rychlost proudění plynu v potrubí nepřekročí ani při minimálním tlaku rychlost  $15 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ .

#### 8.4.2. Schéma separátoru se základními rozměry

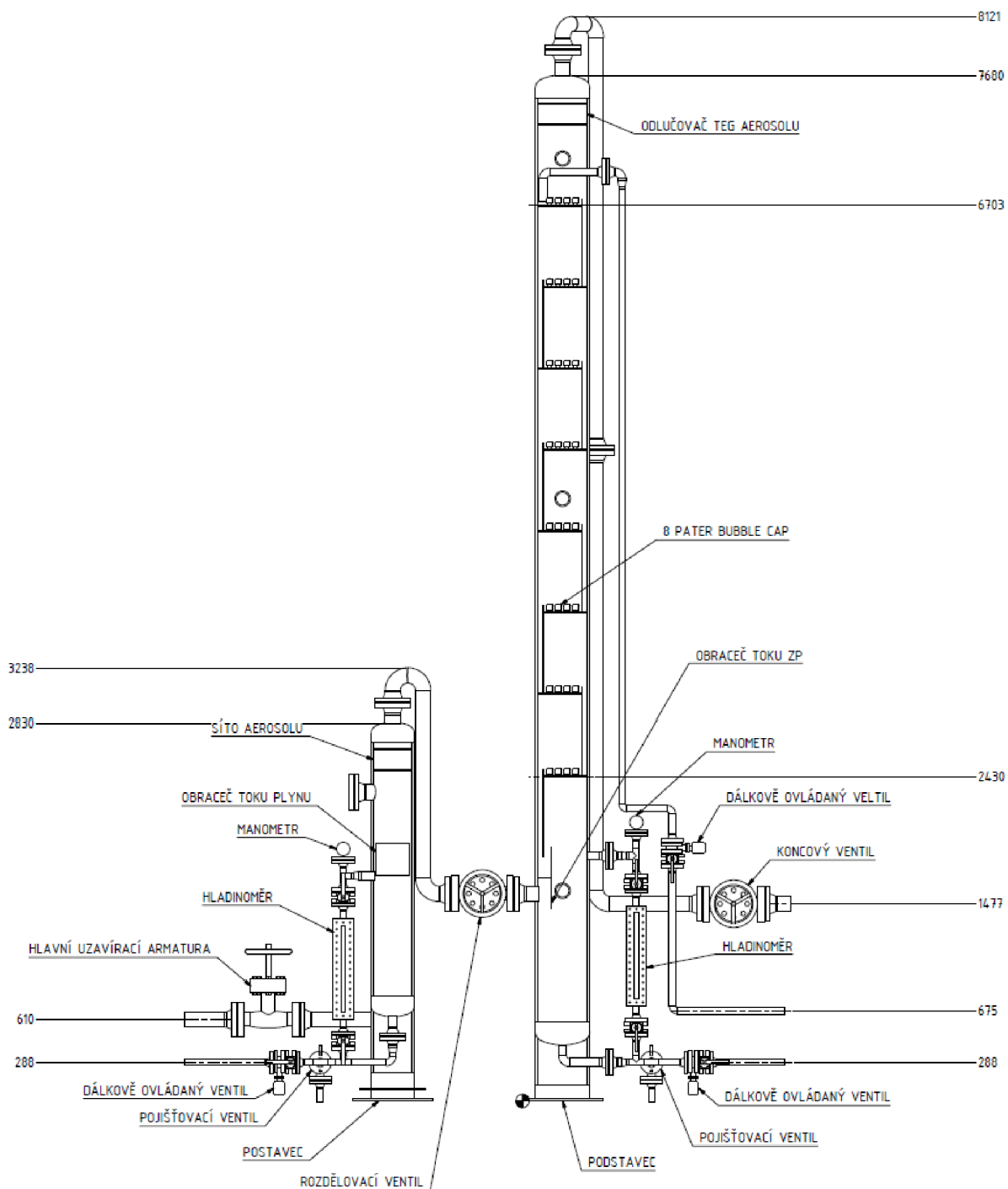
Na základě výše vypočtených parametrů a normou daného sortimentu polotovarů byl v prostředí Autodesk Inventor vytvořen 3D model a schémata separátoru.



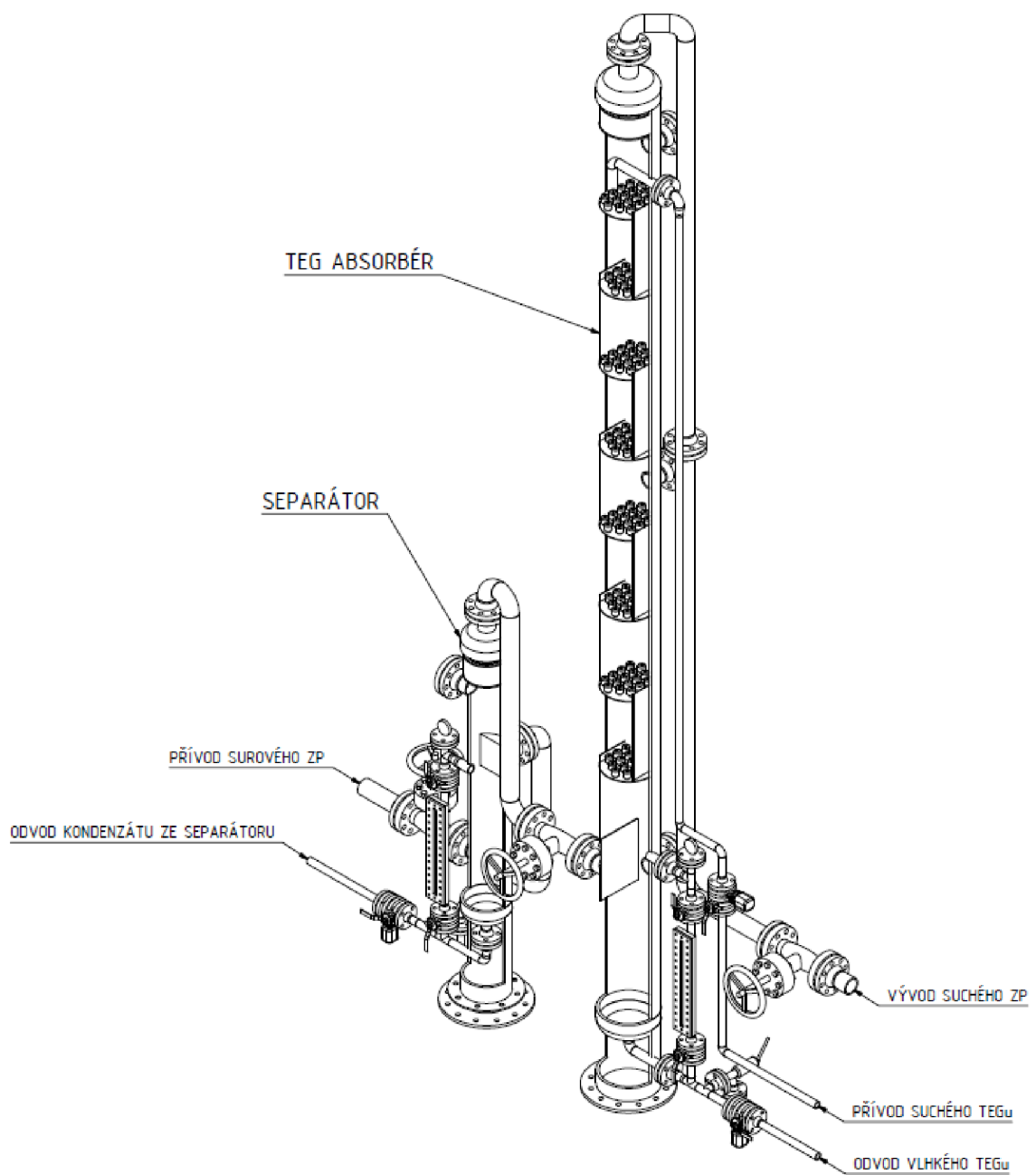
Obr. 32: Schéma separátoru a jeho základní rozměry

## 8.5. Sestava TEG absorbér a separátor

Schématická sestava separátoru a TEG absorbéru byla vymodelována v prostředí Autodesk Inventor. Sestava respektuje základní požadavky dané výše uvedenými výpočty, nicméně pro její výrobu by bylo nezbytné provést pevnostní analýzu a optimalizovat potrubí, tak aby vyhovovalo platným normám.



Obr. 33: Schématická sestava separátoru a TEG absorbéru I



Obr. 34: Schématická sestava separátoru a TEG absorbéru II

## 9. Závěr

Polsko se nachází v nelehké energetické situaci. Jeho elektroenergetika byla historicky založená výhradně na spalování uhlí. Nyní však čelí celkovému zastarání svých uhelných elektráren, tenčícím se zásobám uhlí, klesající těžbě a hlavně ekologickým regulacím ze strany Evropské unie. Hnědého uhlí zbývá v Polsku při současné spotřebě asi na 20 let, což znamená, že návratnost investice do nových bloků poháněných hnědým uhlím je velmi riziková a Polsko projektuje v současnosti pouze jeden nový hnědouhelný blok. Těžba černého uhlí v Polsku klesla v posledních 30 letech o polovinu na zhruba 75 mil. tun ročně a do 20 let se očekává její pozvolný sestup na 47 mil. tun ročně. Navzdory poklesu těžby se chystá v Polsku řada projektů využívajících jako zdroj energie černé uhlí. Je to z důvodů polských závazků odstavit celkem 6000 MW instalovaného výkonu zastaralých elektráren neplnících současné ekologické limity do roku 2020. Nahradit tento výkon nově vystavěnými zdroji a OZE se nepovede včas, takže tento závazek pravděpodobně nebude dodržen, protože polská přenosová soustava má kapacity pro zahraniční výměnu jen 2-3 GW a v případě odstavení zastaralých tepelných bloků nemá možnost do země potřebný výkon dovést při zachování stability přenosové sítě.

Polsko se zavázalo k 15% podílu OZE do výroby elektrické energie do roku 2020. Byl zaveden štedrý systém dotací založený na volném obchodování a burzovních spekulacích s ekologickými certifikáty, na jejichž základě stát rozdává dotace na OZE. Tento systém je často kritizován, trh s některými typy certifikátů prakticky zamrzl, nicméně pro stát je tento systém mnohem výhodnější a méně zavazující než český systém zelených bonusů a garantované ceny. Štedré dotace způsobily masivní výstavbu především větrných elektráren, kterých má Polsko již více jak 3,2 GW instalovaného výkonu a výstavba bude podle plánu pokračovat minimálně k 5,5 GW do roku 2020. Z ostatních OZE má význam zmínit ještě výrobu ve vodních elektrárnách a společné spalování biomasy v tepelných elektrárnách. Do budoucna se chystá řada projektů zaměřená na spalování biomasy. Možnosti na rozšiřování kapacit vodních elektráren jsou v Polsku de facto vyčerpané. 15% podíl OZE na celkové výrobě do roku 2020 bude asi splněn, ale za cenu zvýšení nestability v přenosové síti.

Podle platné státní energetické koncepce měl být do roku 2020 uveden do provozu 1 jaderný blok, nicméně dosud nebyl vybrán ani zhotovitel, proto byl termín posunut na rok 2025. Celkem Polsko plánuje mít ve 2 atomových elektrárnách instalovaný výkon 6 GW.

Od loňského roku probíhá v Polsku těžba břidličného plynu, zatím se zde nacházejí řádově desítky vrtů. Polsko vkládá do těžby břidlicového plynu velké naděje hlavně z díky možnosti energetické nezávislosti na Rusku. Zhruba polovina velkých energetických projektů v Polsku chce využívat jako zdroj energie plyn, a to jak břidličný vytěžený v Polsku tak importovaný. Za tímto účelem byla zahájena stavba obousměrného LNG terminálu ve Svinoústi a stavba příslušné plynofikační infrastruktury. Prvotní odhady, které přičly Polsku až 5000 mld. krychlových metrů plynu se ukázaly být jako přehnané a vydělali na nich pouze spekulanti s akcemi těžebních společností. Pravděpodobné vytěžitelné množství je v rozmezí 368-762 mld. metrů krychlových, což by pokrylo současnou polskou spotřebu na 35-65 let. Některé společnosti již z Polska odešli, protože do zásob vkládaly větší naděje. Evropská komise schválila v říjnu 2013 návrh podle něhož musí být u všech vrtů včetně průzkumných prováděna studie dopadů na životní prostředí skrze EIA. To celý proces zahájení těžby protahuje z 6 měsíců až na 2 roky. Jednání Polska, které toto odmítlo respektovat označil



Evropský soudní dvůr za protiprávní. Nová směrnice o těžbě břidličného plynu z ledna 2014 nicméně neobsahuje žádné závazné nařízení, ale pouze souhrn doporučení. Nelze očekávat, že by Evropská unie v brzké době změnila svoje stanoviska k těžbě BP, neboť její trend podpory nestabilních OZE je dlouhodobě konzistentní. Ložiska v EU jsou zanedbatelná oproti ložiskům v Číně, kam mohou investoři z Evropy odcházet investovat za výrazně výhodnějších podmínek bez přílišných starostí o dopady na životní prostředí a o názor místního obyvatelstva. Do dnešní doby těžbu s použitím hydrokrakování zakázali Česká republika, Francie, Rumunsko a Bulharsko kvůli obavám o stav životního prostředí. Navzdory tomu, že těžba je kontroverzní, výsledná cena vytěženého plynu je výrazně nižší jak obchodní cena plynu na evropských trzích a to několikanásobně.

Na rozdíl od těžby konvenčního zemního plynu vyžaduje těžba břidličného plynu mnohem sofistikovanější a nákladnější technologie a know-how. Těžba břidličného plynu v Polsku nebude možná bez amerických technologií a know-how. Chemické složení plynu se velmi liší v závislosti na podmínkách v konkrétní břidličné vrstvě. Obvyklými procesy prováděnými s plynem po vytěžení jsou filtrace nečistot, škrcení, chlazení, sušení, odstraňování sirovodíku, inertních složek (dusík, oxid uhličitý) a nežádoucích organických látek, separace ropných frakcí a komprese. Sušení plynu lze provádět pomocí triethylenglykolové (TEG) sušící linky, pomocí expanze v J-T trysce anebo pomocí sušení pevnými sorbenty. Sušení pomocí TEG je nejrozšířenější, protože odstraňuje kromě vody i některé v triethylenglykolu rozpustné látky jako sulfan.

Byla zvolena metoda sušení pomocí TEG a na základě zvolených vstupních veličin byly spočteny základní parametry směsi v jednotlivých úsecích sušícího procesu. Vstupní hodnoty tlaku a množství plynu odpovídají reálným hodnotám břidličného plynu během těžby. Během výpočtu bylo třeba provést řadu zjednodušení, aby byla vzniklá problematika numericky řešitelná. Na základě stavových veličin byly spočteny základní rozměry a funkční parametry separátoru vlhkosti z plynu a TEG absorbéru a jeho rozměry byly porovnány s existujícími zařízeními. Mnou vypočtené rozměry odpovídali rozměrově i kapacitně reálným zařízením. Byly sestaveny provozní grafy celé linky pro různou širokou škálu provozních parametrů. Dále byl vytvořen 3D model a na jeho základě byla nakreslena schémata separátoru a TEG absorbéru, která jsou součástí této DP.

## 10. Zdroje

### 10.1. Tištěné zdroje

- [1] Sytuacja w Elektroenergetyce. Warszawa: Agencja Rynku Energetyki S.A., 2012. ISSN 1232-2032.
- [4] Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego Paleozitu w Polsce. Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny, 2012. Raport Pierwszy. Dostupné z: [http://www.cire.pl/pliki/2/raport\\_pig.pdf](http://www.cire.pl/pliki/2/raport_pig.pdf)
- [15] Statystyka elektroenergetyki polskiej. Agencja Rynku Energetyki S.A. Warszawa, 2013. ISBN 1232-2415.
- [28] LECHTENBÖHMER,, Stefan, Mathias ALTMANN, a Lorenzo VICARIO. Dopady těžby břidlicového plynu a břidličné ropy na životní prostředí a na lidské zdraví. Brusel, 2011
- [29] Sweeney M. B, McClure S., Chandler S., Reber C., Clark P., Ferraro J-A., Jimenez-Jacobs P., Van Cise-Watta D., Rogers C., Bonnet V., Shotts A., Rittle L., Hess S. (2010), Marcellus Shale Natural Gas Extraction Study - Study Guide II - Marcellus Shale Natural Gas: Environmental Impact. January 2010
- [30] Arthur J. D., Bruce P.E., Langhus, P. G. (2008). An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States, ALL Consulting. 2008. URL: <http://www.allllc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf>
- [32] KOSTITSYNA, Ksenia a Milan VOŠTA. Břidlicový plyn jako energetická alternativa EU. Současná Evropa 01/2013.
- [39] RWE gas storage [online]. V Olšínách, Praha: Vystaveno roku 2009 [cit. 18. 4. 2010]; [http://www.rwe-gasstorage.cz/cs/media/Storage\\_Code\\_2009-12-09\\_Annex2\\_Quality\\_cz.pdf](http://www.rwe-gasstorage.cz/cs/media/Storage_Code_2009-12-09_Annex2_Quality_cz.pdf)
- [40] Hubbart R, Campbell M. 2000. An appraisal of gas dehydration processes. Hydrocarbon Engineering: 70-77
- [41] NETUŠIL, Michal. Metody sušení zemního plynu: Absorbce pomocí TEG. 2010. Dostupné z: <http://chps.fsid.cvut.cz/pt2010/pdf/NetusilMichal.pdf>. ČVUT.
- [42] Huffmaster M. 2004. Gas dehydration fundamentals, In: 57th Laurence Reid gas conditioning Conference. Oklahoma: University of Oklahoma
- [43] Roušar I. 1993. Dělení plynů metodou PSA. Habilitační práce ČVUT Praha
- [44] Gandhidasan P, Al-Farayedhi AA, Al-Mubarak AA. 2001. Dehydration of natural gas using solid desiccants. Energy 26: 855–868
- [45] Tagliabuea M, et al. 2009. Natural gas treating by selective adsorption: Material science and chemical engineering interplay. Chemical Engineering Journal 201: 115–129
- [46] Martin P, Swanton S. 1997. Improved Efficiency Of Adsorption Processes. Applied Thermal Engineering 17: 869-877

[50] ENGINEERING DATA BOOK: Gas Processors Suppliers Association. 12. vyd. Tulsa, Oklahoma, 2004.

[52] POKRYWNIAK, Cezary. Metody osuszania gazu ziemnego. Warszawa, 2001.

[54] POKRZYWNIAK, Cezary. Porównanie separacji i koalescencji w układach zabezpieczających kolumn' absorpcyjną: Oczyszczanie gazu ziemnego. Technolgia. 2009, č. 4, s. 1-4.

## 10.2. Weby

[2] Rynek energii elektrycznej: Elektrownie w Polsce. [online]. [cit. 2013-10-12]. Dostupné z: <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,200,tr,67,0,0,0,0,0,elektrownie-w-polsce.html#pak>

[3] Polské eldorádo z výstavby větrných elektráren. PĘDZIWIOL, Aureliusz. [online]. [cit. 2013-10-12]. Dostupné z: <http://www.ceskapozice.cz/byznys/energetika/polske-eldorado-z-vystavby-vetrnych-elektren>

[5] MALINOWSKI, Dariusz. PE nie zablokował gazu łupkowego, ale utrudnia prace. In: [online]. [cit. 2013-10-12]. Dostupné z: [http://gazownictwo.wnp.pl/pe-nie-zablokował-gazu-łupkowego-ale-utrudnia-prace,208445\\_1\\_0\\_0.html](http://gazownictwo.wnp.pl/pe-nie-zablokował-gazu-łupkowego-ale-utrudnia-prace,208445_1_0_0.html)

[6] ENVI WEB. Energetika Polska [online]. [cit. 2014-05-16]. Dostupné z: <http://www.enviweb.cz/clanek/energie/94972/energetika-polska>

[7] HOUGHT, Stephen. Těžba černého uhlí v Polsku. [online]. NWR, 2012 [cit. 2014-05-17]. Dostupné z: <http://www.newworldresources.eu/cs/media/open-mine/open-mine-03-2012/tezba-cerneho-uhli-v-polsku>

[9] WILCZYŃSKI, Michał. Polskie zasoby węgla brunatnego skończą się za 20 lat. Dostupné z: <http://www.forbes.pl/polskie-zasoby-węgla-brunatnego-skoncza-sie-za-20-lat,artykuly,146414,1,1.html>

[17] Budowane i planowane elektrownie. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ. [online]. [cit. 2014-05-16]. Dostupné z: <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,335,tr,145,0,0,0,0,0,budowane-i-planowane-elektrownie.html#szczecin2>

[19] OZE w Polsce: System certyfikatów energetycznych. [online]. [cit. 2014-05-16]. Dostupné z: <http://www.oze.pl/baza-wiedzy-oze/encyklopedia-oze/system-certyfikatow-energetycznych>

[20] Raport o rynku energii elektrycznej w Polsce. Dostupné z: <http://www.rwe.pl/web/cms/mediablob/pl/1897496/data/996024/1/start/wszystko-o-rwe/publikacje/Raport-o-rynku-energii-elektrycznej-w-Polsce-2012.pdf>

[21] AURELIUSZ, Pedziwol. Polské eldorádo z výstavby větrných elektráren. STOP HF. [online]. [cit. 2014-05-17]. Dostupné z: [http://ceskapozice.lidovky.cz/polske-eldorado-z-vystavby-vetrnych-elektren-ftv-/tema.aspx?c=A120118\\_052235\\_pozice\\_53195](http://ceskapozice.lidovky.cz/polske-eldorado-z-vystavby-vetrnych-elektren-ftv-/tema.aspx?c=A120118_052235_pozice_53195)

- [22] Rodzaje gazu i jego wykorzystanie. [online]. [cit. 2014-02-06]. Dostupné z: <http://www.lupkipolskie.pl/strefa-wiedzy/rodzaje-gazu-i-jego-wykorzystanie>
- [23] MURLINGER, Karel a David KLEMENT. Jak se těží břidličný plyn. Dostupné z: <http://www.nazeleno.cz/energie/jak-se-tezi-bridlicovy-plyn.aspx>
- [26] Roční zpráva o dodávkách a spotřebě plynu v ČR [online]. Praha [cit. 2014-02-06]. Dostupné z: [http://www.eru.cz/user\\_data/files/plyn/40\\_statistika/vyhodnoceni/Plyn%202011.pdf](http://www.eru.cz/user_data/files/plyn/40_statistika/vyhodnoceni/Plyn%202011.pdf)
- [31] Potential gas production and actual gas production. [online]. [cit. 2014-05-16]. Dostupné z: <http://www.marcellus-shale.us/Marcellus-production.htm>
- [32] IHNED.CZ. Úspěch plynu z břidlic láká další země [online]. [cit. 2014-05-17]. Dostupné z: <http://byznys.ihned.cz/c1-59926260-uspech-plynu-z-bridlic-v-usa-laka-dalsi-zeme-v-cesku-neni-tezba-na-poradu-dne-rekl-necas>
- [33] MALINOWSKI, Dariusz. PE nie zablokował gazu łupkowego, ale utrudnia prace. In: [online]. [cit. 2013-10-12]. Dostupné z: [http://gazownictwo.wnp.pl/pe-nie-zablokowal-gazu-lupkowego-ale-utrudnia-prace,208445\\_1\\_0\\_0.html](http://gazownictwo.wnp.pl/pe-nie-zablokowal-gazu-lupkowego-ale-utrudnia-prace,208445_1_0_0.html)
- [34] Břidličný plyn pod kontrolou. STOP HF. [online]. [cit. 2014-05-17]. Dostupné z: <http://stophf.cz/archives/5126>
- [35] Zklamání nad návrhem Evropské komise. STOP HF. [online]. [cit. 2014-05-17]. Dostupné z: <http://stophf.cz/archives/5694>
- [36] Povolení na průzkum břidličných plynů v Polsku byla prohlášena za nezákonná. STOP HF. [online]. [cit. 2014-05-17]. Dostupné z: <http://stophf.cz/archives/4863>
- [37] Zemní plyn: Druhy těženého zemního plynu. [online]. [cit. 2014-03-21]. Dostupné z: <http://www.zemniplyn.cz/plyn/>
- [38] Segment plyn a ropa: Závody na přepracování a úpravu plynu. ČKD PRAHA DIZ. [online]. [cit. 2014-03-21]. Dostupné z: <http://www.ckddiz.cz/translate/cs/company-detail/ckd-praha-diz/segment-plyn-a-ropa/zavody-na-prepracovani-a-upravu-plynu/41>
- [47] Mesh & Vane AMISTCO Mist Eliminators [online]. Buletin 106. Alvin, Texas, 2004 [cit. 2014-05-07]. Dostupné z: [http://www.amistco.com/BULLS\\_PDF/meshvaneSM.pdf](http://www.amistco.com/BULLS_PDF/meshvaneSM.pdf)
- [51] EXERRAN HOLDINGS. Glycol dehydration unit [online]. Houston, Texas, 2013 [cit. 2014-05-17].

### 10.3. Zdroje obrázků a grafů

- [8] HOUGHT, Stephen. Těžba černého uhlí v Polsku. [online]. NWR, 2012 [cit. 2014-05-17]. Dostupné z: <http://www.newworldresources.eu/cs/media/open-mine/open-mine-03-2012/tezba-cerneho-uhli-v-polsku>
- [10] KOL-POL AUTORIZOWANY SPRZEDAWCA. Czarne Zloto [online]. [cit. 2014-05-17]. Dostupné z: [http://www.kolpol.pl/czarne\\_zloto.htm](http://www.kolpol.pl/czarne_zloto.htm)

- [11] RZECZPOSPOLITA. Zasoby węgla brunatnego w Polsce [online]. [cit. 2014-05-17]. Dostupné z: <http://geoland.pl/dodatek/infrastruktura-srodowisko-energia-10/zasoby-wegla-brunatnego-w-polsce/>
- [12] RZECZPOSPOLITA. System Rurociągów w Polsce [online]. [cit. 2014-05-16]. Dostupné z: <http://kes.bikestats.pl/a,2013,3.html>
- [13] N-GAZ SYSTEM S.A. Polska sieć gazociągów [online]. [cit. 2014-05-16]. Dostupné z: [http://en.gaz-system.pl/fileadmin/pliki/do\\_pobrania/Nasze\\_inwestycje/GAZ-SYSTEM\\_transmission\\_system\\_map.png](http://en.gaz-system.pl/fileadmin/pliki/do_pobrania/Nasze_inwestycje/GAZ-SYSTEM_transmission_system_map.png)
- [14] GAZETA WYBORCZA. Przed kryzysem chronią nas rezerwy gazu. Na razie [online]. [cit. 2014-05-16]. Dostupné z: [http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,11080925,Przed\\_kryzysem\\_chronia\\_nas\\_rezerwy\\_gazu\\_\\_Na\\_razie.html](http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,11080925,Przed_kryzysem_chronia_nas_rezerwy_gazu__Na_razie.html)
- [16] Bezpieczeństwo energetyczne: Elektrownie w Polsce. In: Wikipedia: the free encyclopedia [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2014-05-16]. Dostupné z: [http://pl.wikipedia.org/wiki/Bezpiecze%C5%84stwo\\_energetyczne#mediaviewer/Plik:Elektrownie\\_w\\_Polsce.JPG](http://pl.wikipedia.org/wiki/Bezpiecze%C5%84stwo_energetyczne#mediaviewer/Plik:Elektrownie_w_Polsce.JPG)
- [18] PGE, S.A. Plan sieci energetycznej w Polsce. [online]. [cit. 2014-05-16]. Dostupné z: [http://www.pse.pl/uploads/obrazki/plan\\_sieci\\_elektroenergetycznej\\_najwyzszych\\_napiec.gif](http://www.pse.pl/uploads/obrazki/plan_sieci_elektroenergetycznej_najwyzszych_napiec.gif)
- [24] ALL Consulting, za: „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, U.S. Department of Energy, NETL
- [25] Gaz Ziemny z Łupków: Technologia szczelinowania. [online]. [cit. 2014-02-06]. Dostupné z: <http://www.oddzialywaniagazulupkowego.pl/menu/76,technologia-szczelinowania>
- [27] ŁUPKI POLSKIE. Zasoby w Polsce [online]. [cit. 2014-02-06]. Dostupné z: <http://www.lupkipolskie.pl/strefa-wiedzy/gaz-z-lupkow/zasoby-w-polsce>
- [48] AMISTO: Separation Products Worldwide. [online]. [cit. 2014-05-07]. Dostupné z: [http://www.amistco.com/products/eliminators/msh\\_vne1.html](http://www.amistco.com/products/eliminators/msh_vne1.html)
- [49] Theoretical plate: Distillation columns. In: Wikipedia: the free encyclopedia [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2014-05-07]. Dostupné z: [http://en.wikipedia.org/wiki/Theoretical\\_plate](http://en.wikipedia.org/wiki/Theoretical_plate)
- [53] T.C.I. NIOMBO TIANGY CHEMICAL CO. Bubble Cap Tray [online]. [cit. 2014-05-09]. Dostupné z: <http://www.rubbersealing.com/bubble-cap-tray.html>

## 11. Použité symboly

### 11.1. Hodnoty proměnných-latinka

$c$	$[\text{l}_{\text{TEG}}.\text{kgw}^{-1}]$	základní cirkulační poměr
$C$	$[\text{m}.\text{s}^{-1}]$	empirický koeficient rychlosti proudění plynu
$C_m$	$[\text{mm}]$	výška nad sítím
$d_s$	$[\text{m}]$	vypočtený vnitřní průměr separátoru
$d_s$	$[\text{m}]$	skutečný vnitřní průměr separátoru
$D$	$[\text{m}]$	teoretický vnitřní průměr absorbéru
$D_R$	$[\text{m}]$	reálný vnější průměr absorbéru
$D_{\text{SEP}}$	$[\text{m}]$	reálný vnější průměr separátoru
$f_{\text{SP-SEP}}$	$[-]$	separační faktor separátoru
$G$	$[\text{kg}.\text{s}^{-1}.\text{m}^{-2}]$	jednotkový hmotnostní tok plynu
$i_5$	$[\text{kJ}.\text{kg}^{-1}]$	entalpie roztoku TEGu v bodě 5
$i_6$	$[\text{kJ}.\text{kg}^{-1}]$	entalpie roztoku TEGu v bodě 6
$i_8$	$[\text{kJ}.\text{kg}^{-1}]$	entalpie roztoku TEGu v bodě 8
$i_9$	$[\text{kJ}.\text{kg}^{-1}]$	entalpie roztoku TEGu v bodě 9
$i_{10}$	$[\text{kJ}.\text{kg}^{-1}]$	entalpie roztoku TEGu v bodě 10
$i_{11}$	$[\text{kJ}.\text{kg}^{-1}]$	entalpie vodních par v bodě 11
$i_{12}$	$[\text{kJ}.\text{kg}^{-1}]$	entalpie roztoku TEGu v bodě 12
$i_{13}$	$[\text{kJ}.\text{kg}^{-1}]$	entalpie roztoku TEGu v bodě 13
$i_{14}$	$[\text{kJ}.\text{kg}^{-1}]$	entalpie roztoku TEGu v bodě 14
$l_w$	$[\text{kJ}.\text{kg}^{-1}]$	výparné teplo vody při 0,12 MPa
$k_1$	$[\text{g}_w.\text{Nm}^{-3}]$	absolutní obsah vody na vstupu
$k_{\text{aq1}}$	$[\text{g}_w.\text{Nm}^{-3}]$	obsah kapalné fáze v bodě 1
$k_{\text{CH4-8}}$	$[\%.]$	rovnovážná koncentrace methanu v TEGu
$k_{\text{RB 2,8 MPa}}$	$[\text{g}_w.\text{Nm}^{-3}]$	absolutní obsah vody při 2,8 MPa a 30°C

$k_{TEG}$	[%]	základní koncentrace TEGu
$k_{TEG-9}$	[%]	koncentrace TEGu v bodě 9
$k_{RB\ NOR}$	$[g_w \cdot Nm^{-3}]$	absolutní obsah vody při normou požadovaném rosném bodu
$k_{RB\ 8MPa\ 30^\circ C}$	$[g_w \cdot Nm^{-3}]$	absolutní obsah vody při 8 MPa a 30°C
$k_{RB\ 8MPa\ 70^\circ C}$	$[g_w \cdot Nm^{-3}]$	absolutní obsah vody při 8 MPa a 70°C
$k_3$	$[g_w \cdot Nm^{-3}]$	absolutní obsah vody v plynu v bodě 3
$K$	$[m \cdot s^{-1}]$	empirická konstanta pro rychlost proudění v separátoru
$m'_{CH4-5}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok rozpuštěného plynu v bodě 5
$m'_{CH4-8}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok plynu ve směsi v bodě 8
$m'_{CH4-9}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok plynu ve směsi v bodě 9
$m'_{CH4-11}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok plynu ve směsi v bodě 11
$m'_{TEG5}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok TEGu v bodě 5
$m'_{w1}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok vody v plynu v bodě 1
$m'_{w2}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok vody v bodě 2
$m'_{w3}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok vody v bodě 3
$m'_{w4}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok vody v bodě 4
$m'_{w5}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok vody v bodě 5
$m'_{w8}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok vody v bodě 8
$m'_{w9}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok vody v bodě 9
$m'_{w11}$	$[g \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok vody v bodě 11
$m'_{1}$	$[kg \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok plynu v bodě 1
$m'_{4}$	$[kg \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok plynu v bodě 4
$m'_{5}$	$[kg \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok směsi v bodě 5
$m'_{8}$	$[kg \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok směsi v bodě 8
$m'_{9}$	$[kg \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok směsi v bodě 9
$m'_{10}$	$[kg \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok směsi v bodě 10
$m'_{11}$	$[kg \cdot s^{-1}]$	hmotnostní tok směsi v bodě 11

$n_5$	$[\text{kJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}]$	měrná tepelná kapacita roztoku TEGu v bodě 5
$n_6$	$[\text{kJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}]$	měrná tepelná kapacita roztoku TEGu v bodě 6
$n_{10S}$	$[\text{kJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}]$	střední měrná tepelná kapacita roztoku v předehříváku
$n_{10AS}$	$[\text{kJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}]$	střední měrná tepelná kapacita roztoku v reboileru
$n_{15}$	$[\text{kJ} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}]$	měrná tepelná kapacita roztoku TEGu v bodě 15
$N_{od}$	$[\text{mm}]$	vnější průměr potrubí
$p_1$	$[\text{MPa}]$	vstupní tlak
$p_4$	$[\text{MPa}]$	tlak v bodě 4
$p_5$	$[\text{MPa}]$	tlak v bodě 5
$p_6$	$[\text{MPa}]$	tlak v bodě 6
$p_7$	$[\text{MPa}]$	tlak v bodě 7
$p_8$	$[\text{MPa}]$	tlak v bodě 8
$p_{10A}$	$[\text{MPa}]$	tlak v reboileru
$p_{11}$	$[\text{MPa}]$	tlak v bodě 11
$p_{atm}$	$[\text{MPa}]$	atmosférický tlak
$p_{REB}$	$[\text{MPa}]$	tlak v reboileru
$P_6$	$[\text{kW}]$	tepelný výkon dodávaný výměníkem
$P_{10}$	$[\text{kW}]$	výkon předehříváku
$P_{10A-Ohřev}$	$[\text{kW}]$	výkon potřebný na ohřev směsi
$P_{10A-Dod}$	$[\text{kW}]$	dodatečný výkon na výpar
$P_{10A-Výpar}$	$[\text{kW}]$	výkon potřebný na vypaření vody ze směsi
$P_{10A-Z}$	$[\text{kW}]$	ztrátový výkon reboileru
$P_{10A}$	$[\text{kW}]$	příkon reboileru
$P_{12}$	$[\text{kW}]$	chladičí výkon ohřívací smyčky
$P_{13}$	$[\text{kW}]$	chladičí výkon předehříváku
$P_{14V}$	$[\text{kW}]$	výkon čerpadla
$P_{14P}$	$[\text{kW}]$	příkon čerpadla



$P_{15P}$	[kW]	chladicí výkon vzduchového chladiče
$RB_{NOR}$	[°C]	normou požadovaná teplota rosného bodu
$RB_{8MPa}$	[°C]	teplota rosného bodu při tlaku 8 MPa
$S$	[m <sup>2</sup> ]	činná plocha absorbéru
$S_S$	[m <sup>2</sup> ]	průtočná plocha separátoru
$t$	[°C]	teplota v absorbéru a separátoru
$t_5$	[°C]	teplota v bodě 5
$t_6$	[°C]	teplota v bodě 6
$t_{10}$	[°C]	teplota v bodě 10
$t_{10S}$	[°C]	střední teplota ohřevu v předeřhříváku
$t_{10AS}$	[°C]	střední teplota ohřevu v reboileru
$t_{10A}$	[°C]	teplota v reboileru
$t_{11}$	[°C]	teplota v bodě 11
$t_{13}$	[°C]	teplota v bodě 13
$tl$	[mm]	tloušťka stěny absorbéru
$t_{ok}$	[°C]	teplota okolí
$t_{DN100}$	[mm]	tloušťka stěny trubky DN100
$t_{REB}$	[°C]	teplota v reboileru
$t_{SEP}$	[m]	tloušťka stěny separátoru
$V_{S\ 3\ MPa}$	[m.s <sup>-1</sup> ]	rychlost proudění v separátoru při 3 MPa
$V^c$	[Nm <sup>3</sup> .den <sup>-1</sup> ]	zpracovaný objem plynu za den
$V^c_N$	[Nm <sup>3</sup> .s <sup>-1</sup> ]	objemový tok plynu za normálních podmínek
$V^c_3$	[m <sup>3</sup> .s <sup>-1</sup> ]	skutečný objemový tok v bodě 3
$V^c_4$	[m <sup>3</sup> .s <sup>-1</sup> ]	skutečný objemový tok v bodě 4
$V^c_5$	[ml.s <sup>-1</sup> ]	objemový tok TEGu v bodě 5
$V^c_6$	[ml.s <sup>-1</sup> ]	objemový tok TEGu v bodě 6
$V^c_8$	[ml.s <sup>-1</sup> ]	objemový tok směsi v bodě 8

$W_{in}$	[g.Nm <sup>-3</sup> ]	absolutní obsah vody v plynu na vstupu do absorbéru
$W_{out}$	[g.Nm <sup>-3</sup> ]	absolutní obsah vody v plynu na výstupu z absorbéru

## 11.2. Hodnoty proměnných-řecká abeceda

$\Delta p_{abs}$	[MPa]	tlaková ztráta absorbéru
$\Delta p_6$	[MPa]	tlaková ztráta výměníku
$\Delta t_6$	[°C]	zvýšení teploty ve výměníku
$\Delta t_7$	[°C]	ochlazení směsi v odplynováku
$\Delta t_{10}$	[°C]	ohřev v reboileru
$\eta_6$	[%]	účinnost výměníku
$\eta_{10}$	[%]	účinnost výměníku
$\zeta_{10A-Z}$	[-]	součinitel tepelných ztrát
$\rho$	[kg.Nm <sup>-3</sup> ]	hustota zemního plynu za normálních podmínek
$\rho_1$	[kg.Nm <sup>-3</sup> ]	hustota zemního plynu v bodě 1
$\rho_3$	[kg.Nm <sup>-3</sup> ]	hustota zemního plynu v bodě 3
$\rho_4$	[kg.Nm <sup>-3</sup> ]	hustota zemního plynu v bodě 4
$\rho_6$	[kg.m <sup>-3</sup> ]	hustota roztoku TEG v bodě 6
$\rho_{10}$	[kg.m <sup>-3</sup> ]	hustota roztoku TEG v bodě 10
$\rho_{13}$	[kg.m <sup>-3</sup> ]	hustota roztoku TEG v bodě 13
$\rho_{CH_4-2,8MPa}$	[kg.m <sup>-3</sup> ]	hustota plynu při 2,8 MPa a 30 °C
$\rho_L$	[kg.m <sup>-3</sup> ]	hustota tekuté fáze
$\rho_{TEG 98,5\%}$	[kg.m <sup>-3</sup> ]	základní hustota TEGu při 30 °C a koncentraci 98,5 %

## 11.3. Použité zkratky

BP	břidličný plyn
BTEX	směs benzenu, toluenu, etylbenzenu a xylenu

---

CCS	Carbon Capture and Storage
DP	diplomová práce
EIA	Environmental Impact Assessment
EU	Evropská unie
EK	Evropská komise
EP	Evropský parlament
IEA	International Energy Agency
GIP	gas in place
HF	hydrokrakování
KHW	Katowicki Holding Węglowy S.A.
KW	Kompania Węglowa S.A.
OZE	obnovitelné zdroje energie
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PIG	Polski Instytut Geologiczny
PL	Polsko
PSA	Pressure Swing Adsorption
RB	rosný bod
RSP	Rejestr Świadectw Pochodzenia
TEG	triethylenglykol
TGE	Towarowa Giełda Energii
TOC	total organic content
TSA	Temperature Swing Adsorption
URE	Urzędu Regulacji Energetyki
ZP	zemní plyn

## 11.4. Použité imperiální jednotky

### Délka

palec	in (")	25,4 mm
stopa	ft	30,47 cm

### Hustota

libra na galon	lb.gal <sup>-1</sup>	119,82 kg.m <sup>-3</sup>
libra na stopu krychlovou	lb.ft <sup>-3</sup>	16,018 kg.m <sup>-3</sup>

### Hmotnost

libra	lb	0,45359 kg
-------	----	------------

### Rozpustnost methanu

nor. stopa kr. na galon TEG	scf.gal <sup>-1</sup>	7,489 m <sub>CH<sub>4</sub></sub> <sup>3</sup> .m <sub>TEG</sub> <sup>-3</sup>
-----------------------------	-----------------------	--

### Měrná tepelná kapacita

Btu na libru a stupeň Fahrenheita	Btu.lb <sup>-1</sup> .°F <sup>-1</sup>	4,22 kJ.kg <sup>-1</sup> .°K <sup>-1</sup>
-----------------------------------	--	--

### Teplo

british termal unit	Btu	1,054 kJ
---------------------	-----	----------

### Toky

mil. nor. krychlových stop za den	MMscfd	1179,87 Nm <sup>3</sup> .hod <sup>-1</sup>
galon TEGu na libru vody	gal <sub>TEG</sub> .lb <sub>w</sub>	8,345 l <sub>TEG</sub> .kg <sub>w</sub> <sup>-1</sup>

### Objem

normální krychlová stopa	scf	28,317 l
--------------------------	-----	----------

### Obsah vody

libra vody na mil. nor.kr.stop	lb <sub>w</sub> .MMscf	0,016 g <sub>w</sub> .Nm <sup>-3</sup>
--------------------------------	------------------------	--

### Rychlost

stopa za hodinu	ft.hr <sup>-1</sup>	8,466.10 <sup>-5</sup> m.s <sup>-1</sup>
stopa za sekundu	ft.sec <sup>-1</sup>	0,3047 m.s <sup>-1</sup>