

Technicko-ekonomické aspekty energetiky

JAN OSIČKA – FILIP ČERNOCH
PETR OCELÍK – TOMÁŠ VLČEK

Aktualizované vydání

muni
PRESS

er SEC

Všechna práva vyhrazena. Žádná část této elektronické knihy nesmí být reprodukována nebo šířena v papírové, elektronické či jiné podobě bez předchozího písemného souhlasu vykonavatele majetkových práv k dílu, kterého je možno kontaktovat na adrese – Nakladatelství Masarykovy univerzity, Žerotínovo náměstí 9, 601 77 Brno.



TECHNICKO-EKONOMICKÉ ASPEKTY ENERGETIKY

Jan Osička – Filip Černoch
Petr Ocelík – Tomáš Vlček

Masarykova univerzita
Brno 2014



INVESTICE DO ROZVOJE VZDĚLÁVÁNÍ

Vědecká redakce Masarykovy univerzity:

prof. PhDr. Ladislav Rabušic, CSc.
prof. RNDr. Zuzana Došlá, DSc.
Ing. Radmila Droběnová, Ph.D.
Mgr. Michaela Hanousková
doc. PhDr. Jana Chamonikolasová, Ph.D.
doc. JUDr. Josef Kotásek, Ph.D.
Mgr. et Mgr. Oldřich Krpec, Ph.D.
prof. PhDr. Petr Macek, CSc.
PhDr. Alena Mizerová
doc. Ing. Petr Pirožek, Ph.D.
doc. RNDr. Lubomír Popelínský, Ph.D.
Mgr. David Povolný
Mgr. Kateřina Sedláčková, Ph.D.
prof. MUDr. Anna Vašků, CSc.
prof. PhDr. Marie Vítková, CSc.
Mgr. Iva Zlatušková
doc. Mgr. Martin Zvonař, Ph.D.

Recenzoval:

Prof. Ing. Pavel Kolat, DrSc.

© 2012, 2014 Jan Osička, Filip Černoch, Petr Ocelík, Tomáš Vlček
© 2012, 2014 Masarykova univerzita

ISBN 978-80-210-6650-2
ISBN 978-80-210-5997-9 (1. vyd.)
DOI: 10.5817/CZ.MUNI.M210-6650-2014

Obsah

1.	Abstract	13
2	Úvod	14
3.	Termodynamika a ekonomie	15
4.	Energetika v genezi společnosti: energetický determinismus	19
4.1	Energetická evoluce	19
4.1.1	Prvotní energetické éry	19
4.1.2	Středověké a raně moderní pokroky	20
4.1.3	Přechod k modernitě	21
4.1.4	Moderní energeticky náročné společnosti	22
4.2	Limity energetického determinismu	24
5.	Ropa a zemní plyn	26
5.1	Historie	26
5.2	Původ uhlovodíků	29
5.3	Průzkum	30
5.3.1	Průzkumné techniky	32
5.3.2	Výsledky: hodnocení efektivity průzkumu	33
5.4	Těžba	34
5.4.1	Techniky vrtání	34
5.4.2	Účel vrtání	35
5.4.3	Předpoklady rotačního vrtání	35
5.5	Transport	38
5.6	Transport ropy a zemního plynu	39
5.6.1	Námořní přeprava	39
5.6.1.1	Ropa a ropné tankery	39
5.6.1.1.1	Konstrukce a klasifikace	39
5.6.1.1.2	Obchodování s přepravou po moři	41
5.6.1.2	Zemní plyn: transport LNG tankery	49
5.6.1.2.1	Upstream	49
5.6.1.2.2	Midstream	51
5.6.1.2.3	Downstream	55
5.6.1.3	Potrubní přeprava	56
5.6.1.3.1	Předpoklady výstavby potrubí	56
5.6.1.3.2	Konstrukce	59
5.7	Zpracování	61
5.7.1	Zpracování zemního plynu	61
5.7.2	Zpracování ropy	63
5.8	Trhy s ropou a zemním plynem	70
5.8.1	Světový trh s ropou	70
5.8.1.1	Zásoby	72
5.8.1.2	Nejvýznamnější producenti a exportéři na trhu s ropou	73
5.8.1.2.1	Saúdská Arábie	74
5.8.1.2.2	Ruská federace	76
5.8.1.2.3	USA	77
5.8.1.2.4	Írán	78
5.8.1.2.5	Čína	80
5.8.1.2.6	Kanada	80
5.8.1.3	Spotřebitelé	81
5.8.1.3.1	USA	81

5.8.1.3.2	Čína.....	82
5.8.1.3.3	Japonsko.....	82
5.8.1.3.4	Indie.....	83
5.8.1.3.5	Saúdská Arábie.....	83
5.8.1.4	Stručná historie ropného trhu a hlavní aktéři	84
5.8.1.5	Struktura a fungování světového trhu s ropou.....	88
5.8.1.5.1	Pružnost nabídky a poptávky	91
5.8.1.5.2	Volatilita cen ropy.....	92
5.8.1.5.3	Fungování komoditního kartelu	94
5.8.1.6	Tvorba cen.....	95
5.8.1.6.1	Typy kontraktů.....	98
5.8.1.6.2	Komoditní burzy	100
5.8.1.6.3	Kurz dolaru.....	101
5.8.2	Trh se zemním plynem	101
5.8.2.1	Tvorba cen.....	103
5.8.2.2	Cenové indexy.....	104
5.8.2.3	Obchodování	106
5.8.2.3.1	Kontrakty	107
5.8.2.3.1.1	Dělení kontraktů dle závaznosti.....	107
5.8.2.3.1.2	Dělení kontraktů dle délky	107
5.8.2.3.1.3	Bilaterální kontrakty	108
5.8.2.3.1.4	Kontrakty Over the Counter (OTC)	108
5.8.2.3.1.5	Huby a burzy	109
5.8.2.4	Regionální trhy s plynem a obchod s LNG	110
5.8.2.4.1	Severoamerický trh.....	112
5.8.2.4.2	Asijský trh	113
5.8.2.4.3	Evropský trh.....	114
5.8.2.4.4	Obchod s LNG.....	116
5.8.2.4.4.1	Jak se obchoduje LNG?.....	116
5.8.2.4.4.2	Terminované obchodování.....	116
5.8.2.4.4.3	Promptní obchodování (spot)	117
5.8.2.5	Současný stav a trendy	119
5.8.2.5.1	Nekonvenční zdroje plynu: tichá revoluce.....	119
5.8.2.5.1.1	Rozložení zásob.....	121
5.8.2.5.1.2	Transformace trhu	121
6.	Elektroenergetika	123
6.1	Kvalita energie	123
6.2	Elektrina	125
6.2.1	Výroba elektřiny	126
6.2.1.1	Přenos elektřiny.....	127
6.2.1.1.1	Náklady na konstrukci dálkového vysokonapětového vedení.....	128
6.2.1.1.2	Řízení sítě.....	129
6.2.1.2	Uhlí.....	134
6.2.1.2.1	Zásoby uhlí.....	135
6.2.1.2.2	Těžba	136
6.2.1.2.3	Zpracování	138
6.2.1.2.4	Transport	138
6.2.1.2.4.1	Námořní přeprava	138
6.2.1.2.4.2	Pozemní přeprava	138
6.2.1.2.5	Využití	139

6.2.1.2.5.1	Další možnosti spalování	141
6.2.1.2.5.2	Kombinovaná výroba tepla a elektřiny (kogenerace).....	142
6.2.1.2.5.3	Spalování pomocí integrovaného gasifikačního kombinovaného cyklu (IGCC)	142
6.2.1.2.6	Trh.....	143
6.2.1.2.6.1	Nejvýznamnější producenti na trhu s uhlím.....	143
6.2.1.2.6.1.1	Austrálie	143
6.2.1.2.6.1.2	Indonésie	143
6.2.1.2.6.1.3	Jihoafrická republika	145
6.2.1.2.6.1.4	Rusko.....	146
6.2.1.2.6.1.5	Kolumbie a Venezuela.....	147
6.2.1.2.6.1.6	USA.....	147
6.2.1.2.6.1.7	Vietnam	147
6.2.1.2.6.1.8	Polsko.....	148
6.2.1.2.6.1.9	Kanada.....	148
6.2.1.2.6.2	Nejvýznamnější importéři	149
6.2.1.2.6.2.1	Japonsko.....	149
6.2.1.2.6.2.2	Jižní Korea.....	149
6.2.1.2.6.2.3	Tchaj-wan.....	150
6.2.1.2.6.2.4	Čína	150
6.2.1.2.6.2.5	Indie.....	150
6.2.1.2.6.2.6	Velká Británie.....	150
6.2.1.2.6.2.7	Německo.....	150
6.2.1.2.6.3	Obchodování.....	151
6.2.1.2.6.4	Cena	153
6.2.1.2.6.4.1	Nabídka a poptávka.....	153
6.2.1.2.6.4.2	Transport.....	155
6.2.1.3	Jádro	156
6.2.1.3.1	Jaderné elektrárny: historie.....	156
6.2.1.3.1.1	USA.....	159
6.2.1.3.1.2	Evropa	162
6.2.1.3.2	Základní principy fungování jaderné energie	163
6.2.1.3.3	Využití technologie výroby elektřiny.....	165
6.2.1.3.3.1	Charakteristiky reaktorů	166
6.2.1.3.3.2	Klasifikace reaktorů	166
6.2.1.3.3.2.1	Základní typy reaktorů (BWR, PWR)	166
6.2.1.3.3.2.2	Další typy reaktorů	168
6.2.1.3.3.2.3	Další klasifikace reaktorů.....	174
6.2.1.3.3.3	Palivový cyklus (uran).....	178
6.2.1.3.3.3.1	Těžba	178
6.2.1.3.3.3.2	Zpracování uranové rudy.....	179
6.2.1.3.3.3.3	Konverze	179
6.2.1.3.3.3.4	Obohacení přírodního uranu na zhruba 3–5 %.....	180
6.2.1.3.3.3.5	Ochuzení vysoce obohaceného uranu (HEU).....	185
6.2.1.3.3.3.6	Zpracování obohaceného uranu a výroba paliva	186
6.2.1.3.3.3.6.1	Palivové články pro tlakovodní reaktory (PWR)	187
6.2.1.3.3.3.6.2	Palivové články pro varné reaktory (BWR)	189
6.2.1.3.3.3.6.3	Palivové články pro reaktory využívající těžkou vodu (PHWR, Candu).....	190
6.2.1.3.3.3.6.4	Palivové články pro plynem chlazené reaktory (AGR)	191
6.2.1.3.3.3.6.5	Palivové články pro reaktory RBMK.....	191
6.2.1.3.3.3.6.6	Palivo vysokoteplotních reaktorů	191

6.2.1.3.3.3.6.7	Palivo ze smíšených oxidů (MOX)	192
6.2.1.3.4	Jaderné kontroverze: jaderný odpad a bezpečnost jaderných elektráren	194
6.2.1.3.4.1	Zpracování jaderného odpadu a vyhořelého paliva	194
6.2.1.3.4.2	Možnosti skladování a ukládání	196
6.2.1.3.4.3	Bezpečnost jaderných elektráren	198
6.2.1.3.5	Ekonomie jaderné energetiky	199
6.2.1.3.5.1	Výzvy spojené s projektem jaderné elektrárny	200
6.2.1.3.5.2	Ekonomie jaderné elektrárny	201
6.2.1.3.6	Uranový trh	204
6.2.1.3.6.1	Historie	204
6.2.1.3.6.2	Charakteristika	205
6.2.1.4	Výroba elektřiny z plynu	207
6.2.1.5	Obnovitelné zdroje energie	208
6.2.1.5.1	Hydroenergetika	208
6.2.1.5.1.1	Principy	208
6.2.1.5.1.2	Dělení vodních elektráren	211
6.2.1.5.1.3	Vodní energie ve světě	212
6.2.1.5.2,	Větrná energie	213
6.2.1.5.2.1	Principy	213
6.2.1.5.2.2	Technologie	214
6.2.1.5.2.3	Náklady	216
6.2.1.5.2.4	Větrná energie ve světě	217
6.2.1.5.3	Biomasa	218
6.2.1.5.3.1	Technologie	219
6.2.1.5.3.2	Využití	220
6.2.1.5.3.3	Biomasa ve světě	222
6.2.1.5.4	Solární energie	222
6.2.1.5.4.1	Solární vytápění	223
6.2.1.5.4.2	Solární chlazení	223
6.2.1.5.4.3	Výroba elektřiny	224
6.2.1.5.4.3.1	Koncentrované sluneční záření	224
6.2.1.5.4.3.2	Fotovoltaické systémy	225
6.2.1.5.4.3.2.1	Principy	225
6.2.1.5.4.3.2.2	Technologie a konstrukce	225
6.2.1.5.4.3.2.3	Náklady	228
6.2.1.5.4.4	Solární elektřina ve světě	229
6.2.1.5.5	Geotermální energie	229
6.2.1.5.5.1	Základní principy	230
6.2.1.5.5.2	Technologie	231
6.2.1.5.5.3	Získávání energie a energetická konverze	231
6.2.1.5.5.4	Geotermální energie ve světě	232
7.	Literatura	233
8.	Přílohy	248
8.1	Základy termodynamiky, entropie a maximální účinnost tepelného stroje	248
9.	Jmenný rejstřík	254

Seznam boxů

Box 1: Počátky ropného průmyslu v USA.....	27
Box 2: Význam štěpných procesů	66
Box 3: Ilustrace důsledků vysoké volatility cen.....	93
Box 4: Západní Evropa jako rozhraní komoditního trhu a trhu s indexovanými cenami	118
Box 5: Termodynamické zákony	123
Box 6: Elektřina	125
Box 7: Zákonitosti pohybu elektřiny	127
Box 8: Výpadky elektrického proudu	132
Box 9: Elektrárna Dětmárovice.....	140
Box 10: Jaderná elektrárna Dukovany (EDU)	172
Box 11: Reaktory III. a III+ generace	176
Box 12: Elektrárna Hrušovany nad Jevišovkou	226

Seznam tabulek

Tab. 1: Srovnání ekologické a neoklasické ekonomie	18
Tab. 2: Klasifikace tankerů dle Average Freight Rate Assessment (AFRA).....	40
Tab. 3: Klasifikace tankerů dle Flexible Market Scale	40
Tab. 4: Světová tankerová flotila dle vlastníků v roce 2009	41
Tab. 5: Průměrné spotové dopravné dle Worldscale sazebníku	44
Tab. 6: Dopravné surové ropy ve spotovém tankerovém transportu.....	44
Tab. 7: Průměrné denní dopravné v pronájmu lodí typu voyage charter.....	45
Tab. 8: Deset států s největší registrovanou flotilou lodí na světě.....	46
Tab. 9: Kapacitní klasifikace současné LNGC flotily (k lednu 2009)	53
Tab. 10: Klasifikace LNG flotily.....	54
Tab. 11: Expanze přebytkové kapacity volné pro flexibilní obchodování.....	55
Tab. 12: Produkční kapacita loděnic schopných vyrábět LNGV.....	55
Tab. 13: Vztah mezi průtokem a průměrem potrubí.....	59
Tab. 14: Teploty varu jednotlivých frakcí	63
Tab. 15: Držitelé největších zásob ropy v roce 2010	73
Tab. 16: Největší producenti a exportéři ropy v roce 2010	74
Tab. 17: Logika fungování komoditního kartelu	94
Tab. 18: Problém free-ridingu	95
Tab. 19: Hlavní faktory určující cenu ropy.....	96
Tab. 20: Obsah metanu v zemním plynu vybraných producentů.....	104
Tab. 21: Kdo je kdo na trhu s LNG.....	116
Tab. 22: Organizace evropského trhu s elektřinou	130
Tab. 23: Klasifikace uhlí dle obsahu vody a uhlíku.....	135
Tab. 24: Fáze těžebního projektu	136
Tab. 25: Struktura australské produkce.....	143
Tab. 26: Struktura indonéské produkce.....	144
Tab. 27: Struktura jihoafrické produkce.....	145
Tab. 28: Struktura ruské produkce	146
Tab. 29: Nejvýznamnější hráči na trhu s uhlím.....	151
Tab. 30: Srovnání energie dosažitelné z různých paliv.....	163

Tab. 31: Reaktory v provozu a ve výstavbě.....	173
Tab. 32: Typy reaktorů v provozu	174
Tab. 33: Reaktory IV. generace	178
Tab. 34: Těžba uranové rudy (t/rok).....	179
Tab. 35: Závody na konverzi uranu.....	180
Tab. 36: Podíly používaných obohacovacích metod ve světě	185
Tab. 37: Obohacovací závody ve světě	186
Tab. 38: Závody na výrobu paliva pro lehkovodní reaktory	192
Tab. 39: Závody na výrobu paliva smíšených oxidů (MOX)	193
Tab. 40: Závody na výrobu paliva těžkovodních reaktorů	193
Tab. 41: Investiční rizika jaderné energie	200
Tab. 42: Výroba a podíl na světové výrobě elektřiny z vody.....	212
Tab. 43: Rozdělení investičních nákladů větrných elektráren	217
Tab. 44: Výroba a podíl na světové výrobě větrné elektřiny.....	218
Tab. 45: Výtěžnost některých plodin.....	221
Tab. 46: Výroba a podíl na světové výrobě elektřiny z biomasy	222
Tab. 47: Výroba a podíl na světové výrobě sluneční elektřiny.....	229
Tab. 48: Výroba a podíl na světové výrobě geotermální elektřiny	232

Seznam obrázků

Obr. 1: Energetika v ekonomice dle ekologické ekonomie.....	15
Obr. 2: Percepce energetického sektoru	17
Obr. 3: Energetika v ekonomice dle neoklasické ekonomie	17
Obr. 4: Křivka HDI v závislosti na spotřebě energie.....	25
Obr. 5: Nárůst tankerové flotily v letech 1992–2012.....	47
Obr. 6: Schéma LNG zkapalňovače	50
Obr. 7: Faktory napjatého EPC trhu.....	51
Obr. 8: Moss LNGV	52
Obr. 9: Prismatický design.....	52
Obr. 10: Schéma membránového tanku	53
Obr. 11: Membránový tank s čerpacím stožárem	53
Obr. 12: Atmosférická destilace ropy.....	64
Obr. 13: Základní rafinační procesy.....	65
Obr. 14: C6 izomery.....	66
Obr. 15: Štěpení.....	67
Obr. 16: Podíl ropy na světovém TPES (roky 1973 a 2010).....	71
Obr. 17: Poměr zásob k produkci v jednotlivých produkčních regionech	72
Obr. 18: Pavučinový model	92
Obr. 19: Srovnání struktury výroby elektřiny pro roky 1973 a 2007	126
Obr. 20: Dispečerské stanoviště ČEPS	131
Obr. 21: Rozmístění primárních regulačních záloh v jednotlivých regulačních oblastech soustavy UCTE (ENTSO-E)	133
Obr. 22: Kontinuální povrchová těžba v německém dole Garzweiler	137
Obr. 23: Elektrárna Dětmarovice.....	141
Obr. 24: FOB mezní náklady: hlubinné vs. povrchové doly	149
Obr. 25: Duální uhelný trh	151

Obr. 26: Vývoj ceny uhlí.....	153
Obr. 27: Cenové faktory konkurence uhlí a plynu v rámci současného severoamerického trhu (ceny v USD/MMBtu).....	154
Obr. 28: Kumulativní výkon a počet reaktorů v letech 1954 až 2011.....	157
Obr. 29 : Graf připojení a odstavení reaktorů v jednotlivých letech.....	158
Obr. 30: Reaktory ve výstavbě, 1954–2011	159
Obr. 31: Uran U-238 a U-235	165
Obr. 32: Schéma varného reaktoru	167
Obr. 33: Schéma tlakovodního reaktoru	168
Obr. 34: Schéma CANDU reaktoru.....	169
Obr. 35: Schéma reaktoru AGR	170
Obr. 36: Schéma reaktoru RBMK.....	171
Obr. 37: Dělení reaktorů dle vývoje konstrukce	174
Obr. 38: Schéma metody separační membrány (difuze).....	181
Obr. 39: Obohacovací závod Georges Besse I	182
Obr. 40: Obohacování pomocí centrifugy	183
Obr. 41: Vakuové trubky s centrifugami v německém závodu Urenco	183
Obr. 42: Schéma metody separační trysky.....	184
Obr. 43: Schéma palivového článku se čtvercovým průřezem (Mitsubishi Nuclear Fuel).....	188
Obr. 44: Palivový článek s šestiúhelníkovým průřezem.....	188
Obr. 45: Palivové články pro tlakovodní reaktor.....	189
Obr. 46: Indické palivové články pro PHWR	190
Obr. 47: Palivový článek pro plynem chlazené reaktory (AGR)	191
Obr. 48: Chladicí nádrž pro použité palivo v recyklačním závodě Sellafield, Velká Británie.....	195
Obr. 49: Uranová ruda: těžba a poptávka	205
Obr. 50: Graf světové uranové těžby a poptávky	206
Obr. 51: Peltonova turbína	210
Obr. 52: Kaplanova turbína	210
Obr. 53: Francisova turbína	211
Obr. 54: Větrná turbína	215
Obr. 55: Výkon dle rychlosti větru.....	216
Obr. 56: Vývoj investičních nákladů 1982–2009.....	217
Obr. 57: Solární článek	227
Obr. 58: Propustnost materiálů	227
Obr. 59: Vrstvení článků.....	228
Obr. 60: Geotermální elektrárna.....	230
Obr. 61: PV diagram se znázorněním izoterm a adiabaty	249
Obr. 62: Carnotův cyklus.....	251
Obr. 63: Tepelný stroj.....	252

1. Abstract

In this book the authors introduce basic technical and economic principles of energy industry. The whole supply chains of the four dominating fuels are covered—enabling readers to develop a sound understanding of exploration, production, processing, transportation and use of oil, gas, coal and uranium. The basics of electricity generation and transportation together with renewable energy sources are also included to provide comprehensive picture of contemporary energy industry. No previous background in engineering or economy is assumed, making this an ideal text for industry outsiders, who are interested in how it works.

2. Úvod

S výjimkou jaderné energie a energie zemského jádra hraje ve všech známých energetických systémech klíčovou roli Slunce. Energii, kterou využíváme, máme k dispozici díky jedinečnému nastavení soustavy Slunce-Země. Pro začátek je nutné si uvědomit, že Slunce má dostatečnou velikost a dostatečně dlouhodobé, konstantní a intenzivní záření k podpoře miliardy let trvajících procesu vzniku komplexního života. Země, která je od Slunce ideálně vzdálená, má ideální dobu rotace kolem své osy (dny a noci mají srovnatelné teploty), dostatečně kruhovou oběžnou dráhu, ideální velikost (gravitace není příliš malá ani velká) a také složení atmosféry vhodné pro vznik života.

Ne všechno sluneční záření, které dosáhne hranic atmosféry, dosáhne i zemského povrchu. Zhruba 30 % je atmosférou, mraky a povrchem odraženo zpět do prostoru a zhruba 20 % je atmosférou a mraky absorbováno. Zbývající polovina záření je zachycena zemským povrchem. Při zpětném vyzařování Zemi opustí zhruba dvě třetiny přijaté energie nechávající třetinu uloženou v pozemských cyklech.

Atmosféra a koloběh vody jsou klíčovou proměnnou, v níž se Země odlišuje od ostatních známých planet. Přítomnost skleníkových plynů zvyšuje průměrnou teplotu na povrchu Země z $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ na $15\text{ }^{\circ}\text{C}$, což znamená, že většina vody na Zemi existuje v kapalném skupenství a vytváří největší známý akumulátor energie. Voda má poměrně vysokou měrnou tepelnou kapacitu¹ a výparné skupenské teplo², tudíž dokáže absorbovat velké množství tepla a v podobě proudů ho přenášet na vzdálenosti i tisíců kilometrů. Díky vodě a skleníkovým plynům jsou na Zemi za poslední 3,5 miliardy let poměrně stabilní klimatické podmínky nutné pro rozvoj života. Vodní pára, která je nejvýznamnějším skleníkovým plynem, má nicméně tendenci spíše prohlubovat, než vyrovnávat teplotní rozdíly: vyšší teploty znamenají vyšší výpar a intenzivnější skleníkový efekt, naopak nižší teploty výpar snižují, skleníkový efekt je méně intenzivní a klima se dále ochlazuje. Kritickou složkou termoregulace atmosféry je tak oxid uhličitý, jehož množství ve vzduchu teplotu ovlivňuje, ale není na ni zpětně vázáno, tak jak je tomu v případě vodní páry.³

Pohlčené záření má pro zemské klima podstatný význam. Zahřívá atmosféru a světový oceán, které tím uvádí do konstantního pohybu, odpařuje vodu a skrze vzdušné proudy ji rozptyluje po zemském povrchu a v neposlední řadě je nezbytným zdrojem energie pro fotosyntézu. Fotosyntéza, jeden z klíčových článků uhlíkového cyklu, je potom základním procesem stavby rostlin – ty daly vzniknout živočichům, pro něž je uhlík taktéž základním stavebním kamenem (suchá část lidského těla je ze dvou třetin tvořena právě uhlíkem). Z hlediska uhlíkového cyklu jsou nicméně živé organismy pouze dočasným úložištěm uhlíku. Za správných podmínek⁴ je možné v organické hmotě uhlík uchovat, aniž by byl postoupen zpět do pozemského koloběhu. Takto konzervovaný uhlík představuje dnešní fosilní paliva, která nejsou ničím jiným než dlouhodobě uskladněnou sluneční energií.

Následující text představuje způsoby, jakými současná lidská civilizace využívá přímého a uskladněného slunečního záření a jaderné energie k vlastnímu rozvoji – ke zvyšování komplexity společnosti a kvality života jednotlivců.

1 množství tepla potřebného k ohřátí jednoho kilogramu látky o jeden stupeň Celsia za dané teploty.

2 množství absorbovaného tepla nutného pro odpaření určitého množství látky za určité teploty.

3 CO_2 je katalyzátorem rozpadu křemičitých sloučenin, kdy se mimo jiné uvolňují i ionty vápníku. Skrze vodní cyklus se pak dostávají do moře, kde je mořští živočichové, například měkkýši, ukládají spolu s uhlíkem do svých schránek. Rovnováha CO_2 v atmosféře je pak určována následovně:

Více CO_2 – více volného vápníku – více měkkýšů – méně CO_2 .

Méně CO_2 – méně volného vápníku – méně měkkýšů – více CO_2 .

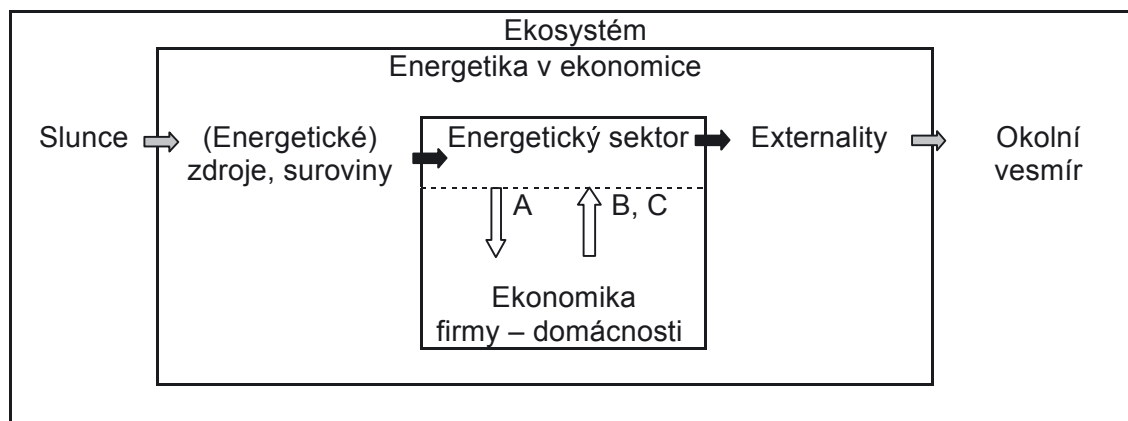
Carnegie Institute for Science. (2008). *Before Fossil Fuels, Earth's Minerals Kept CO2 in Check*. Dostupné z http://carnegiescience.edu/news/fossil_fuels_earth_s_minerals_kept_co2_check

4 Viz například kapitola věnovaná vzniku ropy a zemního plynu.

3. Termodynamika a ekonomie

Z termodynamických konceptů (viz přílohy) přímo vychází tzv. ekologická ekonomie – obor zabývající se vzájemnými vztahy a současným vývojem (světové) ekonomiky a ekosystému, v němž je tato ekonomika ukotvena. Cílem oboru, který se vyvinul ze studií rybářství a lesnictví – tedy dvou příkladů managementu přírodních zdrojů –, je holistický pohled na propojení ekonomie a ekologie.⁵

Obr. 1: Energetika v ekonomice dle ekologické ekonomie⁶



Ekonomiku si lze zjednodušeně představit jako toky práce, kapitálu a zboží mezi firmami a domácnostmi: domácnosti poskytují firmám pracovní síly, firmy domácnostem příjmy a umožňují jim směnu těchto příjmů za zboží. I po přidání dalších relevantních aktérů jako států nebo finančních institucí je tento model principiálně cyklický – opomíjí vstupní faktory v podobě surovin a výstupní faktory v podobě externalit. Toto cyklické pojetí se nicméně nemusí nutně změnit ani po zohlednění těchto faktorů: na začátku každého cyklu je odčerpána část zdrojů z ekosystému, využita v ekonomice a zbytky jsou odevzdány zpátky ekosystému, čímž je kruh uzavřen (ekosystém se stává součástí cyklu, je zdrojem surovin a skládkou pro odpad). Lineární pojetí ekonomiky, charakteristické pro ekologickou ekonomii vystavěnou na termodynamických základech, se objevuje až v tomto okamžiku, neboť kroky zahrnující ekosystém jsou nevratné (mění se entropie a dochází k degradaci využitelné energie). Mezičlánkem mezi ekosystémem a ekonomikou je energetický sektor. Jeho specifíkem a zároveň jádrem ekologické ekonomie je to, že sektor spotřebovává část produktů, které sám vytváří. Tyto toky jsou ve schématu označeny písmeny A, B a C: Tok A představuje primární a sekundární energii (elektrina, teplo, zpracovaná paliva atd.), které energetický sektor zprostředkovává ekonomice. Opačným směrem potom proudí zboží a služby (tok B) a část primární a sekundární energie (tok C) – toky nutné pro chod energetického sektoru.

⁵ Xepapadeas, A. (2008). Ecological economy. In S. N. Durlauf & L. E. Blume (Eds.), *The New Palgrave Dictionary of Economics Online* (2nd ed.). Palgrave Macmillan. Dostupné z http://www.dictionaryofeconomics.com/article?id=pde2008_E000221

⁶ Upraveno dle Peet, J. (2004). Economic systems and energy, conceptual overview. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 2, pp. 103–115. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00112-1, s. 109.

Zemi je tak dle ekologické ekonomie možné vidět jako obrovský tepelný motor: část přijaté energie (sluneční energie přicházející v reálném čase nebo uložená ve formě fosilních paliv) je přeměněna na práci, zbytek je ve formě externalit uložen do ekosystému, případně ve formě odpadního tepla vyzářen do okolního vesmíru. Záření opouštějící Slunce má teplotu zhruba 5 800 °K (přes 6 000 °C). Při kontaktu s atmosférou Země se zhruba 30 % odrazí zpět do prostoru. Po všech přeměnách, včetně vodního a uhlíkového cyklu, energie opouští Zemi ve formě odpadního tepla, tedy záření o teplotě 255 K (−18 °C). Za ideálních podmínek by tepelný motor takových parametrů mohl nabídnout výkon až 115 000 TW (10^{12} W).

Současný systém nicméně využívá pouze 0,01 % tohoto potenciálu⁷ a pracuje zejména s uvnitř uloženou energií (fosilní paliva), jejíž množství je potenciálně konečné. Termodynamická kritika současného systému, kterou ekologická ekonomie zastává, se obrací k části diagramu, jež je reprezentována energetickým sektorem a toky A, B a C. John Peet tuto kritiku ilustruje na příkladu uhelného dolu. Představme si důl sahající od povrchu až do hloubky několika kilometrů. Počáteční úroveň těžby je vysoká, neboť není potřeba komplikovaných hloubkových technologií a velkého množství energie k dobývání uhlí. Jinými slovy, energetický tok A dosahuje velkých hodnot, toky B a C označující množství energie, respektive zboží a služeb, které je třeba vrátit do dolu k udržení produkce, jsou poměrně malé. Jak ale těžba postupuje hlouběji, zvyšují se objemy toků B a C (je potřeba více oceli na konstrukce a více energie na transfer uhlí z větších hloubek), přičemž tok A může růst pouze do určitých hodnot daných parametry dolu. Po určitém čase se objem toků energie reprezentovaných toky B a C vyrovná přísunu energie reprezentovanému tokem A. V této situaci důl nedodává systému žádnou energii a pouze produkuje zaměstnanost. Po překonání tohoto bodu důl spotřebuje více energie, než dodává.⁸

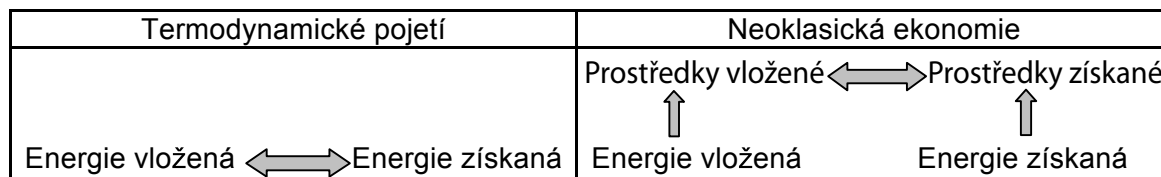
Termodynamický přístup se tedy soustředí na toky energie. Větší část energie, kterou ekonomický systém přeměňuje na práci, je dlouhodobě uskladněná v životním prostředí a její množství je potenciálně limitované. V okamžiku, kdy množství dodané energie převyší množství extrahované energie, je produkce energie z této jednotky nežádoucí.

Odlišný přístup nabízí neoklasická ekonomie, jedna z mainstreamových škol současné ekonomie. Neoklasická ekonomie se soustředí na matematický přístup k ekonomickým jevům, v centru pozornosti je potom teorie mezní užitečnosti, racionální volba, tržní mechanismus a ekonomická rovnováha.

Neoklasická ekonomie, v kontrastu s ekologickou ekonomikou, rozlišuje mezi toky energie a peněz. Není totiž jisté, že cena extrahované energie odpovídá ceně energie vložené. Je-li ekonomicky výhodné využít větší množství méně nákladné energie k extrakci menšího množství více nákladné energie, bude těžba pokračovat i po dosažení bodu rovnosti vložené a získané energie. Neúprosná logika ekologické ekonomie je tak v neoklasické ekonomii zamlžena „energetickými směnnými relacemi“, kdy je rentabilita dolu určena podílem finančních prostředků vložených a získaných.

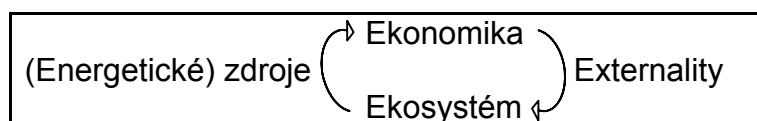
7 Eriksson, K. E. (2004). Physics and economics of energy, conceptual overview. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 5, pp. 71–79. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00113-3, s. 73.

8 Peet, J. (2004). Economic systems and energy, conceptual overview. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 2, pp. 103–115. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00112-1, s. 112.

Obr. 2: Percepce energetického sektoru

Termodynamický přístup také říká, že technologický pokrok je možný, ale vždy narazí na omezené množství dostupných zdrojů. V praxi tedy je možné technologickými inovacemi posunout energeticky rentabilní „dno dolu“ o něco níže, ne však donekonečna. Protiargument neoklasické ekonomie je takový, že dno dolu není v řadě případů určeno místem, kde se surovina již nevyskytuje, nýbrž místem, kde již není rentabilní ji těžit (finanční vyjádření toků A a B, C je v rovnováze). Tedy, fyzického dna dolu leckdy není vůbec dosaženo a i kdyby, není možné dosáhnout na dno všech dolů současně. V okamžiku, kdy se daná surovina začne blížit svému vyčerpání, bude její cena stoupat společně s její vzácností. To umožní těžit dříve ekonomicky nerentabilní ložiska (jiná forma posunutí dna dolu), popřípadě nahradit část nabídky nově konkurenceschopnými substituty.⁹

Technologie jsou klíčovým faktorem v obou přístupech. Zatímco ekologické pojetí energetiky vidí technologický pokrok jako nástroj k maximálnímu využití toho, co dovolují přírodní zákony, neoklasická ekonomie považuje technologický pokrok za nástroj k vytváření stále většího produktu ze stejného množství vstupů nebo stejného produktu ze stále menšího množství vstupů. Příkladem může být kombinovaný cyklus v paroplynové elektrárně.¹⁰ Od rozdílného vnímání technologického pokroku je pak odvozeno i rozdílné vnímání energetických surovin. V ekologickém přístupu jsou energetické suroviny unikátním faktorem, bez něž ekonomická aktivita prakticky není možná – dostatek energie podmiňuje existenci dalších výrobních faktorů. Naproti tomu, v očích neoklasických ekonomů technologický pokrok snižuje důležitost energetických zdrojů na úroveň ostatních vstupů,¹¹ tedy například práce nebo kapitálu. Neoklasická ekonomie se tak spíše přiklání k cyklickému pojetí vzájemných vztahů ekosystému a ekonomiky.

Obr. 3: Energetika v ekonomice dle neoklasické ekonomie

9 Fosilní paliva lze do značné míry substituovat mezi sebou (plyn a uhlí ve vytápění, plyn a ropa v transportu), případně alternativními zdroji (obnovitelné zdroje pro výrobu elektřiny). Ve skutečnosti existuje jen málo oblastí, kde jsou fosilní paliva jen velmi obtížně (pokud vůbec) nahraditelná, a to i při výrazném nárůstu jejich cen. Jedná se o koksovatelné uhlí užívané v metalurgii a letecké palivo.

10 Kombinovaný cyklus umožňuje využít jednoho zdroje tepla dvakrát a minimalizovat množství nevyužitého odpadního tepla. Díky své konstrukci dosahuje účinnosti až 60 %, tedy o více než 20 % více než jaderné elektrárny. Více viz příslušné kapitoly.

11 Různé vnímání významu energetických surovin se projevuje mimo jiné i ve formulaci zahraničních energetických politik států. Zdůrazňování jedinečnosti energetiky v ekonomice vede spíše k prosazování strategického pojetí energetické bezpečnosti, naopak stavění energetiky na stejnou úroveň s ostatními vstupy je spíše známkou tržního přístupu. Pro další informace o přístupech k energetické bezpečnosti viz např.: Dannreuther, R. (2003). Asian security and China's energy needs. *International Relations of the Asia-Pacific*, 3, pp. 197–211; Tunsjø, Ø. (2010). Hedging against oil dependency: New perspectives on China's energy security policy. *International Relations*, 24(1), pp. 27–28.

Navzdory uvedeným rozdílům sdílejí ekologická a neoklasická ekonomie obdobně formulované kořeny.

Tab. 1: Srovnání ekologické a neoklasické ekonomie

	Ekologická ekonomie	Neoklasická ekonomie
Shody ¹²	• Termodynamické systémy jsou v rovnováze v důsledku vyrovnání teploty (výměna tepla). • Při přeměnách energie nevzniká, ani nezaniká. • Při samovolných přeměnách energie entropie nikdy neklesá.	• Ekonomické vztahy jsou v rovnováze skrze vyrovnání ceny (výměna zboží a peněz). • Směnou zboží nevzniká, ani nezaniká. • Obchodující strany nikdy neakceptují směnu, při níž klesne celková užitečnost jimi vlastněných statků.
Rozdíly	• Technologický pokrok je možný do limitů vycházejících z fyzikálních zákonů. • Efektivita je odvozena od toků energie. • Energetické zdroje jako základní a nezbytný předpoklad ekonomické aktivity. • Energetické zdroje jsou nenahraditelné a vyčerpatelné.	• Technologický pokrok znamená vývoj nových technologií s novými fyzikálními limity. • Efektivita je odvozena od toků peněz. • Energetické zdroje jako normalizované vstupní komodity. • Energetické zdroje jsou substituovatelné. Ústup od jejich používání je dán primárně ekonomickými faktory.

12 O společných východiscích a prostoru k syntéze mezi ekologickou a neoklasickou ekonomikou existuje množství publikací. Například: Smith, E., & Duncan K. F. (n.d.). *Classical Thermodynamics and Economic General Equilibrium Theory*. Dostupné z <http://www.econ.tuwien.ac.at/hanappi/Lehre/InEco/econthermo.pdf>; Ockwell, D. G. (2008). Energy and economic growth: Grounding our understanding in physical reality. *Energy Policy*, 36(12), pp. 4600–4604. doi:10.1016/j.bbr.2011.03.031; Stern, D. I. (2003). Energy and economic growth. In *Local Energy*. Dostupné z <http://www.localenergy.org/pdfs/Document%20Library/Stern%20Energy%20and%20Economic%20Growth.pdf>

4. Energetika v genezi společnosti: energetický determinismus

Energie, její užití, kvalita, intenzita a efektivita konverze, je klíčovým faktorem historie lidstva. Toky a konverze energie udržují a určují život všech organismů i makro-organismů – společností a civilizací. Geneze lidského vývoje je sledem velkých i malých kroků vpřed. Žádný z těchto kroků se neobejde bez spoutání a konverze množství energie skrze management, inovace či vůli a odvahu. Charakter využití energie se tak nevyhnutelně zapisuje do podoby historie.

Energetický determinismus nabízí celou řadu imperativů představujících určující roli energie ve vývoji Země jako přirozenou danost: vzdálenost Země od Slunce například určuje podmínky pro rozvoj organismů. Historie je zde představena jako tendence k větší komplexitě společnosti umožněné ovládnutím větších množství (toků) energie. Lidský vývoj tak lze rozdělit do jednotlivých energetických éř, na nichž jsou patrně nejzajímavější období přechodu mezi nimi. Nástup silnějších, flexibilnějších a co do konverze energie efektivnějších zdrojů hnací síly (*prime movers*) je průvodním znakem těchto přechodů. Pohledem zpět na jednotlivé epochy lze konstatovat, že se tyto éry střídají stále častěji.¹³

Jestliže oddělení člověka moudrého (*homo sapiens*) od člověka zručného (*homo habilis*) je začátkem, pak domestikace tažných zvířat, ovládnutí základů metalurgie a přechod k zemědělskému životu jsou koncem první éry charakterizované využitím omezené síly lidského metabolismu a neefektivním využíváním ohně (světlo, teplo, příprava stravy). Druhá energetická éra končí nahrazením značné části lidských sil vodními koly a větrnými mlýny. Tato změna se odehrála geograficky selektivně, začínající tradici nerovnoměrného rozvoje lidstva. Potvrzení tohoto trendu přišlo s další změnou, kdy v některých evropských zemích fosilní paliva (uhlí) nahradila dosavadní obnovitelné zdroje hnacích sil. Touto změnou dosud prošly všechny industrializované národy. Zatím posledním přechodem k nové (čtvrté) éře je období po roce 1882, kdy byly v Londýně a New Yorku spuštěny první elektrárny. Od té doby všechny modernizující se ekonomiky spotřebovávají stále rostoucí podíl primárních zdrojů energie nepřímo skrze elektřinu: vedle tradičních tepelných elektráren využívajících uhlí se objevily (staro)nové způsoby výroby elektřiny – v 50. letech 20. století jaderné štěpení a v průběhu celého století jsme mohli sledovat pozvolný návrat uhlovodíků ve formě ropy a později zemního plynu. Společným principem střídání energetických éř bylo zvyšování individuální kvality života. Společnými důsledky jsou velké sklizně, významné soukromé vlastnictví, vzdělání, volný čas, rostoucí světová populace, ekonomická moc států, vojenský potenciál, světový obchod, globalizace.

4.1 Energetická evoluce¹⁴

4.1.1 Prvotní energetické éry

V prehistorickém období spoléhal člověk při zajištění primárních potřeb na energii svého těla, omezenou tělesnou konstitucí a mechanickou efektivitou svalů schopných konverze maximálně 20–25 % přijaté energie (potravy na kinetickou energii). Člověk té doby dosahoval maximální užitečné práce 50–90 W,

13 Smil, V. (2004). World history and energy. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 6, pp. 549–561. New York: Elsevier. Dostupné z: <http://www.vaclavsmil.com/wp-content/uploads/docs/smil-article-2004world-history-energy.pdf>

14 Kapitola, zejména pak použitá data vychází z článku Václava Smila *World History and Energy*: Smil, V. (2004). World history and energy. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 6, pp. 549–561. New York: Elsevier. Dostupné z: <http://www.vaclavsmil.com/wp-content/uploads/docs/smil-article-2004world-history-energy.pdf>

krátkodobě 100 W. Energetická návratnost¹⁵ lovu a sběru, ačkoliv u sběru hlíznatých rostlin či lovu velkých savců mohla dokonce přesahovat 40, byla nestálá a vyznačovala se zejména sezónními výkyvy, přičemž nežádoucí nepřekročila hodnotu 1 (výdej při obstarání potravy přesáhl získaný příjem). Přechod od lovu a sběru k pastevectví a lokalizované zemědělské produkci byl pozvolný a dlouhý proces doprovázený poklesem energetické návratnosti způsobu získávání potravin, nicméně na druhou stranu si energie vložená do úpravy země, setby, hnojení, sklizně, úpravy a skladování potravin vynutila (ale také umožnila) přežití kultur s větší hustotou populace. Jestliže běžné společnosti lovu a sběru umožnily přežít méně než 0,1 osobě na km² (tlupa 30 lidí potřebovala k životu území přesahující 300 km²), pak zemědělské společnosti užívaly 20–30 lidí na km², v nejprogresivnějších oblastech, jako byly Mezopotámie, delta Nilu či údolí Žluté řeky, to mohlo být až 100–200 lidí na km² (1–2 na hektar). Logika rostoucí výměry polí si vyžádala větší energetický výdej v podobě přechodu od okopávání k orání. Orání si potom vyžádalo zapojení tažných zvířat – prvního ne-somatického zdroje mechanické energie. Menší kravky nevydaly více než 200 W, nicméně ty silnější vydaly více než 300 W a nejsilnější volí a koně potom i více než 500 W.

Stěhovaví zemědělci využívali ohně k mýcení lesů a k výrobě prvních pálených cihel a kovových (měděných) nástrojů. Dřevěné uhlí poskytlo větší výhřevnost (29 MJ/kg oproti 20 MJ/kg u dřeva) a nekouřilo, tudíž bylo vhodné k využití uvnitř příbytků. Efektivita konverze dřeva na uhlí a prvních pícek nicméně byla velice nízká – z 5 jednotek dřeva vznikla jedna jednotka dřevěného uhlí, první pícky přeměnily v užité teplo pouze 10 % dodané energie a na jednotku surového železa tak bylo potřeba 8–10 jednotek dřevěného uhlí. Raná výroba kovů se tak stala příčinou vymizení lesů ze Sýrie, Kypru, Íránu či Afghánistánu. Vysoká energetická náročnost a malovýroba bránily většímu zapojení kovových výrobků do zemědělství až do roku 1750, kdy byly zavedeny koksovací pece. Ke konci této éry se objevily první náznaky mechanického využití vodního pohonu. V prvním století před Kristem se vodní mlýny, které dosahovaly i více než 30 kW výkonu, spíše vzácně používaly k mletí zrna – větší rozšíření této techniky patrně brzdila levná otrocká práce antické civilizace.

4.1.2 Středověké a raně moderní pokroky

Středověk na dominanci organických zdrojů kinetické energie příliš mnoho nezměnil. Konstantně se ale vyvíjely nástroje, které umožnily efektivnější konverzi lidské a zvířecí energie. Běžná utilizace šlapacího kola, kladky, podkov, chomoutů, praxe pěstování zvířat nebo vydatnějších krmiv vedla ke zvýšení výkonu o 50 % oproti antice. V 18. století měl dobrý kůň výkon nejméně 700 W, ti nejlepší potom až 1 kW. Zatímco raněstředověký vůl nenabídl více než 600 W, pár dobrých evropských koní počátku modernity vydal na 1,2 kW a velká koňská spřežení čítající až 40 kusů užívaná v USA po roce 1870 k tahání tandemových pluhů dosahovala 8–30 kW. V některých oblastech se začaly prosazovat i neorganické zdroje hnací síly: v jihovýchodní Anglii se v 11. století podle některých zdrojů nacházelo přes 5 600 vodních mlýnů – v průměru jeden na 350 lidí. I když se po dalších 800 let nepodařilo významněji zvýšit jejich výkon, s průměrnými 4 kW zůstávaly nejsilnějším zdrojem hnací síly středověku a raně modernity. Ještě o století dříve se v dnešním Íránu používala větrem poháněná čerpadla k těžbě podzemní vody a zavlažování. Zdokonalení plachet (efektivnější konverze větrné energie na kinetickou energii lodí), kormidlo umístěné na zádi a osazení těžkými děly (techniky odvozené od čínských vynálezů) umožnily daleké námořní expedice. Potřeba kovů v moderním válečnictví si vyžádala pokročilejší techniky výroby železa. V 15. století se v údolí Rýna poprvé objevily tavicí pece živěné dřevěným uhlím a dmychadly. Tento pokrok ovšem jen zdůraznil problém, se kterým se potýkali již první uživatelé dřevěného uhlí – potřeby velkých objemů dřeva: začátkem 18. století vyráběla průměrná anglická tavicí pec zhruba 300 tun surového

15 Energetická návratnost (Energy Return On Investment – EROI) je jednou z nejdůležitějších charakteristik energetických systémů: ukazuje, kolik jednotek energie systém umožňuje získat v poměru k jedné jednotce vložené.

železa ročně. Na každý kilogram přitom spotřebovala 8 kg dřevěného uhlí, potažmo 40 kg dřeva, roční poptávka takové pece se tedy pohybovala okolo 12 000 tun dřeva. Potom, co zmizely takřka všechny původní dřeviny, Angličané vytvořili systém 10–20letých cyklů mladých stromů s výtěžností 5–10 tun na hektar. Jedna tavicí pec si tak vyžádala neustálou úpravu lesa o ploše 20 km². Ve 20. letech 18. století bylo v Anglii ročně vyrobeno na 20 000 tun surového železa, což odpovídá zhruba 1 100 km² mladého lesa. O sto let později Angličané vyrobili milion tun surového železa. Při stejném procesu výroby by tento 50násobný nárůst odpovídal úpravě lesa adekvátního čtvrtině povrchu Velké Británie. Za částečný návrat lesů během tohoto období mohli Angličané vděčit využití koksu a parního pohonu.

4.1.3 Přechod k modernitě

Velké rozdíly ve fyzické dostupnosti a v nákladech na přechod na nové energetické systémy znamenaly, že v období zhruba mezi lety 1800 a 1950 v Evropě existovalo pět různých zdrojů hnací síly. Vedle lidského těla to byla tažná zvířata, vodní mlýny (po roce 1830 vystřídáné turbínami), větrné mlýny a parní stroje. Přechod k fosilním palivům proběhl jako první v Holandsku 17. století, kde rašelina nahradila dřevo. O století později následovala Velká Británie, kde se uhlí stalo palivem pro parní stroj, který James Watt převzal od Thomase Newcomena a zdokonalil jej na nejsilnější zdroj hnací síly příštího století. Ačkoliv měly Wattovy parní stroje efektivitu konverze pouhých 5 %, svým výkonem (20 kW) 3x přesahovaly výkon větrného mlýna, 5x vodního mlýna a 25x dobrého koně. Po uplynutí patentové ochrany Wattových vynálezů rozvoj parostroje nabral na intenzitě. Sto let po Wattovi se u největších stacionárních zařízení podařilo zvýšit efektivitu 10x a výkon i 50x až na 1 MW.

Parní stroj znamenal revoluci v dopravě. Dominantní způsob dopravy po souši – dostavníky – dosahoval rychlosti stěží 10 km/h, parní lokomotivy dosahovaly již na přelomu století rychlosti i desetinásobné, navíc umožnily suchozemskou přepravu větších objemů zboží na delší vzdálenosti. V námořním transportu bylo ve srovnání s kolejovými pozemními prostředky zavedení parního stroje spíše evolučním než revolučním prvkem. Parní pohon dal vznik větším, silnějším a rychlejším lodím. Cesta přes Atlantik se zkrátila z více než týdne na necelých 6 dní.

Průmyslovou revoluci lze ovšem jen stěží považovat za důsledek využití uhlí a parního stroje. Textilní průmysl, nejčastější cíl zemědělců přicházejících do měst a příčina vzniku chemického průmyslu, jehož *spill-over* přinesl například německý hospodářský zázrak poslední třetiny 19. století, byl v Evropě i Severní Americe poháněn vodou. Tomu odpovídají i zdokonalení systému vodního pohonu – kromě Kaplanovy modifikace Francisovy turbíny proběhla téměř veškerá evoluce turbíny v 19. století. Oproti parnímu stroji dosahovaly turbíny o poznání větší účinnosti. Fourneyronova turbína z roku 1926 80 %, Francisova turbína ještě o 10 % více. Velkého rozmachu doznaly i větrné mlýny – menší, 1kW větrné mlýny pohánějící vodní čerpadla dosáhly v USA rozšíření v řádech milionů kusů. Tomu odpovídá i zlomový rok 1870, kdy mechanická energie poprvé kvantitativně překonala energii z organických zdrojů (lidské a zvířecí síly).¹⁶ Taktéž v Evropě, v zemích okolo Severního moře, dosáhl na přelomu století instalovaný výkon větrných mlýnů 100 MW.

Vrcholem trendů naznačených 19. stoletím byla elektrifikace. Základní způsoby výroby, přenosu a využití elektřiny představil T. A. Edison na začátku 80. let 19. století. Během dalších osmi let představili G. Westinghouse ve spolupráci s N. Teslou střídavý proud, Ch. Parsons parní turbínu, W. Stanley transformátor a N. Tesla elektrický motor. Lze říci, že do konce století byl systém elektrifikace, tak jak

16 Ayres, R. U. (2004). Thermodynamics and economics, overview. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 6, pp. 91–97. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00114-5, s. 91.

jej známe dnes, hotov. Zbývalo jen jeho rozšíření. Během 20. století vzrostl výkon největších generátorů řádově z jednotek wattů na gigawatty, 30kV přenosové sítě dnes přenášejí více než 700 kV a účinnost tepelné výroby elektřiny vzrostla z 5 % na 40 %, při kombinované výrobě elektřiny a tepla až na 60 %.

Rychlost vývoje elektrických systémů předznamenala rychlost jejich rozšíření. Ve Spojených státech, jedné z nejnovativnějších zemí přelomu století, se elektrické stroje během 30 let rozšířily natolik, že tvořily 80 % veškeré instalované mechanické síly. Elektřina významně změnila řadu aspektů každodennosti. Výroba již nebyla závislá na parním stroji, jenž bylo potřeba komplikovanými soustrojími, kladkami a řemeny spojit s poháněným zařízením, což dále snižovalo jeho účinnost a zvyšovalo jeho poruchovost. Elektřina znamenala větší efektivitu, lepší pracovní podmínky, plynulejší provoz a větší variabilitu, neboť elektromotory lze vyrobit takřka v jakémkoliv měřítku. Elektrické přístroje v domácnostech usnadnily domácí práce natolik, že umožnily většímu počtu žen odchod do škol a do práce. Elektřina a umělé světlo změnily teprve nedávno vzniklý fenomén volného času. Továrny vyžadující určitý stupeň gramotnosti a osvětlený volný čas po práci daly vzniknout velkonákladovým deníkům a postupně i dalším masovým médiím.

Ve stejné době, kdy začal ústup uhlí, začíná i nástup dalších uhlovodíků, a to zejména ropy. Během poslední dekády 19. století vznikly tři klíčové prvky automobilů: benzinový motor (G. Daimler), plovákový karburátor (W. Maybach) a elektrické zapalování (K. Benz). R. Diesel v téže době představil odlišně fungující spalovací motor. Stroje poháněné spalovacím motorem se rychle rozšiřovaly. V meziválečném období dosáhlo vlastnictví automobilů statisticky významných hodnot v USA a Kanadě, v západní Evropě po druhé světové válce (trh byl nicméně nasycen až v 80. letech). Během této doby se auta výrazně změnila, principy jejich fungování však zůstávaly stejné. Spalovací motory umožnily i rozvoj letectví. První letecký motor sestrojili bratři Wrightové v roce 1904. První světová válka přinesla výraznou evoluci materiálů, tvaru i motorů letadel tak, aby byla rychlejší, odolnější a dosahovala větších výšek. Revoluci v létání přinesla druhá světová válka a zapojení tryskového motoru. Komerční tryskové lety se objevily v 50. letech, Boeing 747, otevírající éru masového cestování vzduchem, v roce 1969. Experimenty s nadzvukovou civilní dopravou (Tupolev TU-144 a Concorde) se ukázaly jako nepraktické či nerentabilní.

Doprava byla hlavním zdrojem poptávky po ropě. Postupně se ale ropa využívala pro vytápění, výrobu elektřiny a v chemickém průmyslu. V druhé polovině 20. století došlo i k výraznému zapojení zemního plynu, a to zejména v teplárenství či ve výrobě. Poptávka po uhlovodících neustále stoupá i přes zapojení jiných zdrojů energie. Mezi lety 1973 a 2007 klesl podíl fosilních paliv (uhlí, rašelina, ropa, zemní plyn) na světové TPES (celková spotřeba primárních zdrojů energie) z 86 % na 81,5 %. (Tomu zhruba odpovídá nárůst podílu jaderné energie z 0,9 % na 5,9 %.) V absolutních číslech nicméně spotřeba fosilních paliv v témže období vzrostla z 234 na 435 exajoulů¹⁷ (10^{18}) – tedy o 85 %.¹⁸

4.1.4 Moderní energeticky náročné společnosti

Fosilní paliva a elektřina umožnily rozsáhlou mechanizaci zemědělství, odliv pracovních sil do průmyslu, mechanizaci průmyslu a odliv pracovních sil do služeb. Odpovídající nárůst produktu vedl k výraznému zlepšení kvality života a učinil západní hodnoty individuální svobody a demokracie atraktivní globální ideou. Na druhou stranu tento systém zvyrazňuje rozdíly mezi jednotlivými skupinami a až do krajnosti ovlivňuje životní prostředí. 10 % lidstva dnes spotřebovává 40 % veškeré primární energie, zatímco na méně šťastných 50 % připadá pouhých 10 %. 20 % obyvatel planety také produkuje 80 % odpadu. Poslední čtyři generace změnilu podobu světa více než všechny předchozí dohromady, a dnešní doba

17 Hodnoty odpovídají 5 265, respektive 9 791 Mtoe.

18 IEA. (2009). *Key World Energy Statistics*. Dostupné z http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf, s. 6.

se tak někdy označuje jako *antropocén*, tedy geologické období, jehož název zdůrazňuje roli člověka v utváření povrchu Země.¹⁹

Od prvotních prisvojovacích civilizací rostl výkon zdrojů hnací síly z méně jak 100 W soustavně lidské práce přes 300 W tažného vola rané antiky, 2 kW největších římských vodních mlýnů, 5 kW středověkých vodních mlýnů, 8 kW vodních mlýnů konce 17. století, 100 kW Wattova parního stroje, 10 MW vodních turbín konce 19. století až k 1,5 GW maximálního výkonu parních turbín.

Během 10 000 let lidské historie započaté zemědělstvím se maximální výkon používaných zdrojů hnací síly znásobil 15 000 000x, přičemž více jak 99 % této změny se odehrálo ve 20. století, na jehož konci mělo lidstvo k dispozici více než 25x větší množství užité energie než na jeho počátku. Ve srovnání s výkonem zbraňových systémů se nicméně jedná spíše o střidmý přírůstek: největší testovaná termonukleární bomba měla maximální potenciál až 100 megatun, tedy energii o 15 řádů přesahující kinetickou energii letícího šípu prvních lovců a sběračů.²⁰

Přechod k novým zdrojům hnací síly, případně na nová paliva obvykle vyžaduje podstatné investice. Není náhodou, že se tyto přechody kryjí s obdobími vzestupu ekonomických cyklů. První vlna, tak jak ji popisuje Schumpeter, připadá na rostoucí zapojení uhlí a výstavbu velkých statických parních strojů (1787–1814), druhá (1843–1869) přišla s rozšířením železnic, parolodí a metalurgie a třetí vlna (1898–1924) potom s výrobou elektřiny a nahrazením parních strojů elektrickými motory. Hospodářskými depresemi spuštěné inovativní vlny také korespondují s počátečními stadii energetických přechodů: první inovativní vlna (s vrcholem v roce 1828) je spojena s mobilními parními stroji, druhá (1880) s představením výroby elektřiny a spalovacích motorů a třetí (1937) s rozvojem plynových turbín, fluorescentních světel a jaderné energie.

19 Billings, L. (2010). Embracing the anthropocene. *Seed*. Dostupné z http://seedmagazine.com/content/article/embracing_the_anthropocene/

20 Smil, V. (2004). War and energy. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 6, pp. 363–371. New York: Elsevier. Dostupné z: <http://www.vaclavsmil.com/wp-content/uploads/docs/smil-article-2004-war-and-energy.pdf>

4.2 Limity energetického determinismu

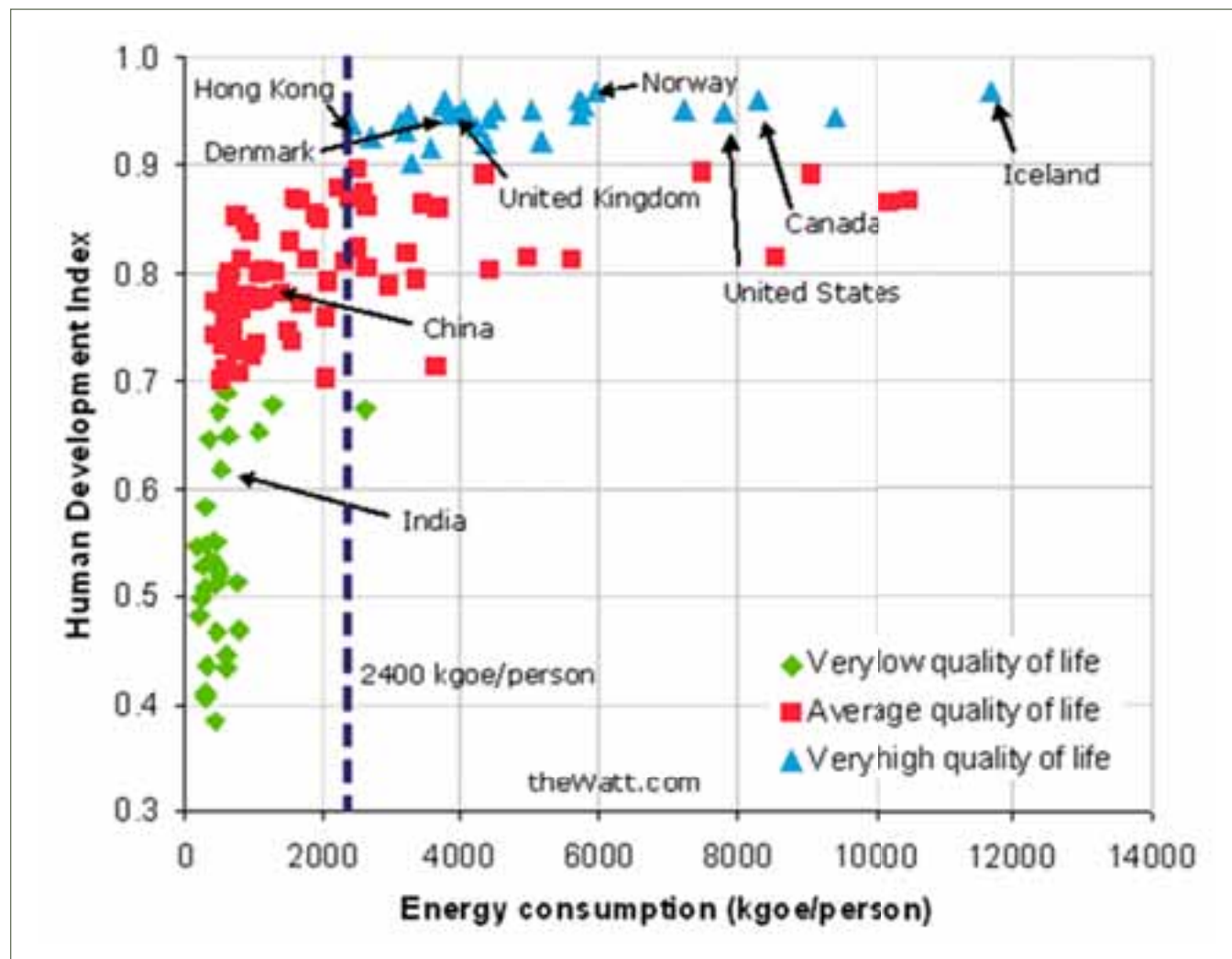
Energie může mít velký vliv na směr a tempo, kterými se historie ubírá, nicméně ze širšího sociokulturního pohledu jí nemusí náležet ani post prvního mezi rovnými. Mezi kulturní a uměleckou vyspělostí a efektivitou a mírou energetické konverze budeme stěží hledat souvislost. Stejně tak univerzální etické koncepty, jako jsou svoboda, demokracie či milosrdenství, mají původ v dobách energeticky rozhodně méně bohatých, než je ta dnešní. Ústava Spojených států, nejstaršího fungujícího demokratického státního zřízení světa, vznikla v době, kdy USA byly společností existenčního minima. Oproti tomu Sovětský svaz, jedna z energeticky nejbohatších zemí světa, byl klecí odosobněných postav žijících ve strachu a bídě. I když přechod k zemědělství umožnil větší koncentraci zalidnění, souvislost mezi energetickým pokrokem a růstem populace je empiricky sporná: mezi roky 1700 a 1900 se populace Číny ztrojnásobila, aniž by došlo k výraznější změně ve využití energetických zdrojů či zdrojů hnací síly.

Stejně ambivalentní je spojení spotřeby energie a ekonomického výkonu. Jestliže hospodářský úspěch Nizozemska, Velké Británie a USA v historii částečně spočíval i v jejich schopnosti využít paliv nabízejících vyšší efektivitu konverze (rašelina, uhlí a ropa), zdaleka se nejedná o ukazatel rozhodující, jak naznačují případy Íránu, Sovětského svazu či Nigérie. Ukazuje se, že vztah užití energie a hospodářského růstu je mnohem komplikovanější a závisí na řadě proměnných, jako jsou například počáteční podmínky, vzorce jednání (*path dependency*), charakteristiky transportu, struktura ekonomiky atd.²¹

Spotřeba energie na osobu má také nepopiratelný vliv na kvalitu života. Od jistého bodu spotřeby nicméně již ke zvyšování kvality života dále nedochází. Společnosti, jejichž dětská úmrtnost nepřesahuje 2 %, naděje na dožití u žen se pohybuje nad 75 roky a Human Development Index (HDI) je vyšší než 0,8 bodů, spotřebují cca 1,4–1,5 Mtoe²² na osobu. Společnosti s těmi nejlepšími statistikami kvality života jako dětskou úmrtností do 1 %, nadějí na dožití u žen nad 80 let a HDI nad 0,9 spotřebovávají zhruba 2,6 Mtoe na osobu. Statistická data ukazují, že přírůstek spotřeby energie na hlavu nad tuto hranici již dále nestimuluje růst HDI a nezvyšuje kvalitu života.

21 Grübler, A. (2004). Transitions in energy use. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 6, pp. 163–177. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00023-1, s. 167.

22 Ekvivalent milionu tun ropy.

Obr. 4: Křivka HDI v závislosti na spotřebě energie²³

V neposlední řadě energetický determinismus nedokáže vysvětlit civilizační vzestupy a pády. Ani skomírání Římské říše ani konec francouzské monarchie a ani zhroucení carského Ruska nebyly provázeny úpadkem efektivity energetické konverze či vyčerpáním zdrojů. Na druhou stranu pak ani vzestup starověkého Říma, rozšiřování muslimské či mongolské říše nebo nástup USA nejsou spojovány s novými zdroji hnací síly či s lepším využitím stávajících paliv.

Mezi během historie a využitím energie existují souvislosti. Zdroje energie a hnací síly vymezují možnosti, kterými se historie může dále ubírat, a také tempo, jakým tou kterou cestou půjde. Je zřejmé, že větší socio-ekonomická komplexita vyžaduje objemnější energetické toky, nicméně snadný přístup ke zdrojům ani vysoká spotřeba energie nezajišťují bezpečnost státu, ekonomickou prosperitu či osobní štěstí. Přístup k energiím a způsob jejich užití omezuje výběr možností lidského jednání, ale nevysvětluje zdroje lidské motivace, neobjasňuje důvody lidských rozhodnutí a nepředurčuje lidské společnosti k prosperitě ani zkáze.

23 The Watt (n.d.). HDI, Energy Consumption and CO2 Emissions. Dostupné z: <http://www.thewatt.com/node/170>

5. Ropa a zemní plyn

Následující kapitoly se věnují ropě a zemnímu plynu. Po představení stručné historie využívání ropy a organizace ropného průmyslu budou podrobněji představena specifika uhlovodíkových řetězců, tedy průzkumu, těžby, transportu a do jisté míry také využití ropy a zemního plynu.

5.1 Historie²⁴

V předindustriálním období nebyla ropa ničím výjimečným. Její využití však pochopitelně nedosahovalo dnešního rozměru – ropa sloužila například jako tmel, nepropustný nátěr na lodích nebo v lékařství. Postupně se takřka ve všech východních kulturách začalo využívat ropy pro svícení a pro vojenské účely – byla hlavním zdrojem pro tzv. řecký oheň, kterým Byzantinci ničili útočící lodě. Na Západě se přírodních ropných sifonů vyskytovalo mnohem méně, jejich užití se tedy omezilo na lékařství. Během 19. století se ve Spojených státech rozvinul trh s medicínskými produkty pocházejícími z ropy (které někteří v marketingové snaze zdůraznit její zázračné účinky přezdívali Senekův olej), nicméně za rozvojem ropného průmyslu dnešní podoby stojí nedostatek velrybího lampového oleje, jenž odstartoval poptávku po ropě.

24 Základem pro zpracování této kapitoly je text Augusta W. Giebelhause *History of Oil Industry*: Giebelhaus, A. W. (2004). History of oil industry. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 649–660. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00040-1

Box 1: Počátky ropného průmyslu v USA²⁵

Počátky ropného průmyslu sahají do poloviny 19. století. Roku 1857 sestrojil Michael Dietz lampu čistě spalující petrolej, který poprvé z uhlí a roponosné břidlice extrahoval roku 1849 Kanadán Abraham Gesner. O čtyři roky později se petrolej podařilo získat i z ropy, která se v USA v té době těžila spíše jako nežádoucí produkt těžby solanky, čímž začala éra industriální poptávky po ropě. Během následujících desetiletí byla tato poptávka tažena právě spotřebou petrolejových lamp v kombinaci s nedostatkem, nekonkurenceschopností a nepraktičností velrybího oleje, který se pro osvětlování do té doby užíval. První komerční vrt na světě se objevil v roce 1855 v Polsku. Počátek průmyslového využití ropy, jak jej známe dnes, se nicméně odehrál ve Spojených státech o několik let později. Během 50. let 19. století se několik obchodníků, bankéřů, právníků, chemiků a dalších zaobíralo myšlenkou komerčního prodeje ropy. První ropná společnost na světě, kterou posléze založili, nesla název Pennsylvania Rock Oil Company of New York, později došlo ke změně obsazení a jména na Seneca Oil Company of Connecticut. Zakladatelé Seneca Oil se v prosinci 1857 sešli ve městě New Haven, aby prozkoumali těžební možnosti městečka Titusville, známého četnými ropnými sifony. Ve stejném hotelu náhodou zrovna pobýval Edwin L. Drake, který byl najat, aby provedl předběžný průzkum. K této práci Drakeovi pomohla 100% sleva na železniční jízdné, kterou si vysloužil, když pracoval jako průvodčí. Po zhodnocení výsledků průzkumu byl Drakeovi udělen i úkol zahájit těžbu z oblasti Titusville. Drake využil vrtných souprav používaných při hloubení studen a zkonstruoval první ropný vrt. Během těžby, která pokračovala rychlostí zhruba 90 cm denně, Drakeovi došly peníze svěřenému společnosti. Drake potom ve vrtu utopil vlastní úspory a nakonec byl nucen si ještě půjčit. Nakonec se na něj podruhé usmálo štěstí a 27. 8. 1859 narazil jeden z Drakeových zaměstnanců, jenž zrovna ovládal vrtnou soupravu, v hloubce něco málo přesahující 21 metrů na přírodní prasklinu v nadloží, která umožnila vzestup ropy z níže položeného ložiska do vrstvy takhle blízko k povrchu. Jednoduchou pumpou vyčerpané první litry končily v přistavené vaně a Drake brzy přišel s nápadem na plnění prázdných sudů od whisky (barel – 159 litrů), kterých jeho vrt naplnil 10–40 denně.

Prvotní těžba měla poměrně divokou podobu. Velmi nízké překážky ve vstupu na trh, zdánlivě nekonečná poptávka a vysoká informovanost vedly k překotnému rozvoji těžby v Pensylvánii. Jestli pro ropné dobývání v té době bylo něco charakteristického, tak to bylo obrovské plýtvání. Zpracování vytěžené ropy v rafinačních kolonách bylo primitivní – ropa se zahřívala, dokud nedošlo k destilaci petroleje, zbytek se vylil do potoků nebo jezírek. Postupně se rozvíjející přivlastňovací právo (*right of capture*), které vycházelo z předpokladu proudění ropy v podzemních řekách, vedlo k rychlému střídání období přebytku a nedostatku. Stejně jako zvěř patřila tomu, na jehož pozemek se zaběhla, tak ropa patřila tomu, pod jehož pozemek „doputovala“. Tato logika vedla k sousedským závodům o to, kdo dokáže rychleji sestrojít vrt a ložisko zpravidla procházející pod více pozemky vyčerpat.

John D. Rockefeller, obchodník s potravinami z Clevelandu, který v roce 1863 přešel k ropnému obchodu, se zpočátku soustředil na zpracování. Postupně pomocí ne vždy čistých obchodních praktik dokázal ovládnout veškerý zpracovatelský průmysl v Clevelandu, načež jeho společnost Standard využila své pozice k získání preferenčních dohod s přepravci ropy (železnice, povozy a čluny). V té době (1878) Rockefeller vlastnil 90 % zpracovatelských kapacit Spojených států. Proti monopolnímu postavení v té době již Standard Oil se zvedal větší a větší odpor menších firem a nezávislých těžářů. V roce 1911 byla Standard Oil úřady rozdělena na několik menších společností, což Rockefellerovi nijak zvlášť nevadilo, neboť měl podíly ve všech. Pozice společnosti však byla ohrožena již dříve, v souvislosti s intenzivním rozvojem produkce v Texasu. Jestliže v roce 1900 Standard Oil kontrolovala 86 % produkce, 82 %

25 Pees, S. T. (2004). First production. *Oil History*. Dostupné z <http://www.petroleumhistory.org/OilHistory/pages/drake/firstproduction.html>

zpracovatelských kapacit a 85 % prodeje petroleje a benzínu v USA, v předvečer soudního rozhodnutí o rozdělení společnosti v roce 1911 to bylo již jen 60–65 % těžby a 64 % zpracovatelských kapacit. Noví konkurenti jako například Texaco či Gulf navíc dodávali na trh 70 % topného oleje, 45 % maziv, 33 % benzínu a vosků a 25 % petroleje. Příčinou byly patrně rozsáhlé investice Standard Oil do výroby petroleje, které zpomalily schopnost společnosti přeorientovat se na rychle rostoucí poptávku po benzínu hnanou rozšířením automobilů. V roce 1908 byla celková výroba amerického automobilového průmyslu rovna 65 000 aut. Za méně než deset let poté prodávaly samotné Fordovy závody na půl milionu aut ročně. Během stejné doby celkové množství a zisky prodaného benzínu převýšily prodej a zisky z petroleje, kterému o několik let později zasadila ránu do vazů elektrifikace. Důsledky rozvoje dopravy ilustruje podíl benzínu v prodaných ropných produktech. Zatímco v roce 1920 představovaly pohonné hmoty 2,2 % spotřeby ropy, o deset let později to bylo již 42,6 %.

Nastávající výzvou ropného průmyslu bylo pokrytí poptávky tažené spotřebou v dopravě. Technologický pokrok v těžbě (představení rotačního vrtání) zvýšil vytěžitelné zásoby, nicméně nejvýznamnější průlom přišel ve zpracovatelském průmyslu. V roce 1913 přišel doktor William Burton, zaměstnanec Standard Oil Indiana, s inovovanou destilační kolonou, ve které podroboval ropu mnohem větším tlakům a vyšším teplotám. Výsledkem bylo zdvojnásobení množství získaného benzínu, který se navíc vyznačoval lepší kvalitou. Během dvou dekád vzrostl podíl ropy na americké TPES z 2,4 na 12,3 %. Základy ústupu uhlí tak byly položeny.

Způsob organizace těžby se postupem času zdál méně a méně výhodný. Americký geologický průzkum předpověděl v roce 1908 vyčerpání amerických zdrojů ropy do roku 1927 a objevovaly se další hlasy volající po efektivnější těžbě a šetrnějším zacházení s přírodními zdroji. Jako alternativa k přivlastňovacímu právu se objevila družstva. Ropná pole měla být těžena koordinovanou snahou sousedů s předem určenými podíly z výnosu. Výsledkem měl být menší počet vrtů, kontrolovaná produkce a revoluční omezení vypouštění či spalování zemního plynu, který měl být navrácen do ložiska nebo využit jinak. Adaptace některých těchto principů však trvala poměrně dlouho a větší pozornosti se jim dostalo až v souvislosti s objevením velkých ložisek ve střední oblasti USA a východním Texasu. Přebytek a nadprodukce stlačily cenu k 10 centům za barel, což si vynucovalo těžbu větších objemů, které dále srážely cenu. V této situaci byli guvernéri Texasu, Oklahomy, Kansasu, Colorada a Illinois nuceni skrze k tomuto účelu založenou Meziúčetní ropnou komisi (*Interstate Oil Compact Commission* – IOCC) vydat regulační nařízení na těžbu ropy – byly stanoveny například limity těžby odvislé od rychlosti poklesu tlaku v ložisku nebo maximální množství vrtných souprav na jednotku plochy.²⁶ Situace se stabilizovala a tato praxe poté přešla na federální úroveň, kde ji přijala Vláda národní obnovy F. D. Roosevelta.

20. a 30. léta 20. století byla také ve znamení expanze amerických firem do zahraničí motivované ne tak nedostatkem ropy z domácích ložisek, jako spíše neustálými předpověďmi o vyčerpání amerických ložisek. Prvotními cíli amerických společností bylo Mexiko a Venezuela. Na Blízkém východě, kde od roku 1914 držela prim Anglo-perská ropná společnost (pozdější BP), se v roce 1928 a 1934 podařilo získat koncese Standard Oil of New Jersey (Exxon) a Standard Oil of New York (Mobil) v Iráku. V Bahrajnu od roku 1927 působila Standard Oil of California (Chevron). Stejná společnost pronikla i do Saúdské Arábie (1933), kde v roce 1936 prodala polovinu svého podílu Texacu, a obě společnosti pak utvořily Arabsko-americkou ropnou společnost (ARAMCO). Ropa z Blízkého východu, původně pojistka proti případnému poklesu či vyčerpání domácích rezerv, si pomalu razila cestu na americký trh. V roce 1979 už importy pokrývaly polovinu americké spotřeby.

26 Raymond, M., & Leffler W. L. (2005). *Oil and Gas Production in Nontechnical Language*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books, s. 14.

Druhá světová válka přinesla dva významné posuny: napravení vztahů mezi úřady a nezávislými producenty, které byly poškozeny během zavádění různých kvót v rámci snahy o stabilizaci těžby a cen. Patriotismem živená vize společného úsilí k vítězství ve válce umožnila konsolidovat situaci k vzájemnému prospěchu. Mezinárodními důsledky války byla také identifikace Blízkého východu jako území strategicky důležitého pro Spojené státy.

Poválečné období přineslo vlnu dekolonizace, růst nacionalismu a založení Izraele také posílení arabského sebeuvědomění. Důsledky pro ropný průmysl se ukázaly v roce 1951, kdy iránský premiér Mosaddek znárodnil majetek patřící BP. Na výzvu, kterou taková situace v kombinaci s iránskou geografickou blízkostí SSSR nepochybně byla, zareagovaly Spojené státy přípravou kontrarevoluce, která v roce 1953 Mosaddeka nahradila proamerickým režimem šáha Rézy Pahláviho. V nově vzniklém produkčním konsorciu měly americké společnosti 40% podíl. Vlna znárodnění nicméně pokračovala dále, v roce 1960 vyvrcholila založením Organizace zemí vyvážejících ropu (OPEC), která měla sloužit národním vládám jako platforma představující protipól kartelu mnohonárodních ropných společností.²⁷

Ropné krize související s arabsko-izraelským konfliktem přinesly zvýšený zájem o problematiku energetiky. Otázky fungování trhu a interakce mezi vládami a ropnými společnostmi se ukázaly jako nesmírně komplikované.²⁸ Carterova administrativa, nejvíce vystavená ropným embargům, prohlásila záležitost energetické bezpečnosti za „moral equivalent of war“ a rozhodla se k řadě kroků, které měly jednak demonstrovat americké odhodlání udržovat funkční světový trh (Carterova doktrína) a jednak omezit americkou zranitelnost odvozenou od výše ropných importů (legislativa posilující rozvoj alternativních paliv, zřízení Department of Energy). Následující Reaganova administrativa se vydala opačným směrem, když minimalizovala státní zásahy a akcentovala roli domácího i světového trhu s ropou a ropnými produkty. Reagan prakticky zrušil předchozí regulaci ropného trhu, nechal světový trh utvářet domácí ceny a nakonec se pokusil i o zrušení Department of Energy. Následující tři prezidenti se soustředili na stabilní přísun dostatečného množství ropy na světové trhy. George Bush starší odvrácením irácké agrese směrem ke Kuvajtu a potenciálně i Saúdské Arábii. Bill Clinton zahájil masivní diplomatickou ofenzivu s cílem přivést středoasijské producenty ke světovým trhům. George Bush mladší navázal na Clintonovy aktivity ve Střední Asii a pomocí vojenské síly akcentoval politiku otevřených dveří v Iráku.

5.2 Původ uhlovodíků

Ropa je tekutá směs pevných, tekutých a plyných uhlovodíků. Má dvě základní charakteristiky: (1) hustota vyjádřená ve stupních API (American Petroleum Institute), které počítají hustotu ropy při 15,6 °C. Tato hustota je nepřímo úměrná hustotě vyjádřené v kg/m³. Čím větší je tedy její hodnota, tím „lehčí“ je ropa. Podle stupnice API má voda 10 °API, těžká ropa do 20 °, běžná 25–35 ° a lehká více než 35 °API. Z lehčích rop je možné získat větší množství benzínu, destilace těžké ropy přináší spíše asfalt. (2) Dle obsahu síry se ropa dělí na sladkou (do 1 hmotnostního % síry) a kyselou (až 3–4 % síry). Síra prodražuje zpracování, neboť musí být před destilací z ropy odstraněna. Rafinerie rozeznávají tři typy ropy: s malým obsahem síry (do 0,6 %), se středním obsahem síry (0,6–1,7 %) a s vysokým obsahem síry (nad 1,7 %).²⁹

27 British Petroleum, Royal Dutch/Shell, Exxon, Chevron, Mobil, Texaco a Gulf jsou kolektivně představovány pod pojmem britského novináře Anthonyho Sampsona „sedm sester“.

28 Měly by ropné společnosti mít nějakou loajalitu? Pokud ano, ke komu? I takové otázky bylo potřeba si klást potom, co ARAMCO, americká společnost, neskrývaně asistovala saúdskoarabským úřadům při embargu v roce 1973. V Angole zase Gulf Oil a americká vláda podporovaly dvě různé válčící frakce.

29 Cílek, V., & Kašík M. (2008). *Nejistý plamen*. Praha: Dokořán, s. 22.

Existují různé teorie o vzniku ropy. **Anorganické teorie** předpokládají reakci anorganických sloučenin (například karbidů kovů s vodou či rozkladem karbidu vápenatého), případně přisuzují vznik ropy sopečné činnosti (v některých lávách a sopečných plynech byly nalezeny uhlovodíky) nebo ukazují na kosmický původ ropy (atmosféra některých planet je složena z metanu a jeho homologů).³⁰

Organické teorie předpokládají vznik ropy z organismů žijících ve slaných a smíšených (brakických) vodách. Tyto organismy (mořské trávy, řasy, rostlinný a živočišný plankton) se po odumření hromadily na dně vnitrozemských moří a lagun, podléhaly hnilobě a mísily se s anorganickými látkami. Ropa z nich vzniká třemi po sobě jdoucími procesy:

1. **Diagenese:** Probíhá v mladých sedimentech v důsledku mikrobiální činnosti za normální teploty a tlaku. Skrze procesy polymerace (spojování dvou a více molekul dvojnými vazbami) a kondenzace (spojování dvou molekul v jednu za odštěpení molekuly s malou molekulovou hmotností – vody, vodíku, amoniaku apod.) docházelo ke snižování rozpustnosti ve vodě. Během desítek tisíc až milionů let došlo na dně k vytvoření vrstvy (metry až stovky metrů) **kerogenu** (vysokomolekulární organická látka nerozpustná ve vodě), jenž je v podstatě směsí obtížně rozložitelných zbytků organismů.

2. **Katagenese:** Probíhá při poklesu sedimentárních vrstev do hloubky několika kilometrů (2–5 km, 50–150 °C, 20–50 MPa), kdy dochází k další eliminaci funkčních skupin, cyklizaci acyklických struktur, aromatizaci cykloalkanických sloučenin atd. Výsledkem je přeměna kerogenu (nerozpustný v organických rozpouštědlech) na **bitumen** (rozpustný v některých organických rozpouštědlech). V konečné fázi katagenese vzniká **ropa**, tak jak ji známe.

3. **Metagenese:** Probíhá při vysokých teplotách působením magmatických a hydrotermálních vlivů, kdy dochází k další dehydrogenaci a aromatizaci organické hmoty. Kapalné uhlovodíky se přeměňují na v organických rozpouštědlech nerozpustné látky a plynné uhlovodíky, a nakonec vzniká grafit a metan a ložisko ropy zanikne (vzniká ložisko neasociovaného plynu).³¹

5.3 Průzkum³²

Průzkum kapalných uhlovodíků je obchodně zaměřená aktivita vycházející z vědních přístupů geofyziky a geologie, které dávají odpověď ne tolik na vcelku základní otázku: Kde se nacházejí ložiska ropy a plynu?, jako na rozhodující otázku: Jsou nalezená ložiska ekonomicky těžitelná?

Průzkum je nákladná investice s velkou rizikovostí. Jak moc riziková dokládá příklad soukromých bank, které navzdory populárnímu názoru, že ropa a plyn jsou jen a jen bohatství, nepůjčují peníze na průzkumné práce. Rizikovost spočívá zejména v „bud’, anebo“ povaze průzkumných vrtů. Různé screeningové práce jsou, co se nákladů týče, relativně marginální oproti konstrukci průzkumného vrtu, který může stát například 20 milionů dolarů – v případě nalezení nerentabilního ložiska je to 20 milionů dolarů ztráty. Vrt sám o sobě nemá žádnou hodnotu, nelze jej rozprodat, a zhojit tak část dluhu.

30 Blažek, J., & Rábl, V. (2006). *Základy zpracování a využití ropy*. Praha: VŠCHT, s. 9–11.

31 Tamtéž.

32 Základ pro tuto kapitolu vychází z textu Marlana W. Downeyho: Downey, M. W. (2004). Oil and Natural Gas Exploration. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 549–558. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00252-7

Prvním krokem průzkumu je vždy nápad. Nová lokalita, kde by se ložiska mohla nacházet. Tyto inovativní myšlenky vycházejí ve značné míře ze zkušenosti a ze znalosti geologických pochodů (vznik ropy) a vrstev. V zásadě se hledá taková kombinace prostupných a neprostupných hornin, která mohla umožnit průchod uhlovodíků do jednoho místa tvořeného neprostupnou horninou, odkud tudíž tyto látky nemohly dále odcházet. Nápad je následován určením prostoru, kde se tyto uhlovodíkové pasti pravděpodobně nacházejí, a ten je potom podroben screeningu a různým typům geologického zhodnocení. K tomu je zapotřebí znát složení, povahu a způsob, jakým uhlovodíky vznikají.

V této fázi jsou dvě možnosti dalšího průběhu: (1) Jedná-li se o státní či jinou autoritou vytyčené nové území k pronájmu a těžbě, jsou získané informace zveřejněny a ropné společnosti potom na jejich základě „draží“ těžební licenci. Čím více je uchazečů, tím větší je pravděpodobnost, že vítěz dražby vynaloží více zdrojů na pronájem, než z lokality nakonec dostane v podobě zisku. (2) Je-li již předchozí průzkumná fáze v rukou jediné společnosti, je hrozba tohoto „prokletí vítězů“ (*winner's curse*) mnohem menší. Velké ropné společnosti proto počátečním fázím průzkumu (hledání lokalit a sběr geologických dat) věnují velkou pozornost a alokují zde značné množství peněz.³³ Zřídka se stane, že již nějakou dobu volně přístupná data někdo interpretuje zcela novým způsobem a dostatečně přesvědčivě na to, aby byly provedeny průzkumné vrtly. Tyto vizionářské okamžiky mohou mít dobré šance na úspěch, neboť přicházejí-li s novými postupy, je pravděpodobné, že je bude možné využít i v jiných lokalitách.

Průzkumné aktivity lze rozdělit do dvou navazujících procesů – regionálního, kdy se hledají místa na Zemi, které mají vhodné předpoklady pro přítomnost uhlovodíků, a hodnocení naleziště, při němž se analyzuje vhodný způsob, jakým rozložit těžbu v daném regionu.

Regionální průzkum

Základními otázkami, jimž tato fáze průzkumu čelí, jsou: Kde se nacházejí geologické vrstvy bohaté na organické sedimenty? Jaké jsou jejich charakteristiky? V jakých oblastech byly podrobeny dostatečnému tlaku a teplotě ke vzniku kapalných uhlovodíků? V jaké době došlo k jejich pohřbení jinou horninou? Jaké pasti mohla okolní hornina vytvořit k umožnění migrace a akumulace?

Tyto otázky naznačují, že ke vzniku a udržení ložiska je potřeba souhry mnoha okolností. O výsledku je v konečné fázi regionálního průzkumu možné se přesvědčit pouze vyvrtáním průzkumných vrtů, z nichž v případě úspěchu geologové a geochemici odhadnou kapacitu ložiska. Porovnání s typem a množstvím uhlovodíků v dalších ložiskách v okolí pomůže učinit rozhodnutí, zda přikročit k další fázi průzkumu.

Zhodnocení naleziště

Naleziště je dáno pastí, která drží uhlovodíky pohromadě. Základními typy pastí jsou pasti strukturální a stratigrafické. Při hodnocení statických pastí je potřeba mít na paměti základní principy rozložení kapalin dle hustoty. Uhlovodíky se nacházejí obvykle v hloubce 0,6–2,4 km pod povrchem. V porézní vrstvě horniny uhlovodíky migrují třeba i několik stovek kilometrů, vždy z místa s vyšším tlakem do míst s nižším tlakem, případně směrem k povrchu. Dojde-li v čase ke zvlnění nepropustné horniny nad porézní horninou obsahující uhlovodíky, dochází k jejich akumulaci. Tak jako se do prostoru synklinály (nejnižší bod prohnutí tvaru písmene „U“) na povrchu sbíhá voda do podoby jezer (má větší hustotu než vzduch, a je proto „držena“ na nejnižším bodě povrchu), do prostoru antiklinály (nejvyšší bod prohnutí tvaru obráceného písmene „U“) jsou z nižší porézní vrstvy vytlačovány uhlovodíky. Vzhledem k rozdílným

33 V březnu 2011 například americký Exxon Mobil schválil investiční plán na 34–37 miliard USD ročně po dobu příštích čtyř let na rozvoj nových ložisek. Strouhal, J. (2011, 10. březen). Exxon Mobil schválil investiční plán. Do nalezišť vloží 100 milionů dolarů denně. *IHNED.cz*. Dostupné z <http://ihned.cz/>

hustotám je ložisko zpravidla diferencováno s plynem v nejvyšší vrstvě, hydráty a ropou ve vrstvě prostřední a podzemní vodou nejnižší. Mezi další geologické pasti patří různé zlomy nebo solné kopule.

Stratigrafické pasti vznikají přeměnou porózní horniny na horninu nepropustnou. Proběhne-li tato přeměna ve směru shora dolů, může docházet k zachycování uhlovodíků. Nalézt a správně identifikovat rozsah těchto pastí je náročnější než v případě pastí strukturálních.

5.3.1 Průzkumné techniky

Geofyzikální techniky

Seismický průzkum je základním nástrojem odhalování akumulací v nalezištích. Spočívá v analýze odrazů akustických vln od jednotlivých vrstev horniny. Tento průzkum odhalí strukturální formu, mocnost a další základní charakteristiky vrstev. Zpočátku využívané dvojrozměrné zobrazovací metody postupně vystřídaly finančně náročnější, ale přesnější 3D zobrazovací metody. Stále jsou nicméně oblasti, kde je výhodnější využít levnějšího 2D zobrazování. V průběhu průzkumu a těžby je možné využít i tzv. 4D zobrazování spočívajícího v opakovaném 3D snímkování a porovnání rozdílů ve výsledcích. Obzvláště cennou službu tato technika nabízí pro odhad vytěžení ložiska a s tím související strategii jeho dalšího rozvoje. Seismický průzkum je od konce 60. let 20. století za určitých okolností schopen sám o sobě identifikovat přítomnost uhlovodíků.

Jinými způsoby jsou gravitační a magnetické metody. Gravimetry odhalují i minimální změny gravitačního pole naznačující přítomnost mocných sedimentárních vrstev. Lze je použít také k identifikaci větších solných formací. Výhodami gravimetrů jsou jednoduchost a minimální náklady. Magnetometry mohou odhalit hloubku vyvřelého podloží, případně také různé anomálie ve struktuře vrstev způsobené tektonickou činností.

Povrchové geochemické techniky

Povrchový průzkum spočívá v předpokladu, že v některých případech může část uhlovodíků z ložiska dorazit až k zemskému povrchu. Na takovém místě potom dochází k výrazným projevům jako vzniku térových jezer, případně „věčných ohňů“, jakým je například Chiméra v Turecku.

Geologické techniky

Tyto techniky prošly za poslední půlstoletí dramatickým vývojem. Od hledání stop uhlovodíků v povrchových horninách přes analýzu horniny z hlubších vrtů kombinovanou se screeningem svrchní vrstvy se dnes dostáváme k multidisciplinární aktivitě spojující původní aktivity s organickou geochemií, geofyzikou, fyzikou uhlovodíků a ekonomii. Geologické metody se tak posunují od poznatků o místech, kde uhlovodíky jistě nejsou, k místům, kde by být měly.

Pokusné vrty

Finální metoda průzkumu – průzkumné vrty – je vyhrazena pouze nejvíce nadějným lokalitám, neboť se jedná o nejdražší část průzkumu. Průzkumné vrty mohou mít menší rozměry a mohou být uskutečněny i finančně méně náročnou nárazovou metodou. Ekonomická logika nicméně upřednostňuje velká ložiska, která se dnes již nacházejí v hůře dostupných lokalitách či ve větších hloubkách pod mořem. Technické provedení vrtu v hlubokých vodách (cca 0,3–4 km) je ekonomicky velice náročné. Konstrukce adekvátní vrtné plošiny může přijít na více než 500 milionů dolarů. Denní provozní náklady potom snadno dosáhnou i 250 tisíc dolarů denně. V konečném součtu tak některé hlubokomořské vrty přesáhnou náklady 100 milionů dolarů.

Nesprávné vyhodnocení rizik je nejčastější příčinou selhání průzkumného portfolia. Portfolio se skládá z více projektů s různými náklady na průzkumné vrty, různými vyhlídkami na úspěch a různými zisky v případě úspěchu. Průměrná pravděpodobnost úspěchu průzkumného vrtu je 25 %. Tuto čtvrtinu je potřeba dále rozdělit podle toho, jaký objem ložiska je považován za ekonomicky těžitelný.

Dalším neopomenutelným rizikem těžby je spolupráce s místními vládami. Mimo domovské státy jsou ropné společnosti často nuceny ke kontraktům jednostranně nahrávajícím místním vládám. Pravidla kontraktů jsou nezdědka měněna během procesu rozvoje ložiska, přičemž krajním řešením bývá znárodnění.

5.3.2 Výsledky: hodnocení efektivity průzkumu

Obnova rezerv je jedním z nejdůležitějších ukazatelů konkurenceschopnosti velkých ropných společností. Pokud například společnost dodává do rafinerií 500 milionů barelů ročně, měla by pomocí investic do průzkumu přidat alespoň stejné množství k rezervám, které vlastní, jinak bude cena jejích akcií v ohrožení. Podíl nových a vytěžených zásob se nazývá **poměr obnovy rezerv**.

Jedním z obvyklých způsobů jak hodnotit efektivitu průzkumu je poměr vynaložených nákladů na jednotku objevených rezerv považovaných za těžitelné. Tyto informace sbírá americká Securities and Exchange Commission (SEC) pro všechny společnosti, jejichž akcie jsou v USA veřejně obchodovatelné. Zmíněný poměr však může být velice zavádějící, neboť je třeba odlišit od rezerv skutečně nalezených a rezerv hodnocených jako ekonomicky těžitelné („bookování“ rezerv). Bookované rezervy totiž mohou vycházet z rezerv objevených již v minulosti za náklady, které se do celkové částky daného roku nepočítají. Stejně tak objevené rezervy mohou být hodnoceny jako těžitelné až například s rozvojem technologie v nadcházejících letech. Uhlovodíky objevené vrty nacházejícími se do dvou mil od existujících produkčních vrtů jsou přidány do ověřených rezerv existujícího ložiska, nad dvě míle se považují za ložiska samostatná.³⁴

Jinou metodou hodnocení průzkumu je tzv. „zlatý standard“, kdy jsou srovnávány odhady výtěžnosti polí před provedením průzkumných vrtů a skutečná výtěžnost po zhodnocení výsledků průzkumných vrtů. Dále je možné hodnotit úspěchy ropné společnosti pomocí indikátoru průměrných nákladů na jeden objevený a vytěžený barel (případně m³ plynu). Společnosti dlouhodobě dosahující nízkých hodnot mají před ostatními výhodu.

V neposlední řadě je třeba zmínit i přesnost odhadů velikosti již identifikovaných ložisek. Tato data mají podstatné důsledky pro hodnocení ekonomiky ložiska i pro těžební postup – uvádí se, že ročně nelze vytěžit více než 10–15 % objemu ložiska, aniž by hrozilo jeho poškození vlivem ztráty tlaku.³⁵ Odhady se zpravidla činí na poměrně opatrné bázi. Průměrné ropné ložisko během těžby leckdy překoná původní průzkumné odhady i třikrát. U zemního plynu bývají odhady přesnější, vytěžitelný objem přesahuje odhady jen o 15–20 %. Tento převis je způsoben velkým tlakem na přesnost, nebo lépe konzervativností odhadů, neboť odhady musí ospravedlnit náklady. Na ložisko o objemu 100 milionu barelů je zapotřebí investice 200–800 milionů dolarů. Odhady jsou proto stanovovány tak, aby byly minimálně z 95 % přesné, přičemž nepřesnost na druhou stranu (menší odhad, větší objem) nevádí.

34 Attanasi, E., & Freeman, P. (2004). Oil and natural gas: Economics of exploration. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 535–547. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00253-9, s. 536.

35 Tamtéž.

Výsledkem průzkumu jsou informace o uhlovodíkových rezervách. Rezervy se dělí na ověřené, pravděpodobné a možné (*proven, probable, possible* – 3P). Ověřené zásoby, jejichž množství musí být minimálně 90 % velikosti odhadu, jsou (a) těžené, tedy ty, které budou vytěženy z existujících vrtů, nebo (b) netěžené, tedy ty, které budou vytěženy z nových vrtů, upravených vrtů, pomocí nových technologií apod. Pomocí indexu 1P, tedy pouze množství ověřených zásob, se uvádí velikost rezerv ve Spojených státech. Pravděpodobné rezervy by po vytěžení měly dosáhnout alespoň 50 % odhadu. Pomocí 2P rezerv, tedy ověřených plus pravděpodobných, udávají objem rezerv ostatní země. Možné rezervy reprezentují 10% pravděpodobnost na dosažení hodnot odhadů.

5.4 Těžba³⁶

I když se těžební postupy pro různé účely rozvíjely již od počátku využívání nástrojů člověkem, prvním komerčním vrtem cíleným na ropu byl vrt Edwina Drakea z roku 1859, tedy 45 let po objevení ropy v USA. Vrt dosahoval hloubky zhruba 20 metrů a jeho výtěžnost byla mezi 20 a 30 barely denně. I když rotační vrtání bylo známo již v 19. století, do 20. let 20. století dominovala nárazová technika vrtání. Zlom přišel v roce 1901, kdy kapitán Anthony F. Lucas v texaské lokalitě Spindletop dosáhl rotační technikou hloubky cca 330 metrů a denní výtěžnosti 75–80 tbd. Dnešní techniky umožňují dosažení hloubky až 12 km.

5.4.1 Techniky vrtání

Nárazová technika využívá jednoduchého mechanismu, kdy průnik horninou zajišťuje těžké dláto zavěšené na laně nebo tyčích, které se nechá opakovaně dopadat na dno vrtu. Dláto má většinou kruhový tvar a je po celé délce duté, tudíž dovnitř nabírá rozrušenou horninu smíchanou s vodou. Když dláto dosáhne hloubky adekvátní svojí délce, je třeba nabranou směs vypustit do připravené jímky. Kinetická energie padajícího dláta se využívá i při umísťování bednění, kdy je na bednicí trubku nasazen kryt, na který se dláto nechá dopadat, a trubka je tak zatloukána do země podél vrtu; případně se dláto částečně pohybuje uvnitř trubky, ale na jeho kraj je umístěn kovový límec, který přesahuje průměr trubky a předává jí energii dopadu. Výhodami nárazové techniky jsou jednoduchost použitých mechanismů, nízké operační náklady, minimální časové a finanční náklady spojené s údržbou, nízké nároky na výkon poháněcí soustavy a nízká rizika spojená s opotřebením soustavy. Typicky se tak nárazové vrtání využívá na mělké vrty spíše menšího rozsahu skrze snáze prostupnou horninu, například při vrtání vodních studní či v rámci geologických průzkumů.

Rotační technika vrtání využívá v nejobecnější podobě tří prvků: (1) síly, tlačící na vrták ve směru průniku horninou, (2) rotačního pohybu vrtáku, (3) cirkulace vrtné kapaliny mezi povrchem a dnem vrtu skrze vrtnou kolonu a anulus.

1. Síla

Při vertikálním vrtání je síla působící na vrták zprostředkována hmotností trubek nacházejících se nad vrtákem a tvořících vrtnou kolonu. Není-li hmotnost standardních trubek dostačující pro vytvoření adekvátní síly, používají se zátěжки, které suplují potřebnou hmotnost. Dochází-li v průběhu vrtání ke stočení směru od vertikální osy až směrem k ose horizontální, umísťují se zátěжки do oblastí, kde má vrt podobu co nejbližší vertikále. Je tomu tak proto, že umístění zátěжек k vrtáku by znamenalo zvýšení hmotnosti v nakloněné části vrtu, nárůst tření mezi rotující vrtnou kolonou a horninou, a tedy i větší odpor v točivém momentu kolony.

36 Tato kapitola vychází z textů Azar, J. J. (2004). Oil and Natural Gas Drilling. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 521–534. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00253-9, s. 521–534; Blažek, J., & Rábl, V. (2006). *Základy zpracování a využití ropy*. Praha: VŠCHT, s. 12–22.

2. Rotace

Rotace vrtné hlavy je poháněna buď z povrchu za pomoci automatických zařízení, přičemž dochází k rotaci celé vrtné kolony, nebo je možné využít motoru umístěného přímo u vrtáku na dně vrtu. Motor může být poháněn elektřinou nebo turbínou, kterou otáčí shora pronikající vrtná kapalina. Síla nutná k roztočení vrtáku závisí na točitém momentu generovaném odporem vrtného materiálu a třením rotujících částí kolony o okolní horninu. U skloněných a horizontálních vrtů je pochopitelně tření vyšší, a je tedy potřeba větší síly motoru k roztočení vrtáku.

3. Cirkulace vrtné kapaliny

Vrtná kapalina je tvořena vodou, jílovitými materiály, zatěžovacími prostředky, snižovači viskozity, disperzanty, emulgačními prostředky, mazivy a inhibitory koroze. Viskozita vrtné kapaliny se při namáhání snižuje. Při vrtání kapalina vynáší vyvrtanou horninu, hydrostatickým tlakem uzavírá vrt proti erupci, přenáší výkon na vrtací hlavu, ochlazuje vrtací hlavu a dočasně zpevňuje stěny vrtu. Směrem dolů ke dnu vrtu kapalina prochází přímo skrze vrtnou kolonu a vrtnou hlavu až na dno vrtu, odkud odnáší vyvrtaný materiál prostorem mezi kolonou a stěnou vrtu (anulus) zpět na povrch. Zde je složení směsi analyzováno a kapalina je pak filtrována a využita znovu.

5.4.2 Účel vrtání

Existují různé účely vrtání: průzkum, těžba, injektáž nebo změny existujícího vrtu. Průzkumné vrtky slouží k identifikaci a zhodnocení možného ložiska, těžební vrtky jsou hloubeny za účelem těžby z ložisek (podkategorií jsou pomocné vrtky – *infill* –, které slouží k navýšení produkce ložiska), injektážní vrtky slouží k vhánění médií na zvýšení tlaku anebo snížení viskozity v ložisku (což vede k vyšší výtěžnosti), případně mohou být užity k navrtání vytěžených prostor, do nichž se potom ukládají odpadní materiály (směs horniny a kapaliny), či které slouží jako zásobníky plynu. Změna existujícího vrtu nastává, je-li žádoucí rozšíření spodních těžebních prostor nebo vyvrtání odboček z hlavního směru vrtu.

5.4.3 Předpoklady rotačního vrtání

Základními stavebními kameny vrtání jsou pracovní síla a technika. Pracovní sílu představují důlní inženýři planující a vytvářející vrtné programy nutné k úspěšnému provedení vrtu a operatéri vrtných zařízení zodpovědní za plnění těchto programů a každodenní provoz zařízení – stavitelé věží, obsluha motoru a podobně. Co se týče technických součástí, vrtné soupravy, bez ohledu na jejich umístění, většinou tvoří následující prvky: zdroj energie, zdvihací zařízení, rotační zařízení, systém cirkulace kapaliny, pojistka proti výbuchu, systém získávání a zpracování dat.

Vrtné soupravy se primárně dělí na pozemní a námořní. Trend posledních let je maximální jednoduchost montáže a co největší mobilita obou platforem. Námořní soupravy se také s rozvojem hlubokomořské těžby málokdy pevně spojují s mořským dnem, transportovat je na různá místa je potom záležitostí adekvátní tažné lodě. Pozemní soupravy se konstruují jako stavebnice z řady snadno spojitelných a snadno transportovatelných součástí, snižujících náklady vrtání. Největší mobility dosahují tradičně průzkumné vrtné soupravy.

Zdroj energie

Zdroj energie by měl poskytnout výkon adekvátní povaze vrtu. V závislosti na hloubce a hornině se výkony motorů pohybují od několika stovek až za hranici 5 000 koňských sil. Jako palivo se většinou využívá nafta, někdy i zemního plynu, je-li to možné. Motory pohánějí systémy soupravy přímo, skrze převodníky, řemeny či řetězy, nebo nepřímo skrze agregát, který vyrábí elektřinu pro elektromotory jednotlivých systémů.

Zdvihací zařízení

Tento okruh slouží primárně ke zdvihání a spouštění nástrojů a vybavení do prostoru vrtu. Jedná se zejména o jednotlivé součásti vrtné kolony, ale i o bednění, případně měřicí přístroje. V nejobecnějších základech se zařízení skládá z navijáku, lan a soustavy kladek umožňujících operovat s těžkými prvky vrtné kolony.

Systém cirkulace kapaliny

Kapalina prochází uzavřeným okruhem tvořeným pumpami, vzduchovými kompresory, vrtnou kolonou, anulusem, povrchovým potrubím, nádržemi a filtračním zařízením. V případě námořních vrtů je třeba přidat ještě jednu vrstvu potrubí, která tekutinu odvede z ústí vrtu nad hladinu k plošině.

Rotační zařízení

Rotační okruh zahrnuje všechny prvky soupravy, které umožňují otáčení vrtné hlavy na dně vrtu. Po dlouhou dobu se využíval systém složený z otočné desky s otvorem specifického tvaru (n-úhelník), jímž procházela kovová tyč s adekvátním profilem (tvaru kolmého průřezu), jež byla upevněna na vrchol vrtné kolony. Otáčení desky se skrze tyč přenášelo na kolonu. V současné době jsou na vzestupu *top drive* motory umístěné na zdvihacím zařízení, umožňující otáčení i během vytahování kolony. *Top drive* motory nevyužívají otočné desky a profilované tyče.

Pojistka proti výbuchu (*blow out preventer* – BOP)

BOP jsou konstruovány jako neselhávající (*fail safe*) zařízení. Jejich účelem je kontrola kapalin a plynů pod vysokým tlakem nacházejících se v kapsách, jimiž vrt prostupuje, během vrtání, výměny částí kolony a cementování vrtu. BOP musí být schopen uzavřít vrt na povrchu, bezpečně odebrat nežádoucí látku z prostoru vrtu, umožnit výměnu původní vrtné kapaliny za kapalinu s větší hustotou zabráňující dalšímu vstupu externí látky, pohyb trubek dovnitř a ven i po čas, kdy je ve vrtu větší tlak. BOP se skládá z několika pojistek za sebou: prstencové pojistky, skládající se z kruhové, oceli tvrzené gumy, která je v případě potřeby stlačena tak, že uzavře anulární prostor; a pístových pojistek: *pipe rams*, kde k sobě písty stlačují dvě kovové desky s vyříznutým půlkruhovým otvorem tak, aby utěsnily prostor okolo vrtné trubky (anulus); *shear rams* v podobě dvou k sobě tlačících kovových ploch s ostrými okraji, které v případě potřeby přeříznou trubku na dvě části a prostor pod řezem oddělí od prostoru nad ním. *Blind rams* fungují stejně, nicméně nejsou vybaveny ostrými kraji – jejich aktivace je možná jen tehdy, nenachází-li se mezi nimi trubka.

Systém získávání a zpracování dat

Informační soustava se skládá z povrchových i hlubinných přístrojů sloužících k měření, analýze, zobrazení a nahrávání dat týkajících se všech aspektů těžby. Základními ukazateli průběhu vrtání jsou rychlost postupu (*rate of penetration* – ROP) vrtáku horninou, odpor prostředí při rotaci, zátěž na zdvihacím zařízení, hloubka, tlak v pumpách, rychlost proudění a frekvence pumpování, tlak na vrták (*weight on bit* – WOB), rychlost otáčení, rychlost zvedání, vlastnosti navrátivší se směsi kapaliny a horniny a informace o prostředí na dně vrtu – tlaku a teplotě. Získaná data umožňují operátorům soupravy pružně reagovat na jakoukoliv změnu potenciálně ohrožující chod vrtu.

Hydraulické systémy a vrtná kapalina

Výběr vhodné vrtné kapaliny je veden ekonomickými motivy a závisí na celé řadě faktorů. Jedná se například o účel vrtu, složení podloží, povahu bednění, korozi, charakter soupravy, důsledky pro životní prostředí a množství a složení dostupné vody. Vrtaná kapalina může mít charakter plynu, tekutiny, případně tekutiny obsahující plynové molekuly. Kapaliny mohou mít vodní základ (od čisté sladké či mořské vody až po směsi) nebo olejový základ. Tekutiny s příměsí plynů obvykle využívají dusíku.

Nejdůležitějšími vlastnostmi vrtné kapaliny jsou hustota, viskozita, ztrátovost (poměr kapaliny usazené v okolní hornině), chemické složení a množství obsažených pevných látek. Obecně jsou upřednostňovány kapaliny s nízkou hustotou a viskozitou a nízkým obsahem pevných látek. K úpravě vlastností vrtné kapaliny během vrtání, vyžádá-li si to situace, se využívají příměsi. Ke zvýšení viskozity polymery, ke snížení fosfáty, ke zvýšení hustoty oxidy železa, ke snížení hustoty olejové emulze a podle situace další aditiva (k redukci koroze, pěnění, úpravě pH).

Povaha a účel vrtné kapaliny již byly naznačeny. Mezi klíčové úkoly, které kapalina provádí, patří čištění, blokace vstupu vnějších látek, stabilizace stěn vrtu, chlazení a mazání a mediace informací o složení horniny.

Čištění

Čištění probíhá na několika úrovních. Pro rychlost postupu (ROP) – a tím i ekonomičnost vrtu je klíčové kontinuální čištění dna vrtu, aby štěpiny horniny neblokovaly prostor mezi vrtákem a podložím. Kromě snížené efektivity vrtáku by rozmělněné částice horniny splynuly s vrtnou kapalinou a jejich oddělení na povrchu by bylo obtížnější a finančně náročnější. Stejně tak je třeba čistit vnější plochy vrtáku, aby nedocházelo k zanášení, a ze stejných důvodů věnovat pozornost i anulárnímu prostoru. Zanášení stěn vrtné kolony může vést ke zvýšenému odporu v otáčení či úplnému zablokování rotačního mechanismu, problémům při bednění a cementování.

Blokace vstupu vnějších látek

Hustota a tlak kapaliny na dně vrtu by měly přesahovat hustotu a tlak kapalin v kapsách, kterými vrt prochází. Přetlak z prostoru vrtu udrží kapaliny na místě a zabráni jejich eruptivnímu vstupu do prostoru vrtu.

Stabilizace stěn vrtu

Vrtáním se narušuje stabilita tlaků okolní horniny. Různé posuny v jednotlivých vrstvách způsobené vrtáním a tlakem kapaliny mohou ohrozit průběh vrtání zaškrcením vrtaného otvoru, roztržením nebo zhroucením stěny vrtu, což ohrožuje fungování otáčecího mechanismu a správnou cirkulaci kapaliny.

Chlazení a mazání

Během vrtání dochází k intenzivnímu tření mezi vrtákem a dnem a stěnami vrtu. Není-li vzniklé teplo řádně odváděno, dochází k rychlejšímu opotřebení vrtné hlavy. K odvádění tepla slouží kapalina cirkulující skrze vrtnou hlavu. Mazání je nezbytné pouze u směrovaných vrtů.

Informace o složení horniny

Kapalina vynáší na povrch části odvrtné horniny, které jsou důležitým zdrojem informací pro optimalizaci použitých nástrojů.

Vrtáky

Základní typy vrtáků jsou vrtáky kuželové (tři skloněné kužely, jejichž osy směřují k sobě), diamantové matice nebo diamantové polykrystaly. Kuželové vrtáky se dělí dle povahy zubů na frézované (celý kužel je z jednoho materiálu) a osazené zuby z karbidu wolframu. Ložiska spojující hlavu s osami kuželů limitují životnost vrtáku. Kuželové vrtáky pracují tak, že měkkou horninu odškrabují a tvrdou horninu drtí. Naproti tomu diamantové vrtáky tak, že polykrystaly horninu brousí, zatímco matice odkrajují. Tyto vrtáky vyžadují oproti těm kuželovým nižší svrchní tlak (WOB) a vyšší rychlost otáčení. Hydraulické parametry se neliší.

Vrtná kolona

Kolona je soustavou klouby spojených, cca 10 m lehkých nebo těžkých trubek, případně široko-průměrových zátěžových trubek. Hlavní funkce kolony jsou: přenášení svrchního tlaku na vrták, v případě nevyužití spuštěného motoru přenášení točivého momentu na vrtnou hlavu a vedení vrtné kapaliny. Kolona musí být schopna odolat tlaku, tahu i skrutu. BHA (*bottom hole assembly*) se kromě vrtáku skládá ze zařízení kontrolujících směr, zátěží a případně některých měřicích zařízení.

Horizontální a multilaterální vrty

Horizontální vrty jsou odkloněné od vertikální osy v úhlu 85–95°. Multilaterální vrty jsou v podstatě odbočky od hlavní vrtné osy. V případě horizontálního vrtání se tedy jedná o jeden stočený vrt, v případě multilaterálního vrtání o více vrtů se společným ústím. Obě varianty se pochopitelně dají skloubit. Výhodami těchto postupů jsou lepší vyčísitelnost některých ložisek, redukce množství využitého zařízení, větší efektivita hydraulického frakování, možnost určení optimálního průběhu vrtu horninou. Horizontální a multilaterální vrty se provádějí zejména u rezervuárů, které jsou: přirozeně rozrušené, málo propustné, tenké, ekonomicky obtížně těžitelné nebo obsahují uhelný metan.

Horizontální vrty se skládají ze tří stupňů: (1) Vertikální vrt z povrchu do určené hloubky (startovní hloubka – *kickoff depth*). (2) Odchýlená část vrtu začínající ve startovní hloubce a končící vstupem do ložiska pod úhlem zhruba 90°. Tato část může probíhat jedním z následujících způsobů: (a) jednoduchá křivka, kdy je celou dobu držena linie zatačky a druhá fáze vrtu je tak přesným obloukem, (b) komplexní křivka, kdy se při stáčení od vertikály mění poloměr oblouku, (c) jednoduchá tangenta, kdy je dosaženo určitého odklonu, poté se pokračuje po přímce a pak se vrt opět stočí pod stejným poloměrem oblouku, a (d) komplexní tangenta, která se od jednoduché liší tím, že poloměry oblouků jsou odlišné. Posledním stupněm horizontálního vrtání (3) je potom horizontální průnik ložiskem.

Vrty s velkým sklonem a s rozšířeným dosahem (*high-angle / extended reach drilling* – HA/ERD)

Jako vrty s velkým sklonem se označují ty vrty, kde je odklon od vertikální osy nejméně 63°. Vrty s rozšířeným dosahem jsou potom ty, kde horizontální dosah vrtu přesahuje jeho hloubku alespoň dvakrát. K roku 2004 byl rekord vrtu s rozšířeným dosahem 10 km horizontální odchylky na necelých 1,7 km hloubky.

HA/ERD vrty umožňují těžbu z ložisek, která by jinak nebyla ekonomicky možná. Tento přístup také významně šetří životní prostředí, neboť redukuje množství vertikálních vrtů, a tím i vrtných konstrukcí. Největší výzvy, kterým HA/ERD čelí, je větší točivý odpor daný působením gravitace na horizontálně umístěnou část kolony (výsledkem je tření) a nároky na hydrauliku vrtné kapaliny dané složitostí čištění horizontálních vrtů.

5.5 Transport

Základními prvky transportu uhlovodíků jsou tankery pro námořní přepravu a potrubí pro přepravu po souši, případně pro překlenutí omezených vzdáleností přes vodní plochy (ke konci roku 2011 se jedná o vzdálenosti do zhruba 1 200 km). V případě ropy se dnes pomocí tankerů transportuje přes polovinu obchodované ropy, u zemního plynu je to ve formě LNG zhruba třetina. Zbytek mezinárodního obchodu s ropou a plynem připadá na potrubní přepravu.

5.6 Transport ropy a zemního plynu

5.6.1 Námořní přeprava

5.6.1.1 Ropa a ropné tankery³⁷

První dva prototypy plachetnicových lodí určených pro transport ropy ve vlastních nádobách (tzn. v barelech) byly vybudovány v roce 1863 na řece Tyne ve Velké Británii. V roce 1873 je následoval první říční tanker poháněný parou, *Vaderland*. Ale prvním komerčně úspěšným oceánským tankerem byl *Zoroaster* v roce 1877, který ve Švédsku navrhl a zkonstruoval Ludvig Nobel. Ludvig a Robert Nobelovi, bratři proslulého Alfreda Nobela, tehdy vlastnili velkou ropnou těžařskou společnost Branobel (Brothers Nobel), která působila v Kaspickém moři. Tanker o délce 56 metrů a tonáži 250 DWT, na kterém byl poprvé využit trup lodi jako nádrž pro ropu, sloužil k dopravě ropy z ázerbájdžánského poloostrova Abšeron poblíž Baku do ruské Astrachaně.

Průměrná tonáž tankerových lodí se v průběhu 20. století vyvíjela přímo raketově. Až do 40. let byla průměrná tonáž tankerů 12 500 DWT, v 50. letech začala překonávat hranici 20 000 DWT. V roce 1956 (a následně v roce 1967) způsobilo uzavření Suezského průplavu kladení mnohem většího důrazu na úspory z rozsahu a na stavbu podstatně objemnějších lodí. V roce 1966 začal operovat první tanker třídy VLCC o tonáži 206 000 DWT, nazvaný *Idemitsu Maru*. Průměrná tonáž tankerů dále vzrostla na 80 000 DWT v 60. letech. Od 70. let se začaly VLCC tankery objevovat stále častěji a začaly se konstruovat i první tankery třídy ULCC, jejichž tonáž dosáhla až 350 000 DWT. Vrcholem růstu tonáže tankerů byl rok 1981, kdy začal operovat tanker *Sea Wise Giant* (564 650 DWT), jehož proporce již ovšem spíše přesahovaly hranice provozuschopnosti na většině transportních tras.

5.6.1.1.1 Konstrukce a klasifikace

Topografie námořních tras je jedním z rozhodujících faktorů ovlivňujících rozměry, a tedy i kapacitu tankeru. Třídy tankerů se rozlišují (dle klasifikace Flexible Market Scale) podle toho, kterou úžinou je tanker ještě schopen projet. Tankery třídy *Panamax* jsou ještě schopny proplout Panamským průplavem, *Suezmax* se vtěsnají do Suezského průplavu (po rekonstrukci průplavu v roce 2010 už Suez pojme i tankery vyšší třídy, o tonáži až do 240 000 DWT). Tankery třídy ULCC jsou však tak velké a kvůli svému ponoru vyžadují takovou hloubku námořních cest, že většinou uzlových bodů námořní dopravy nejsou schopny proplout (do jisté míry to lze říci i o třídě VLCC). Tankery o těchto třídách tak musejí plout po delších trasách (náklady na dopravu se vlastníci nákladu snaží zmírnit právě úsporami z rozsahu) nebo po v podstatě vnitroregionálních trasách, mimo uzlové body námořní dopravy. Příkladem první varianty je transport ropy z Perského zálivu kolem mysu Dobré naděje do terminálu LOOP v USA, příkladem druhé varianty může být doprava ropy z Venezuely do stejného cíle.

37 Autorem kapitoly je Tomáš Vlček.

Tab. 2: Klasifikace tankerů dle Average Freight Rate Assessment (AFRA)³⁸

Třída	DWT tonáž
General Purpose Tanker	5 000–24 999
Medium Range (MR)	25 000–44 999
Large Range 1 (LR 1)	45 000–79 999
Large Range 2 (LR 2)	80 000–120 000
VLCC	120 000–319 999
ULCC	320 000–549 999

Tab. 3: Klasifikace tankerů dle Flexible Market Scale³⁹

Třída	DWT tonáž	Popis
Product Tanker	10 000–60 000	někdy označované jako třída Handysize
Panamax	60 000–80 000	tankery schopné ještě proplout Panamským průplavem
Aframax	80 000–120 000	nejobvyklejší druh tankerů běžně používaných ve vnitroregionální dopravě, jde o největší tanker dle starší Average Freight Rate Assessment klasifikace
Suezmax	120 000–200 000	původně tankery schopné ještě proplout Suezským průplavem ⁴⁰
VLCC	200 000–315 000	tzv. Very Large Crude Carriers
ULCC	320 000–550 000	tzv. Ultra Large Crude Carriers

Vedle ekonomických faktorů ovlivňujících konstrukční provedení tankeru nabírají v posledních dekáдах na důležitosti i faktory ekologické. Mezi nejvýznamnější regulační normy s mezinárodněprávním dopadem patří zejména konvence MARPOL (*The International Convention for the Prevention of Pollution by Ships*) z roku 1973, doplněná dodatky z let 1978 a 1992; a americký *Oil Pollution Act* z roku 1990 reagující na nehodu tankeru *Exxon Valdez* z března roku 1989. Tyto normy postupně zakázaly využívání nádrže pro balastní účely,⁴¹ transport ropy v čelní, nejvíce zranitelné části tankeru, zavedly zvláštní balastní sektory v trupu lodi, v nichž se nesmí přepravovat ropa, a dvojité trupy tankerů (u jednoduchých je totiž vnější trup zároveň i vnitřní stěnou nádrže). Kolizi tankeru s dvojitým trupem s pevninou (například najetím

38 Parker, A. (2009). *How Oil Tankers Work*. Dostupné z <http://science.howstuffworks.com/transport/engines-equipment/oil-tanker.htm/printable>; The Robert S. Strauss Center for International Security and Law. (2008). *Types of Tankers*. Dostupné z <http://hormuz.robertstrausscenter.org/types>; Organization of Petroleum Exporting Countries. (2010). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2009*. Vienna: OPEC Secretariat. Dostupné z http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2009.pdf

39 Cole, Bernard D. (2008). *Sea Lanes and Pipelines – Energy Security in Asia*. Westport: Praeger Security International, s. 76; Eyres, D. J., Rawson, K. J., & Tupper, E. C. (2008). Marine vehicle types. In: A. F. Molland (Ed.), *The Maritime Engineering Reference Book: A Guide to Ship Design, Construction and Operation* (pp. 44–74). Oxford: Elsevier Ltd., s. 51–55.

40 Původně šlo o třídu, která byla ještě schopna proplout Suezským průplavem. Od rekonstrukce v roce 1980 a následně v roce 2001 byl průplav 140–303 metrů široký a dosahoval hloubky 18,9 metrů. V roce 2010 byl dokončen devítiletý projekt, jehož cílem bylo rozšířit průplav. Ten dnes dosahuje šířky až 313 metrů a hloubky 24 metrů. Projekt stál 441 milionů USD a byl plně financován egyptskou vládou. Dnes jím mohou proplouvat lodě až do tonáže 240 000 DWT. R.K. Johns & Associates, Inc. (2005). *Suez Canal Pricing Forecast 2005–2025*. Dostupné z www.pancanal.com/esp/plan/estudios/0284.pdf, s. 30.

41 Balast je voda nabíraná do nádrží lodi kvůli zvýšení stability během cesty nazpět do exportních přístavů. Do 70. let byly balastní a nákladní nádrže týmiž nádržemi, docházelo tak k vymývání zbylé ropy do vody v okolí exportních terminálů, kde byla balastní voda vypouštěna.

na mělčinu) by tak v menších rychlostech došlo jen k protržení svrchního pláště trupu, ale vnitřní plášť by poškozen nebyl a ropa by neunikla do moře. Do roku 2010 měly být veškeré tankery s jednoduchým pláštěm vyřazeny z provozu,⁴² kvůli konstrukčním limitům se však očekává splnění předpisu až po roce 2015.⁴³ Dvojitý trup však už mělo v roce 2006 68 % cisternových lodí.⁴⁴

5.6.1.1.2 Obchodování s přepravou po moři

Systém obchodování s tankery je poměrně komplikovaná záležitost. Až na drobné výjimky je standardem tankerové dopravy pronájem lodí. Vlastníkem lodě je konkrétní nezávislá přepravní firma, která lodě dále pronajímá. V roce 2009 bylo 83 % světové tankerové flotily právě v rukou nezávislých firem.⁴⁵ Firma není obvykle angažována v produkci ropy, zabývá se čistě transportem.⁴⁶

Tab. 4: Světová tankerová flotila dle vlastníků v roce 2009⁴⁷

Vlastník	Počet	Tonáž (mil. DWT)	Podíl v %	Věk (roky)
Nezávislá společnost	4 391	352,7	83	9,6
Ropná společnost	156	15,2	4	11,0
Stát	490	40,6	9	12,4
Státní ropná společnost	150	16,4	4	16,9
Celkem	5 187	424,9	100	11,5

Cena pronájmu tankerů se tvoří na základě široké škály různých aspektů. V lodním průmyslu dosud neexistuje shoda na určité formě mezinárodně uznávaných standardů, dle kterých by bylo možno klasifikovat jednotlivé položky celkové ceny za transport. Martin Stopford⁴⁸ cenu rozděluje na pět kategorií: *operační*

42 Už od 6. července 1993 byly zakázány objednávky na jakékoliv nové tankery s jednoduchým trupem.

43 Proces přechodu na dvojitě trupy u tankerů je komplikovaný a zdoluhavý. Začal už v roce 1992 a dosud nemá plný efekt. Novým impulsem pro finalizaci dohody byl incident lodi *Erika* u francouzského bretaňského pobřeží. Během nehody uniklo téměř 20 000 tun ropy. Sanační práce na pobřeží probíhaly v délce 400 kilometrů a bylo vyzvednuto přes 250 000 tun ropou nasáklého odpadu. Poměrně snadno byla po tomto incidentu vyjednána smlouva v rámci Evropského společenství, která v roce 2003 zcela zakázala vstup tankerů s jednoduchými trupy do evropských přístavů. Celosvětová dohoda ale stále ratifikována není. Řada firem toto nařízení totiž chápe jako přehnané a zbytečně nákladné. Jde o jeden z důvodů, proč mnoho států dosud neratifikovalo své členství v Mezinárodní námořní organizaci. Některé společnosti řeší tento předpis tím, že tankery s jednoduchým trupem přesunují z dopravy ropy do sektoru dopravy jiných tekutých nákladů.

44 PetroStrategies, Inc. (2009). *Oil Transportation*. Dostupné z http://www.petrostrategies.org/Learning_Center/oil_transportation.htm

45 Tři největší nezávislé firmy obchodující v tankerové dopravě dle poskytované tonáže jsou japonská *Mitsui OSK Lines, Ltd.* (108 tankerů o celkové DWT 14,1 milionů), bermudská *Frontline, Ltd.* (59 tankerů o 11,4 milionech DWT) a kanadská *Teekay Corporation*, resp. její dceřiné společnosti *Teekay Tankers Ltd.* a *Teekay Shipping Ltd.* (99 tankerů o 11,1 milionech DWT). Intertanko. (2009). *Tanker Facts 2009*. Dostupné z <http://www.intertanko.com/upload/Publication/Book%20Shop/Tanker%20facts%202009web.pdf>, s. 4.

46 Existují však výjimky. Např. saúdskoarabská společnost Saudi Aramco provozuje 28 tankerů o celkové tonáži 7,4 milionů DWT, britská společnost BP se také angažuje i v transportu ropy a vlastní flotilu 35 tankerů o celkové tonáži 3,9 milionů DWT. Intertanko. (2009). *Tanker Facts 2009*. Dostupné z <http://www.intertanko.com/upload/Publication/Book%20Shop/Tanker%20facts%202009web.pdf>, s. 4.

47 Intertanko. (2009). *Tanker Facts 2009*. Dostupné z <http://www.intertanko.com/upload/Publication/Book%20Shop/Tanker%20facts%202009web.pdf>, s. 4.

48 Stopford, M. (1997). *Maritime Economics*. London: Routledge, s. 156.

*náklady, pravidelná údržba, cestovní výdaje, kapitálové náklady a náklady na manipulaci s nákladem.*⁴⁹ *Operační náklady* pokrývají každodenní esenciální náklady na provoz lodi, včetně mezd posádky,⁵⁰ pojištění, administrace, nákladů na nákup cestovních zásob či nákladů na běžnou údržbu lodi. Jde o výdaje, které jsou v podstatě nezávislé na tom, v jakém odvětví loď obchoduje, obvykle dosahují výše 25 % celkových nákladů. *Pravidelná údržba* je období, kdy je loď v suchém doku kvůli inspekcím či zásadním opravám (obvykle každých 4–5 let). Především u starších lodí se tato kategorie nákladů může vyšplhat na vysoké částky. *Cestovními výdaji* se rozumí náklady na palivo, poplatky za kotvení v přístavech či poplatky za průplav konkrétními oblastmi.⁵¹ Cestovní výdaje se liší v podstatě na každé trase a logicky narůstají úměrně k délce plavby. *Kapitálové náklady* závisí na způsobu financování lodi. Mohou mít podobu buď volitelného podílu na hodnotě přepravovaného majetku, nebo pevně stanoveného úroku z dluhopisů, kterými byla loď financována. Kapitálové náklady jsou právě tou kategorií, na které provozovatel loď vydělává. Poslední kategorií, *náklady na manipulaci s nákladem*, se myslí cena za naložení, zakládání a vyložení nákladu v přístavech.

Z hlediska pronájmu lodi (tzv. *charter*) zadavatelem požadavku na transport (nájemcem, tzv. *charterer*) existuje celkem pět typů charteru. Tzv. *pronájem na plavbu* (*voyage charter*) nebo též *spotová plavba* (*spot charter*) je pronájem plavidla na jednosměrný transport mezi dvěma přístavy. Vlastník plavidla platí vše kromě kapitálových nákladů, cena se vypočítává na tunu přepravovaného nákladu.⁵² Spotová plavba se v minulosti domlouvala přímo s kapitány na konkrétních místech; první takové místo byla londýnská *Baltic Shipping Exchange*, otevřená v roce 1883. Dnes se spot domlouvá téměř výhradně telefonicky či dálkopisem, a to obvykle už v průběhu předchozí, dosud nedokončené, obchodní cesty. *Intervalový pronájem* (*period charter* nebo *time charter*) označuje pronájem lodi na konkrétní časový úsek, obvykle řádově měsíce až roky. S lodí stále hospodaří její vlastník, nájemce však určuje její cestu a platí kromě kapitálových také operační a cestovní výdaje (pojištění platí vlastník).⁵³ Tzv. *pronájem holé lodi* (*bareboat charter*) je pronájem kompletní lodi, avšak bez jakéhokoliv administrativního, operačního či technického personálu. Nájemce si sám zajišťuje posádku i administrativu, přičemž platí operační i cestovní výdaje, včetně pojištění. Tento typ pronájmu trvá obvykle 10 až 20 let. *Smlouva o pronájmu lodi* (*contract of affreightment* – COA) je kontraktem mezi vlastníkem lodi a nájemcem o pronájmu části nebo celého nákladního prostoru lodi pro transport na konkrétní trase po konkrétní

49 Jiná klasifikace také rozděluje do pěti kategorií: *denní operační náklady, nosná kapacita tankeru v DWT, průměrné denní mzdové náklady na člena posádky, průměrné denní materiálové náklady na člena posádky a průměrná denní spotřeba tankeru*). Talley, W. K., Agarwal, V. B., & Breakfield, J. W. (1986). Economies of density of ocean tanker ships. *Journal of Transport Economics and Policy*, 20(1), pp. 91–99, s. 93.

50 Náklady na mzdy se liší loď od lodi dle míry automatizace lodních zařízení. Automatizace je dlouhodobý technologický trend. Zatímco v 50. letech 20. století měly obchodní transportní lodě posádku 40–50 mužů, v 80. letech došlo ke snížení na průměrných 28 mužů a v dnešní době se pohybuje průměrná četnost posádky pod 20 mužů. Tankery o 200 000 DWT obvykle operují s posádkou ne větší než 24 mužů. Cole, Bernard D. (2008). *Sea Lanes and Pipelines – Energy Security in Asia*. Westport: Praeger Security International.

51 Jako příklad lze uvést poplatky za průplav Suezským průplavem, údaje pochází z února 2005. Cena za průplav je zde přepočítávána na tzv. SCNRT (*Suez Canal Net Registered Tonnage*). Hodnota se rovná zhruba polovině DWT, tedy 1 SCNRT $\approx$ 0,5 DWT. Poplatky jsou potom vyměřeny následovně: za prvních 5 000 SCNRT 10,89 USD/SCNRT; za dalších pět tisíc 6,19; za dalších 10 tisíc 5,09; za dalších 20 tisíc 3,65; za dalších 30 tisíc 3,65 a za cokoli ještě navíc 2,76. Pro ilustraci: tanker třídy Suezmax o objemu 200 tisíc DWT zaplatí za průplav Suezem průměrně 4,016 USD za 1 SCNRT, tedy 2,008 USD za 1 DWT, tedy 401 600 USD za loď. V roce 2015 mají být poplatky zvýšeny řádově o 3–5 %. Výhodou tímto způsobem, a nikoliv paušálně stanovovaných poplatků je inherentní zohlednění toho, zda loď pluje naložená, či je zrovna na balastní plavbě. R.K. Johns & Associates, Inc. (2005). *Suez Canal Pricing Forecast 2005–2025*. Dostupné z www.pancanal.com/esp/plan/estudios/0284.pdf

52 Někdy se spotová plavba rozděluje ještě na tzv. *špinavý spot* (*dirty spot*), tedy transport surové ropy a některých těžkých rafinovaných produktů typu topných olejů, a na tzv. *čistý spot* (*clean spot*), tedy přepravu rafinovaných produktů typu benzínu, nafty, kerosinu a některých olejů.

53 Zatímco v 70. letech 20. století byl intervalový pronájem nejpobulárnější a 80 % tankerů fungovalo v jeho podmínkách, od 80. let zájem poklesl o 2/3 ve prospěch spotového pronájmu, přičemž tento stav trvá dodnes.

časový úsek. Vlastník lodi platí veškeré výdaje, nájemce platí předem stanovenou cenu za dopravu nebo využití lodi, tzv. *dopravné (freight)*. Posledním typem charteru je *převodní pronájem (demise charter)*, tedy kompletní pronájem lodi nájemci, který přebírá plnou fyzickou, finanční a právní zodpovědnost za plavidlo.⁵⁴

Dle typu a množství nákladu, geografických podmínek,⁵⁵ přístavní infrastruktury, rychlosti a dalších aspektů se uzavírá tzv. dohoda o pronájmu lodi (*charter party*). Mimo jiné se v ní stanovuje místo nakládky a vykládky, veškeré poplatky, operační podmínky apod. *Charter party* je esenciální součástí veškeré námořní dopravy, nejen tankerové. Snad nejvýznamnější součástí dohody je stanovení tzv. zdržného lodi (*demurrage*). V dohodě je stanoveno, jak dlouho se předpokládá, že loď bude čekat na vykládku (ve dnech). Námořní doprava ropy je čekacími dobami před vyložením nákladu v přístavech zpomalována. Standardně se počítá s pěti dny, běžně je však toto číslo vyšší. Pokud loď čeká kratší dobu, než určuje smlouva, vlastník nákladu může vznést nárok na vrácení přeplatku za rychlejší odbavení lodi (*dispatch*). Tento nárok, na rozdíl od druhé varianty, však není příliš častý. Naopak, ve chvíli, kdy loď čeká déle, než je stanoveno v dohodě, vlastník lodě si nárokuje zdržné za každý den čekání, které se pohybuje ve výši desítek tisíc dolarů denně. Vymáhání zdržného i přes uzavření *charter party* je někdy předmětem komplikovaných sporů. *Charter* a *charter party* sjednávají makléři či zprostředkovatelé (*brokers*). Za sjednání obchodu platí vlastník lodě zprostředkovateli předem dohodnutý obnos, určený v procentech z hodnoty dopravného (obvykle mezi jedním a pěti procenty).

Za pronájem lodě se platí dopravné (*freight*) dle čtyř možných sazeb (*freight rates*): paušálně (*lump sum*), za tunu převáženého nákladu (*per ton*), za časový úsek (*time charter equivalent rate*) nebo podle tzv. *Worldscale* sazebníku. *Worldwide Tanker Normal Freight Scale* (zkr. *Worldscale*) je standardizovaným indexem, který vznikl během druhé světové války, jenž umožňuje jednotné stanovení dopravného pro námořní trasy celého světa. Americká a britská vláda sestavují každoročně index tisíců námořních tras, z nichž tvoří tzv. *flat rate* a *Worldscale multiplier*. *Flat rate* je označení pro seznam fixních sazeb pro cesty z bodu A do bodu B. Vzhledem k tomu, že trh je velmi pružný, fixní sazba je pro jeho účely nedostatečná, a proto vznikl tzv. *Worldscale multiplier*. Ten pružně reaguje na cenové fluktuace a stanovuje střední hodnotu pro každou trasu (tzv. WS100), přičemž reálně vyjednaná cena se pohybuje mezi 1 a 1 000 procent této hodnoty (tedy na škále WS1 až WS1000).⁵⁶ Aby se zamezilo fluktuacím z důvodu měnových kurzů, používá se pro platby za veškeré námořní transportní plavby americký dolar.

54 Makkar, J. S. (2005). Commercial aspects of shipping part 4: Chartering practice. *Marine Engineers Review*, 1–3. Dostupné z <http://www.ics.org.hk/doc%5CMER0502.pdf>, s. 1–3; U.S. Department of Transportation. (2008). *Glossary of Shipping Terms*. Washington, DC: Maritime Administration. Dostupné z http://www.marad.dot.gov/documents/Glossary_final.pdf; Pahwa, G. (2010). *Demise Charter, Time Charter, Time Chartering*. Dostupné z http://www.articleslash.net/Business/Customer-Service/549379_Demise-Charter-Time-Charter-Time-Chartering.html; Athanassiou, L. I. (2009). Competition in liner and tramp maritime transport services: Uniform regulation, divergent application? In A. Antapassis, & L. I. Athanassiou, & E. Røsæg (Eds.), *Competition and Regulation in Shipping and Shipping Related Industries* (pp. 70–93). Leiden: Koninklijke Brill NV; Stopford, M. (1997). *Maritime Economics*. London: Routledge, s. 156.

55 Každá loď má například na svém boku takzvanou Plimsollovu čáru (*Plimsoll line*, pojmenovaná podle Samuela Plimsolla, britského politika, který ji v 19. století zavedl), resp. značku ponoru (*draft mark*). Ta označuje maximální čáru ponoru ve vodě různé hustoty. Slanost vody není ve všech mořích stejná, ovlivňuje hustotu vody a podle toho se také lodě noří do mořské vody do různých hloubek. Značka ponoru je zanesena po obou stranách přídě i zádě lodi a rozlišuje se šest kategorií: sladká tropická voda (*tropical fresh – TF*), sladká (*fresh – F*), tropická slaná (*tropical – T*), letní (*summer – S*), zimní (*winter – W*) a severní Atlantský oceán v zimě (*winter North Atlantic – WNA*). Světový oceán je tak rozdělen na oblasti dle salinity (slanosti) moří. Podle toho, kde se loď aktuálně nachází, musí tato vždy dodržovat danou kategorii ponoru, jinak jí může být i zakázán vstup do přístavů. Množství a hmotnost nákladu proto musí být pečlivě spočítána a specifikována v dohodě o pronájmu lodi.

56 Peters, H. J. (1991). The commercial aspects of freight transport – Ocean transport: Freight rates and tariffs. *Transport*, 1991(PS-3). Dostupné z <http://siteresources.worldbank.org/INTTRANSPORT/Resources/336291-1119275973157/td-ps3.pdf>; CTI Shipbrokers. (2009). *Standardized Rate System in the Tanker Industry*. Dostupné z <http://files.irwebpage.com/reports/shipping/aNJysj6o1E/Standardized%20rate%20system%20in%20the%20tanker%20industry.pdf>

Tab. 5: Průměrné spotové dopravné dle *Worldscale* sazebníku⁵⁷
(Klasifikace tankerů dle AFRA, údaje označují hodnoty WS škály)

	GP	MR	LR1	LR2	VLCC
1999	208,2	141,7	114,2	83,8	49,3
2000	306,6	234,8	217,7	164,0	106,9
2001	241,6	209,2	175,9	133,9	74,4
2002	236,5	150,0	129,2	95,6	48,1
2003	338,2	240,3	193,3	147,7	90,0
2004	292,9	266,4	243,9	199,5	137,6
2005	404,4	294,4	232,8	174,7	100,8
2006	324,2	246,7	200,8	153,0	95,4
2007	313,2	235,6	169,3	125,2	66,2
2008	263,8	289,6	241,8	178,7	128,4
2009	114,4	125,3	95,8	67,9	45,2

Tab. 6: Dopravné surové ropy ve spotovém tankerovém transportu⁵⁸
(Náklady na transport barelu ropy na dané trase, hodnoty v USD)

	Perský záliv – Japonsko	Západní Afrika – Mexický záliv	Středozemí – severozápadní Evropa
1999	0,71	0,95	0,88
2000	1,50	2,01	1,44
2001	1,28	1,62	1,35
2002	0,80	1,12	1,53
2003	1,52	1,88	1,51
2004	2,56	2,79	1,79
2005	1,86	2,27	1,76
2006	2,31	3,05	2,15
2007	2,20	2,74	1,51
2008	3,35	4,17	3,14
2009	1,43	2,09	1,58

⁵⁷ Organization of Petroleum Exporting Countries. (2010). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2009*. Vienna: OPEC Secretariat. Dostupné z http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2009.pdf

⁵⁸ Tamtéž.

Tab. 7: Průměrné denní dopravné v pronájmu lodí typu *voyage charter*⁵⁹
(V tisících USD, kombinace klasifikačních tříd *Flexible Market Scale* a AFRA)

Třída	2007	2008	2009
VLCC	51,0	88,4	28,0
Suezmax	40,4	67,2	25,9
Aframax	35,2	49,8	16,2
LR2	25,5	44,7	18,1
MR	21,8	23,5	7,9

Celková cena za transport není stabilní. Lze říci, že ji do velké míry určují dvě proměnné: stáří lodě a pohyb cen ropy. Co se týče stáří lodě, s rostoucími léty služby rostou i náklady na pravidelnou údržbu a operační náklady. Cena za dopravu nemůže přesáhnout jistou mez (adekvátní k aktuálnímu stavu na trhu), po kterou je transportní cena pro vlastníka nákladu únosná. Celková cena transportu v souvislosti se stářím lodě klesá u 20leté lodě přibližně o 20 %, tak aby byl pronájem lodě pro zákazníka stále zajímavý. Vnitřní struktura celkové ceny se stářím lodě mění rapidně. Zatímco u nových a mladých lodí určují kapitálové náklady zhruba polovinu celkové ceny, u lodí starých 20 a více let tvoří kapitálové náklady jen zhruba 12 a méně procent. Naopak zdvojnásobí se náklady na pravidelnou údržbu a operační náklady. Pouhé dvě kategorie zůstávají po celou dobu služby lodě víceméně beze změn, a to cestovní výdaje a náklady na manipulaci s nákladem.

Snížit operační náklady lze například plavbou pod vlajkami jistých států. Tzv. *flags of convenience* (vlajka podle práva výběru), tedy termín označující obchodní praktiku registrace lodí v jiném státě, než sídlí vlastník lodě, umožňuje snížit operační náklady, vyhnout se některým regulačním opatřením a také snížit registrační náklady.⁶⁰ Největší počet lodí je tak registrován v zemích s nižšími regulačními standardy, registračními a operačními poplatky.⁶¹ Jde obvykle o země s laxními regulačními požadavky, které berou registraci lodí jako dodatečný státní příjem, proto nabízejí registrační služby i některé kontinentální státy bez přístupu k moři, např. Mongolsko. Loď zaregistrovaná pod konkrétní zemí je subjektem práva této konkrétní země, v případě námořního soudu by byla její posádka také souzena dle tohoto práva,⁶² zároveň je také de facto pod ochranou vojenského námořnictva této země. V roce 2009 registrovaly největší tankerové flotily dle *flags of convenience* země Panama, Řecko, Marshallovy ostrovy, Libérie

59 Andersen, E. M. (2010). Sharply down, but supported by floating storage. In RS Platou Shipbrokers, *The Plateau Report 2010* (pp. 14–19). Dostupné z http://www.platou.com/dnn_site/LinkClick.aspx?fileticket=75tJnRmn03M=&tabid=119, s. 14.

60 Užití jiné registrační vlajky se využívalo a využívá i pro jiné rýze praktické účely. Ve 30. letech 20. století například němečtí loďaři přecházeli k registracím svých lodí pod panamskou vlajku, aby zabránili možnému zabavení svých lodí. Ve válečných letech 1939–1941 spojenecké loďstvo využívalo s požehnáním USA registračních služeb Panamy, aby mohlo USA asistovat v boji proti Ose Berlín–Řím–Tokio, aniž by porušovalo zákony neutrality. Užití jiné registrační vlajky také může znamenat zvýšení bezpečnosti lodí. Existují doložené příklady např. během iránsko-irácké války v 80. letech 20. století, kdy vlastníci lodí registrovali svá plavidla v USA, aby byli v Perském zálivu pod ochranou amerického vojenského námořnictva. Stopford, M. (1997). *Maritime Economics*. London: Routledge, s. 432–433.

61 Náklady na registrační poplatky se mohou dle konkrétních zemí lišit až o 50 %. V operačních nákladech lze ušetřit především na nižších výdajích na posádku, registraci vlajky podle práva výběru má totiž mj. nižší standardy na mzdy a další výhody. Národní správy totiž stanovují např. úroveň výcviku námořníků, minimální počet členů posádky, platy námořníků, velikost denních jídelních přídělů a celou řadu dalších drobností. Panama např. na výcvik posádky vůbec nehledí, registraci lodí pod panamskou vlajkou tak znamená možnost podstatného ušetření peněz za posádku. Rodrigue, J.-P., Comtois, C., & Slack, B. (2006). *The Geography of Transport Systems*. London / New York: Routledge, s. 107.

62 Systém je kritizován, neboť pravým vlastníkům lodí umožňují *flags of convenience* zůstat v anonymitě, což má negativní dopad na kriminalitu v námořní dopravě (pašování, terorismus, pirátství apod.).

a Bahamy. Celková tonáž jednotlivých flotil dosahuje úrovní 20 až 42 milionů DWT.⁶³ V celkové námořní flotile obecně dominuje Panama, jak ukazuje tabulka 8. Skutečnými majiteli lodí registrovaných u tří největších poskytovatelů registrace (dle registrované flotily Panama, Libérie a Marshallovy ostrovy) jsou pak nejčastěji Japonsko, Řecko, Německo, Čína a Norsko.

Tab. 8: Deset států s největší registrovanou flotilou lodí na světě⁶⁴

Stát	Plavidla*	Tonáž**	Nárůst 2008–2009***
Panama	8065 / 8,09	273,961 / 22,98	8,47
Libérie	2306 / 2,31	125,993 / 10,57	7,21
Marshallovy ostrovy	1265 / 1,27	68,451 / 5,74	14,85
Hongkong, Čína	1371 / 1,37	64,183 / 5,38	8,40
Řecko	1498 / 1,50	63,036 / 5,29	2,69
Bahamy	1446 / 1,45	62,013 / 5,20	3,80
Singapur	2451 / 2,46	60,798 / 5,10	9,45
Malta	1532 / 1,54	50,666 / 4,25	12,05
Čína	3916 / 3,93	39,998 / 3,35	7,74
Kypr	1016 / 1,02	31,338 / 2,63	6,65
* Počet lodí / procentuální podíl na světové flotile.			
** Tonáž v milionech DWT / procentuální podíl na světové flotile.			
*** Nárůst registrované DWT tonáže mezi lety 2008 a 2009 v procentech.			

Pohyb cen ropy se odráží i v ceně transportu. Ve chvíli, kdy vzroste poptávka po ropě, vzroste zároveň i poptávka po transportu ropy. V takových situacích pak rostou i transportní náklady, neboť lodní doprava je vytížena. Podobně, poklesne-li zájem o ropu, poklesne i zájem o její transport, a tudíž i o transportní kapacity. V takovém případě výrazně klesají náklady na dopravu. V lednu 2009 dosahovalo dopravné tankerů třídy VLCC průměrné hodnoty 57 tisíc USD za den. V září stejného roku však již jen 11 tisíc dolarů denně, aby se v prosinci opět zvýšilo, avšak jen na 28 tisíc USD za den. Důvodem tohoto propadu byly důsledky finanční krize v roce 2008.⁶⁵

Na nákladech na dopravu se též mohou skokově projevit námořní nehody, pirátství, terorismus, přírodní katastrofy, plavební omezení, bezpečnostní opatření či čekací lhůty u přetížených uzlových bodů námořní dopravy (nejméně je to patrné na Bosporu). I cena primárních surovin pro výrobu tankerů ovlivňuje

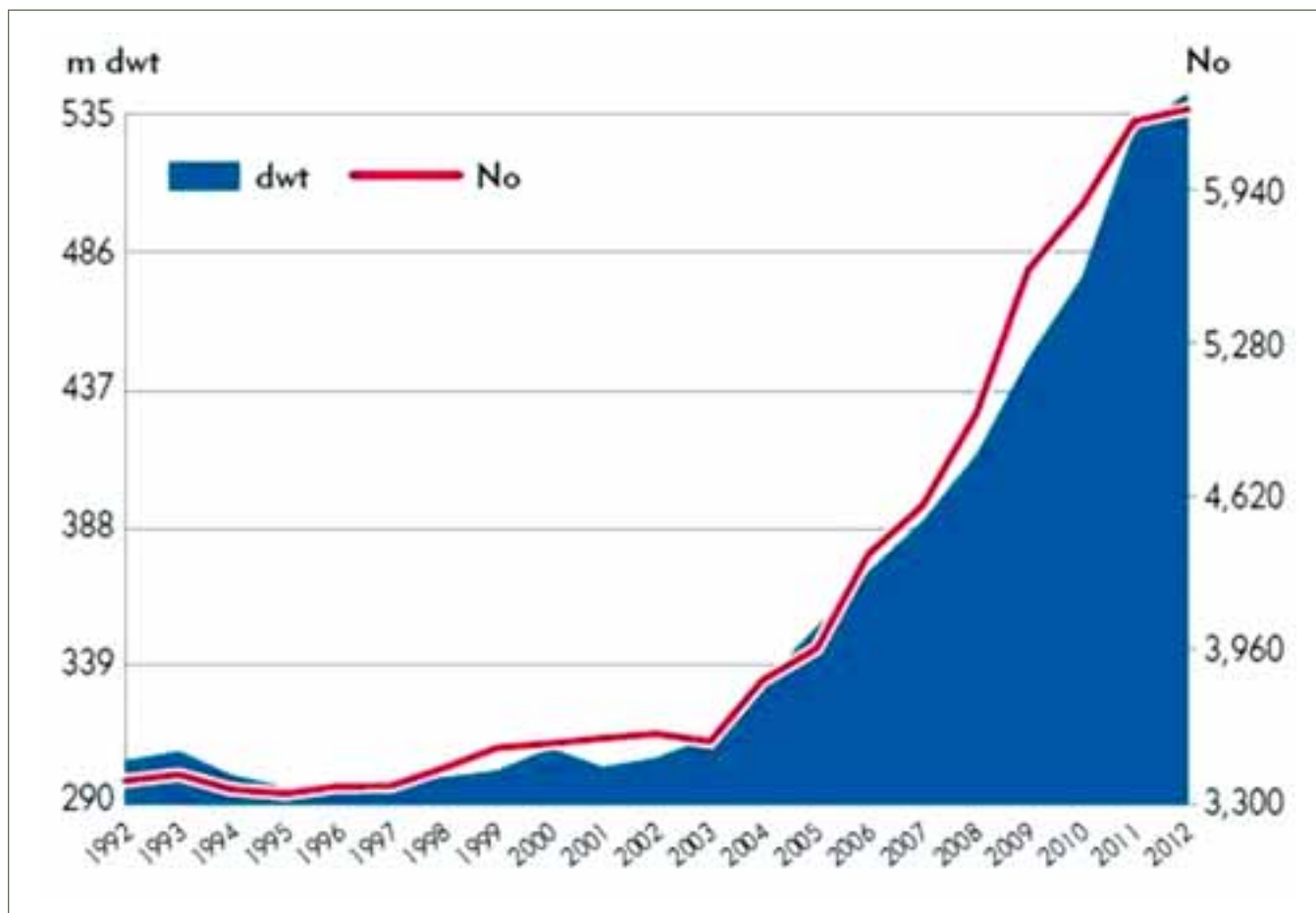
63 Rodrigue, J.-P., Comtois, C., & Slack, B. (2006). *The Geography of Transport Systems*. London / New York: Routledge, s. 106–107; Intertanko. (2009). *Tanker Facts 2009*. Dostupné z <http://www.intertanko.com/upload/Publication/Book%20Shop/Tanker%20facts%202009web.pdf>, s. 2.

64 United Nations Conference on Trade and Development. (2009). Review of maritime transport 2009. *Report by the UNCTAD Secretariat*. New York / Geneva: UN Publications. Dostupné z http://www.unctad.org/en/docs/rmt2009_en.pdf, s. 55.

65 Významný pohyb cen na trhu s přepravou ropy nicméně zdaleka není doménou pouze ekonomicky turbulentních let. Na začátku roku 2007 (tedy zhruba rok a půl před vypuknutím krize) byla cena tankerů třídy VLCC 58 900 USD/den, v březnu 81 000 USD/den, v září 51 000 USD/den, začátkem roku 2008 se cena vyhoupla na 112 000 USD/den, aby v únoru klesla na 97 000 USD/den a posléze se opět zvýšila dokonce na 182 000 USD/den v červnu 2008. United Nations Conference on Trade and Development. (2009). Review of maritime transport 2009. *Report by the UNCTAD Secretariat*. New York / Geneva: UN Publications. Dostupné z http://www.unctad.org/en/docs/rmt2009_en.pdf, s. 72.

do jisté míry náklady na dopravu. V roce 2008 stála metrická tuna oceli přes 1 000 dolarů, v roce 2009 klesla na 600 USD.⁶⁶ Dá se tedy předpokládat další nárůst v konstrukcích nových tankerů,⁶⁷ což by mohlo mít pozitivní důsledky po regeneraci globální ekonomiky.

Obr. 5: Nárůst tankerové flotily v letech 1992–2012



Jiným faktorem ovlivňujícím cenu transportu je také čas nutný k dopravení nákladu do cíle. V tuto chvíli se nehovoří přímo o rychlosti lodí, neboť ta je u většiny tankerů dosti podobná. Její hodnota se vyjadřuje v námořních uzlech (*knots* – kt), což je rychlostní veličina, definovaná jako námořní míle za hodinu, tzn. 1,852 km/h. Průměrná rychlost cisternových lodí je 14–16,5 námořních uzlů dle velikosti lodí. Přepočteno do metrického systému jde o 26 až 30,5 km/h. Modelovou vzdálenost 1 000 km tak je tanker schopen překonat přibližně za 33 až 38,5 hodin při optimálních podmínkách. Předpokládaná doba transportu se dá poměrně snadno spočítat, pokud je známa délka trasy. V tuto chvíli se plně projeví význam uzlových bodů dopravy. Na příkladu obchodní trasy mezi přístavy v Rotterdamu a v Kuvajtu lze náklady na dopravu dobře ilustrovat. V případě, že loď pluje z Kuvajtu do Rotterdamu přes Suezský průplav, délka trasy činí přibližně 6 580 námořních mil (12 190 km). Při obvyklé průměrné cestovní rychlosti 15 uzlů překoná tanker tuto vzdálenost přibližně za 18 dní. Pokud by ale byl Suezský průplav z nějakého důvodu nepřístupný a loď by

66 Bakkelund, J. (2010). Prices down 27 percent. In RS Platou Shipbrokers, *The Plateau Report 2010* (pp. 9–13). Dostupné z http://www.platou.com/dnn_site/LinkClick.aspx?fileticket=75tJnRmn03M=&tabid=119, s. 12.

67 A to i přes fakt, že po roce 2010 tankerová flotila přijde o 55 milionů DWT tonáže, neboť z aktivní služby budou vyloučeny všechny tankery s jednoduchým trupem. Je však pravděpodobné, že tyto typy tankerů nebudou sešrotovány, ale budou ještě přesunuty do vnitrostátních linek.

musela plout kolem Mysu Dobré naděje, cesta by měřila 11 480 námořních mil (21 270 km) a při stejné rychlosti lodě by trvala 32 dní. Podstatně by vzrostly operační náklady a cestovní výdaje a vzrostla by také výše kapitálových nákladů, neboť by vlastník lodi musel pokrýt ztrátu, která by vzešla za uniklé obchody kvůli prodloužení cesty o 14 dní.

Čas nutný k dopravení nákladu do cíle hraje svou roli také v oblasti úroků z ceny přepravovaného nákladu. Např. na tříměsíční cestě s nákladem v hodnotě 100 000 USD se při roční úrokové sazbě 10 % vyšplhají skladovací náklady na 2 500 USD. Pokud by se délka cesty dala zkrátit o polovinu, stálo by to vlastníka nákladu příplatek až do výše 1 250 USD. V době transportu je náklad zcela nevyužitý, klíčové je dopravit ho spotřebiteli co nejrychleji, aby ten jej mohl zhodnotit. De facto to znamená, že pokud je dopravce schopen garantovat vyšší rychlost, stojí to za příplatek. Dopravci se mimoto díky rychlejší a tudíž kratší cestě sníží operační náklady a vzhledem k jeho nadstandardní nabídce si může říci i o vyšší dopravné.

Dalším faktorem, který se podepisuje na ceně námořního transportu, je spolehlivost. Důraz na spolehlivost se v ropném transportu neprojevuje tolik jako v ostatních druzích námořního transportu, ovšem svou váhu má. Pokud vlastník lodi může garantovat schopnost doručit dodávku včas a může poskytnout kompletní servis, který slíbil, stojí to vlastníků nákladu za příplatek. Stejně tak se cení zkušenost posádky, ať už v délce služby na moři či v perfektní znalosti konkrétního námořního regionu. Úroveň bezpečnosti nákladu také ovlivňuje celkovou cenu transportu. Náklad je samozřejmě pojištěn, jedná se o částku ve výši zhruba třetiny operačních nákladů. Ovšem různé příplatky na zabezpečení nákladu jsou běžnou součástí lodní dopravy. Při výjimečných událostech, jako je např. významný nárůst pirátských aktivit v tranzitní oblasti, se může vlastník lodě rozhodnout investovat více peněz do bezpečnosti lodě tím, že ji pošle po delší, ale bezpečnější cestě mimo dosah pirátských aktivit. Po teroristickém útoku na francouzský tanker Limburg v jemenských vodách zvýšily poplatky také pojišťovny, ze 150 tisíc na 450 tisíc dolarů, a to jen za pojistné za loď, nikoliv za náklad.

Ne všechny faktory ovlivňují celkové náklady směrem nahoru. Díky úsporám z rozsahu, které redukuje jednotkovou cenu přepravovaného zboží, je možno ušetřit, pokud obchodník pro transport využije loď o velké DWT tonáži. Např. tanker o 280 000 DWT má celkové náklady dvakrát vyšší než tanker o 80 000 DWT, ale uveze více než trojnásobek nákladu. Proto byly postaveny tankery třídy VLCC a ULCC, které reagovaly na uzavření Suezského průplavu Egyptem po Šestidenní válce v roce 1967. Pokud už je vlastník nákladu nucen podstoupit transport trasou o několik tisíc námořních mil delší, jeho jedinou větší úsporou je v podstatě jen možnost vézt co největší náklad. Jednotkové transportní náklady jsou pak podstatně nižší, než kdyby náklad vezl tanker o nízké tonáži.

Důležitým bodem, který však ovlivňuje cenu dopravy jen nepřímo, je také existence adekvátních přístavů. Přístavy jsou majetkem jiného subjektu než tankery, proto do nákladů na dopravu nelze zahrnout náklady na údržbu přístavní infrastruktury. Je však třeba říci, že typ a velikost přístavu značně ovlivňují distribuci tankerové dopravy. Přístavy, které jsou schopny obsluhovat tankery od třídy Panamax výše, jsou buď velké regionální přístavy, nebo regionální distribuční centra.⁶⁸ Takový druh přístavu v podstatě nelze vybudovat

68 Martin Stopford dělí přístavy dle velikosti, infrastruktury a kapacity na čtyři typy. *Malé lokální přístavy* jsou prvním typem, po světě jich jsou tisíce a překládka je v podstatě ruční. *Velké lokální přístavy* jsou vybaveny již jistým počtem jeřábů a další překládací technikou a umožňují obsluhovat lodě až do tonáže 35 tisíc DWT. Přístav je už do jisté míry napojen na kamionovou či železniční síť. *Velké regionální přístavy* jsou přístavy s vysokou kvalitou překládací techniky, dostatkem úložného prostoru a infrastrukturou pro obsluhu lodí až do tonáže 60 tisíc DWT. A konečně, *regionální distribuční centra* jsou přístavy se širší úlohou, sloužící jako překládací místo regionální dopravy schopné obsluhovat obrovské lodě, často vybavené specializovanými terminály pro konkrétní typ nákladu. Přístav je propojen s železniční, nákladní a lokální námořní či říční dopravou. Příkladem může být Hongkong, Singapur či Rotterdam. Stopford, M. (1997). *Maritime Economics*. London: Routledge, s. 31.

na zelené louce, jde o léta se rozvíjející a prověřený důležitý bod námořní dopravy. Geografická poloha přístavů ovlivňuje, či dokonce určuje námořní komunikační linie, cílová místa dopravy, délku plavby, a ovlivňuje tak i cenu transportu. Kromě toho, světové přístavy mají různé hloubky, které limitují jejich využití většími loděmi. V tankerové dopravě je například běžné, že tanker vpluje do přístavu, kde je naložen jen z poloviny, aby mu jeho zatížený ponor umožnil vyplout, a náklad je dočerpán na tzv. vnější rejdě, tedy na kotvišti mimo hlavní přístav.⁶⁹ Tento postup je samozřejmě finančně podstatně nákladnější, nicméně v mnoha případech jednoduše nezbytný.

5.6.1.2 Zemní plyn: transport LNG tankery⁷⁰

Řetězec zkapalněného zemního plynu (tzv. *LNG train*) se skládá ze tří kroků: zkapalnění (*upstream*), transport tankery (*midstream*) a převedení zpět do plynného skupenství neboli regasifikace (*downstream*).

5.6.1.2.1 Upstream

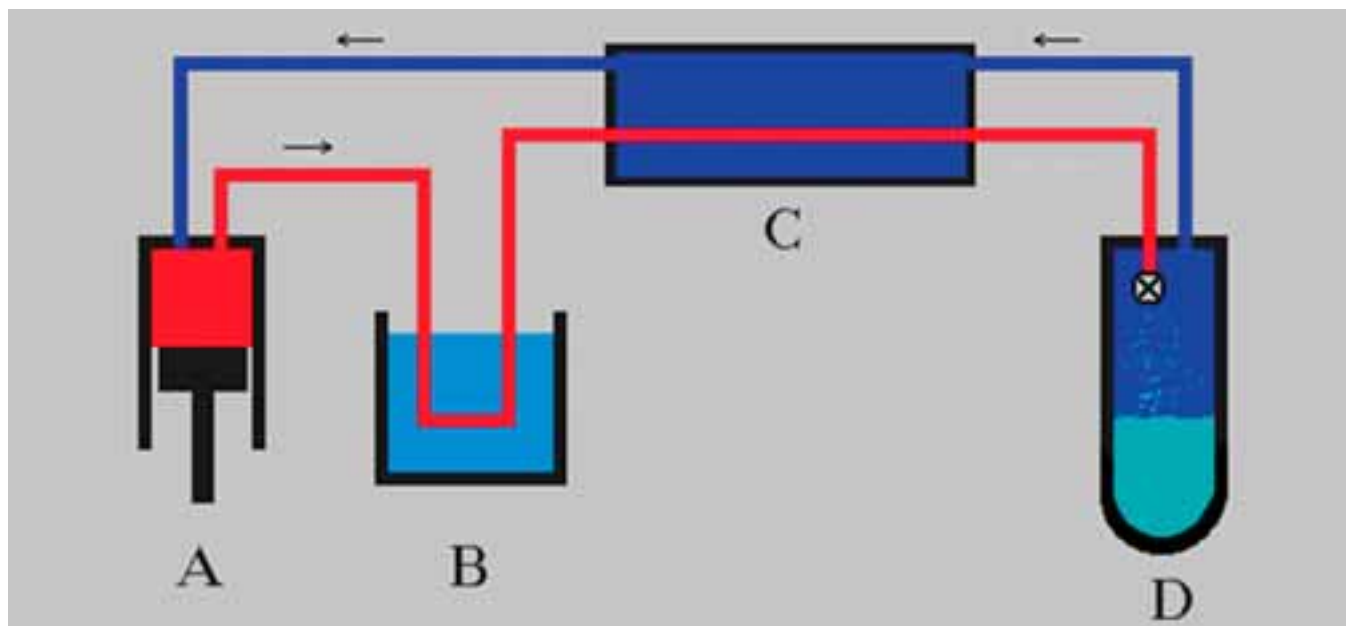
Po vytěžení je zemní plyn, pokud nejde o plovoucí produkční systém, dopraven prostřednictvím konvenčního potrubí do zkapalňovacího terminálu, kde je nejprve zbaven nežádoucích příměsí (zpravidla vyšší uhlovodíky jako etan, propan, butan a pentan a také vodní pára, sirovodík, oxid siřičitý, oxid uhličitý, helium, dusík ad.); asociované uhlovodíky jsou pak zpravidla využity k produkci NGL.⁷¹ Čistota LNG (měřená obsahem metanu) je důležitá především z hlediska bezpečnosti přepravy a distribuce a také vzájemné zaměnitelnosti lodních nákladů a z toho vyplývající interoperability přijímacích terminálů; obsah metanu v LNG by přitom měl být alespoň 90 %.⁷² Zkapalňování lze potom velmi zjednodušeně popsat prostřednictvím Hampsonova-Lindeho cyklu, kde je plyn nejprve při teplotě okolního prostředí prostřednictvím kompresoru (A) stlačen (plyny při expanzi snižují svou teplotu a naopak), následně postupuje do chladiče (B) a dále do protisměrných tepelných výměníků (C), poté je prohnán škrticím ventilem (rovněž při vykonávání práce snižují plyny svou teplotu) do expanzní chladicí nádrže (D), odkud se vrací do tepelných výměníků (viz obrázek). Klíčovým prvkem zkapalňovače je právě expanzní nádrž, kde dochází k prudkému nárůstu objemu plynu, což vyvolává jeho ochlazení. Na konci cyklu je zkapalněná část odebrána do zásobníků a zbývající plyn je kompresorem opět vehnán do chladiče a tepelných výměníků. Po zkapalnění LNG proudí kryogenickým potrubím do nákladního doku a odtud do LNG tankeru.

69 A obráceně, aby tanker mohl vplout do přístavu, je někdy třeba jeho náklad zčásti odčerpát, a snížit tak jeho ponor, tomuto procesu se říká *lightering*. K tomu slouží tzv. nákladní lodice (*lighter*), která se s tankerem propojí gumovými hadicemi a část ropy odčerpá.

70 Autorem kapitoly je Petr Ocelík.

71 Plynokondenzáty nebo tzv. „vlhký plyn“ (*natural gas liquids* – NGL) jsou kapalné uhlovodíky, které se oddělují během procesů absorpce, adsorbce, kondenzace a dalších metod zpracování zemního plynu. NGL mají vyšší podíl propanu a dalších těžších uhlovodíků (právě na úkor metanu). Využívají se např. pro zpětné injektáže do ropných polí nebo jako surovina v rafinačním a petrochemickém průmyslu.

72 Obsah metanu se liší dle původu zemního plynu, například podíl metanu v nizozemském zemním plynu je mezi 80 až 90 %, podíl u norského plynu je cca 93 %, velmi vysoký obsah metanu má ruský zemní plyn (98 %) nebo plyn z Trinidadu a Tobaga a Egypta.

Obr. 6: Schéma LNG zkapalňovače

Zkapalňovací zařízení jsou schopny vyrábět tyto firmy: JCC Corporation, Chiyoda Corporation (Japonsko); Kellogg Brown & Root, Brecthel, Foster Wheeler, Chicago Bridge & Iron (USA); Snamprogetti (Itálie); Technip (Francie). Existuje proto omezená globální kapacita lidských zdrojů (několik tisíc expertů) pro realizaci LNG projektů.

Kapacita zkapalňovačů je klasifikována zpravidla na základě těchto odstupňovaných ročních produkčních kapacit: 4 miliardy kubických metrů (bcm), 6,2 bcm a 11 bcm ročně. Především pro domácí spotřebu jsou využívány také malé zkapalňovače s kapacitou do 0,5 bcm ročně. Zvětšování kapacity zkapalňovačů je trendem posledních let (k výraznému posunu došlo především díky dokončení projektů v Kataru, kde mají všechny zkapalňovací jednotky dokončené po roce 2006 kapacitu 11 bcm), a je motivováno snahou maximalizovat úspory z rozsahu. Klesající náklady na jednotku produktu jsou také důsledkem efektu učení se ze zkušenosti (*experience curve effect*), který přichází s osvojením si určitého know-how a technologie (a jejich lepšího využití), sdílením zkušeností atd., a to při jakémkoli rozsahu výroby. Ačkoli se oba tyto efekty projevují v rámci celého řetězce LNG, jejich využití je nejdůležitější pro upstream (zkapalňování), který je technologicky a kapitálově nejnáročnější částí řetězce.

Význam efektu úspor z rozsahu je zásadní především u zkapalňovačů. Jensen uvádí, že náklady v případě dvou zkapalňovačů o kapacitě 5,4 bcm jsou téměř o 30 % nižší než v případě čtyř zkapalňovačů o kapacitě 2,7 bcm (typická kapacita zkapalňovačů v 80. letech);⁷³ v případě jedné zkapalňovací jednotky o kapacitě 10,3 bcm (současná běžná kapacita) pak dochází ke snížení nákladů o dalších 20 % – v tomto hypotetickém případě není uvažováno rozšíření (*brown-field*), ale srovnání tří variant nových projektů (*green-field*). Mezi lety 1988 až 2003 přitom došlo až k 70% snížení nákladů na zkapalňování.⁷⁴ Jako konkrétní příklad úspor z rozsahu při rozšiřování terminálu lze uvést expanzi terminálu v Trinidadu (v letech 1999 až 2002), kde byly náklady prvního zkapalňovače cca 200 \$/t LNG, u druhé a třetí jednotky pak došlo k jejich snížení na cca 165 \$/t LNG.

73 Jensen, J. T. (2003). The LNG Revolution. *Energy Journal*. Vol. 24, no. 2. Dostupné z <http://www.energyseer.com/iaecapapr.pdf>, s. 26.

74 Quintana, E. O. (2003). *Pipelines vs. LNG Competition in South America*. Tokyo. World Gas Conference.

Náklady budování zkapalňovací kapacity ovšem v posledních letech, především kvůli velmi napjatému trhu s potřebnými stavebními materiály a konstrukční kapacitou (ceny oceli se jen v roce 2005 zvýšily o 50 %, v následujících letech pak rostly obdobným tempem), drasticky stouply, a to z cca 200 \$/t LNG v první polovině dekády až k hranici 1 000 \$/t LNG. Rovněž došlo k prodloužení času potřebného na dokončení výstavby exportních terminálů, stejně jako se protahují doby stanovení konečných investičních rozhodnutí (FID). V současnosti náklady v souvislosti se sníženou poptávkou mírně poklesly, stále jsou ovšem výrazně nad úrovní nákladů z první poloviny první dekády.

Obr. 7: Faktory napjatého EPC⁷⁵ trhu

Omezení	Vysvětlení
Omezený počet EPC společností	Náročnost know-how
Omezený počet inženýrů a manažerských kapacit	Nejde jenom o technické aspekty, vyžadovány jsou také manažerské zkušenosti
Omezené množství subkontraktorů	Pracovní síly jsou potřeba vždy v určitý čas
Environmentální obavy	Využívány budou stále více problematické zdroje (více CO ₂ , nečistoty atd.)
Více účastníků na větších projektech	Každý musí být přesvědčen, tj. potřeba více peněz a více času k uspokojení zájmů všech podílníků

5.6.1.2.2 Midstream

V polovině 50. let se joint venture Constock společností Union Stockyards a Chicago & Continental Oil začal zabývat možností využití LNG k přepravě plynu. Původní plán předpokládal nákup plynu v oblasti Mexického zálivu, jeho zkapalnění a následný transport po Mississippi do Chicaga, kde by byl využíván k mražení potravin a po odpaření (regasifikaci) by byl upotřeben k dalším průmyslovým účelům. Dodávky měla zajistit loď *Methane* s kapacitou 5 550 m³. Ačkoli se tento záměr jevil jako ekonomicky rentabilní, federální úřad (*Food & Drug Administration* – FDA) odmítl z důvodu obav z kontaminace potravin udělit potřebná povolení. Zatímco Union Stockyards pak v důsledku tohoto rozhodnutí stáhla svou účast na projektu, společnost Continental Oil se možnostmi dopravy LNG zabývat nepřestala a poté, co začala úspěšně dovážet LNG z Mexického zálivu na východní pobřeží USA, spolu s British Gas Council stanula také u vzniku prvního mezinárodního LNG řetězce. Historie oceánské lodní přepravy LNG tak začala v lednu 1959, kdy loď *Methane Pioneer* o kapacitě cca 5 000 m³ opustila Louisianu a dopravila první zámořský náklad LNG do Velké Británie.

Obdobně jako v případě zkapalňování, také přeprava LNG klade značné nároky na použité technologie. Důvodem je především nutnost udržet LNG v požadované teplotě (cca –161,5 °C), což klade enormní požadavky na tepelnou izolaci nákladu; ta je mimo jiné zajišťována primární a sekundární kryogenicou membránou, mezi nimiž je vakuum. Skladovací tanky jsou pak umístěny ve vnitřním trupu LNGV⁷⁶ (lodě mají dvojitý trup, aby se minimalizovalo riziko možného úniku nákladu či prolomení trupu v případě nehody). Existují přitom tři základní způsoby uložení nákladu:

⁷⁵ EPC – *engineering, procurement, construction*, výrobní, dodavatelské a konstrukční firmy.

⁷⁶ LNG Vessels.

- 1) *Membránový design zásobníků.* Efektivně (lépe než u sférických zásobníků) se využívá prostor trupu, rovněž výstavba zásobníku je méně nákladná; patrně i z tohoto důvodu jsou v současnosti více než dvě třetiny objednaných LNGV tohoto druhu (samostatné i integrované systémy). Od dalších dvou typů designu se liší tím, že vnější konstrukce poskytuje nákladovému prostoru opěru (jedná se tedy o integrovaný systém), zatímco tzv. samostatné (*self-supporting*) systémy fungují jako jednotky samostatně zadržující náklad. Membránové nádrže se skládají z vrstvy kovu (zpravidla hliník s příměsí oceli) a dvojité izolační vrstvy obsahující perlitový materiál, mezi nimiž jsou pláty invaru, slitiny niklu (36 %) a železa (64 %) s minimální tepelnou roztažností, a popřípadě také vrstva triplexu (hliníková fólie obklopená dvěma vrstvami skelného laminátu). Nejpokročilejší typ (CS-1) tohoto systému uložení nákladu byl vyvinut francouzskou společností Gaz Transport and Technigaz.
- 2) *Sférický (Moss) design zásobníků.* LNGV se sférickým (kulovitým) designem zásobníků a samostatným systémem uchování nákladu byl vyvinut norskou společností Moss Maritime už v roce 1971. Hliníkové nádrže jsou po obvodu vyztuženy kovovým prstencem. V porovnání s membránovým designem zásobníků je prostor v trupu lodi využit méně efektivně, tyto zásobníky jsou ovšem zase odolnější. Proto se zvažuje jejich využití pro skladování LNG.
- 3) *Membránový prismatický design zásobníků.* Rovněž samostatný systém uložení nákladu. Nosná konstrukce je součástí nádrže, která je vyhotovena buď z hliníku, oceli s příměsí niklu, nebo nerezové oceli. Tento typ designu tedy spojuje výhody obou předchozích způsobů uložení nákladu (plné využití trupu a odolnost). Nádrže jsou izolovány polyuretanovou pěnou, která rovněž slouží k odvádění možných průsaků nákladu. Tento typ systému uložení nákladu vyvinula japonská Ishikawajima Heavy Industries (IHI).

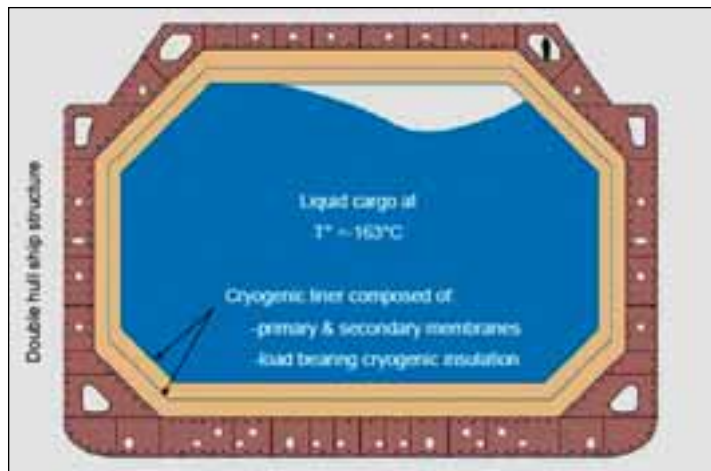
Obr. 8: Moss LNGV



Obr. 9: Prismatický design



Tradiční LNGV jsou poháněny parní turbínou a jako palivo využívají odpařený plyn (*boil-off gas*, BOG), který vzniká během cesty v důsledku ohřívání nákladu, popřípadě těžký topný olej. V posledních letech došlo k významnému rozvoji technologie pohonu LNGV, které dnes mají duální pohon, a mohou tedy využívat kapalného i plynného paliva. Potenciální ztráty způsobované BOG (cca 0,15 % nákladů denně) jsou pak minimalizovány prostřednictvím systému znovuzkaplnění BOG.

Obr. 10: Schéma membránového tanku**Obr. 11: Membránový tank s čerpacím stožárem⁷⁷**

Jedním z důvodů regionální segmentace trhu s LNG je fakt, že náklady na přepravu jednotky objemu jsou přibližně sedmkrát vyšší než v případě ropy (obecně, platí to tedy i pro potrubní transport, jsou náklady na dopravu zemního plynu na dlouhé vzdálenosti 5krát až 10krát vyšší než u transportu ropy), a to vzhledem k tomu, že objem zemního plynu v plynném skupenství, resp. kapalném skupenství při stejné energetické hodnotě je cca 1 000krát, resp. 1,7krát vyšší než v případě ropy. Cena LNGV je navíc přibližně dvakrát vyšší než cena srovnatelného ropného tankeru, který přitom veze téměř čtyřikrát vyšší objem energie.⁷⁸ Ačkoli spolu se vzrůstající kapacitou LNGV se tento aspekt oslabuje, vzhledem k stále nezanedbatelným nákladům na dopravu pořád převládá regionální doprava LNG. Dodejme, že náklady na výstavbu LNGV se mezi lety 1991 a 2001 snížily o cca 46 %. Toto snížení bylo způsobeno především vstupem jihokorejských loděnic na trh. V současnosti globální flotilu LNG tvoří 326 lodí (s odhadovanou kapacitou cca 47 mcm); dalších 79 lodí je potom objednáno. Před rokem 2009 to bylo 299 LNGV s celkovou kapacitou 41,4 mcm s průměrnou kapacitou 138 tcm (typickou kapacitou pak cca 165 tcm). Zhruba polovina globální flotily je tvořena LNGV, které byly postaveny v posledních pěti letech. Evropský trh pak v polovině roku 2008 zásobovalo 57 lodí (z toho 15 lodí ze Středního východu, zbylé z atlantické pánve, žádná z pánve pacifické) o kapacitě 7,3 mcm, tj. 17,6 % světové kapacity. Ve výstavbě pro evropský trh bylo dalších 17 lodí o kapacitě 3,9 mcm. V porovnání s ropnou flotilou o četnosti cca 8 700 tankerů je ovšem kapacita LNG flotily a její podíl na celkové spotřebě plynu stále marginální.

Tab. 9: Kapacitní klasifikace současné LNGC flotily (k lednu 2009)

kapacita (1 000 m ³)	ve službě			objednáno			celkem
	do 2009	2009	celkem	2010	2011	celkem	
> 250	4	8	12	2	0	2	14
> 200	20	4	24	4	0	4	28
100–200	244	16	260	16	13	29	318
< 100	30	0	30	0	0	0	30
	298	28	326	22	13	79	390

⁷⁷ Noble, P. G. (2009). *A Short History of LNG Shipping 1959–2009*. Texas Section – SNAME.

⁷⁸ LNG tanker o kapacitě 70 tis. DWT (147 tis. m³) stál v dubnu 2008 160 mil. \$, zatímco typický ropný tanker třídy VLCC o kapacitě 200–300 tis. DWT stojí asi 120 mil. \$.

Tak jak se rozvíjí meziregionální obchod, průměrná délka přepravní trasy se zvětšuje. V roce 2000 to bylo 5 700 km, v roce 2006 6 300 km a o rok později 6 700 km; v roce 2010 to pak může být 8 000 až 8 500 km. Běžné jsou ovšem i delší trasy jako například Oman/Katar – Evropa, tj. až 9 660 km, nebo trasa z Kataru do USA 12 800 km. Prodlužování dopravní vzdálenosti souvisí se zvyšováním kapacity LNGV a je jedním z hlavních faktorů ovlivňujících schopnost LNG soutěžit s potrubními dodávkami.

Dalším trendem je obdobně jako u zkapalňovačů zvyšování kapacity LNGV. Nové třídy Q-Flex a Q-Max mají kapacitu mezi 210 až 260 (Q-Flex), resp. 260 (Q-Max) a více tisíc m³. Motivace je opět zřejmá, a to snižování jednotkových nákladů tak, aby bylo možné LNG dopravovat na velmi dlouhé vzdálenosti. Typická kapacita tankerů se pohybuje kolem zmíněných 155–165 tcm. Je ovšem nutno dodat, že především starší terminály nejsou takto velké lodě schopny přijímat. Lodě s kapacitou vyšší než 155 tcm jsou v EU schopny přijímat, jak již bylo zmíněno, jen tři britské terminály. LNG tankery jsou standardně klasifikovány dle přepravní kapacity do pěti tříd:

Tab. 10: Klasifikace LNG flotily⁷⁹

třída	rozměry (m)	kapacita (tis. m ³)
malá	šířka: do 40 délka: do 250	< 90
malá konvenční	šířka: 41–49 délka: 270–298	120–149
velká konvenční	šířka: 43–46 délka: 285–295	150–180
Q-flex	šířka: cca 50 délka: cca 315	200–220
Q-max	šířka: 53–55 délka: cca 345	> 260
Dále se uvádějí také dvě speciální podtřídy: Med-max (maximální velikost LNGV pro Středomoří): kolem 75 tis. m ³ Atlantic-max (maximální velikost LNGV pro Atlantik): kolem 165 tis. m ³		

Přepravní kapacita se v posledních letech zvyšuje pomaleji nežli kapacita regasifikační, ale rychleji než zkapalňovací kapacita. Mezi roky 2007 až 2008 došlo ke zvýšení produkční kapacity o cca 14 %, zatímco v případě přepravní kapacity se jednalo o 20 %. V roce 2003 čítala globální LNG flotila cca 150 tankerů, v roce 2005 se jejich počet zvýšil na 203, v roce 2007 potom na 247 a o rok později na 266 LNGV. V prvním kvartálu roku 2009 bylo ve službě 299 LNGV a pro rok 2010 se očekává zvýšení na přibližně 355 LNG tankerů o celkové kapacitě 45,5 mcm. Lodě jsou i dnes kvůli vysokým nákladům typicky stavěny proti dlouhodobým kontraktům (LTCs), část jejich kapacity ovšem bývá vyhrazena pro flexibilní obchodování. Typický čas stavby jednoho LNG tankeru jsou čtyři roky. Typická utilizace LNG flotily se potom pohybuje okolo 70 %; předpokládá se její mírné zvýšení (do roku 2012 na cca 75 %) s tím, že stále výraznější podíl bude mít kapacita vyhrazená pro flexibilní obchodování (v roce 2010 se odhaduje cca 35 %).

79 International Energy Agency. (2009). *Natural Gas Market Review 2009*. Paris; Lopac, A. A. (2008). *Recent Trends in Transporting of LNG, Liquefied Natural Gas*. Zagreb: 11th International Conference on Transport Science. Dostupné z: <http://www.fpp.edu/~mdavid/TVP/Seminarske%2008-09/ICTS2008CD/papers/Lopac.pdf>; Noble, P. G. (2009). *A Short History of LNG Shipping 1959–2009*. Texas Section – SNAME.

Tab. 11: Expanze přebytkové kapacity volné pro flexibilní obchodování

	počet nákladů	kapacita (mcm)
2006	28	4
2007	33	5
2008	52	10
2009 (odhad)	50	8,5

V porovnání s nejistotou ohledně rozvoje kapacity na upstreamu, nejsou v případě přepravy předpokládány významné problémy. LNG tankery je v současnosti schopno vyrábět 13 loděnic. Čtyři z nich jsou v Japonsku, stejný počet v Jižní Koreji, dvě ve Španělsku, jedna ve Francii a zbývající dvě jsou v Číně. Následující tabulka srovnává produkční kapacity těchto loděnic. Jednoznačně nejdůležitějším výrobcem LNGV je pak Jižní Korea s 66% podílem na světové kapacitě.

Tab. 12: Produkční kapacita loděnic schopných vyrábět LNGV

	počet LNGV ročně	typy LNGV
EU		
Izar Puerto Real	3 (Izar celkem)	membránové (GT)
Izar Sestao		
Chantiers De l'Atlantique	3	membránové (GT, TGZ, CS-1)
Čína		
Hudong-Zhoung Shipbuilding Group	5	membránové (GT)
Japonsko		
Kawasaki Heavy Industries	3	sférické (Moss)
Mitsubishi Heavy Industries	5	sférické (Moss) i membránové (GT)
Mitsui Engineering & Shipbuilding	2	sférické (Moss) i membránové (GT)
Universal Shipbuilding	2	membránové (TGZ, CS-1)
Imbari Shipbuilding	3	membránové (GT, TGZ, CS-1)
Jižní Korea		
Daewo Shipbuilding & Marine Eng.	15	membránové (GT)
Hanjin Heavy Industries & Construction	2	membránové (GT)
Hyundai Heavy Industries	17	sférické (Moss) i membránové (TGZ)
STX Shipbuilding	18	membránové (GT, TGZ)
celkem	78	

5.6.1.2.3 Downstream

Downstream zahrnuje regasifikaci LNG, tedy zpětnou konverzi LNG do plynného skupenství a následnou přepravu a distribuci zemního plynu. Regasifikace je technologicky i kapitálově nejméně náročnou částí řetězce LNG, což dokládá převis regasifikační kapacity nad kapacitou zkapalňovací v poměru zhruba 1,8:1 ve prospěch regasifikačních kapacit. Vzhledem k předpokládanému vývoji (nedostatek investic na upstreamu a plánované masivní zvýšení regasifikační kapacity na všech třech hlavních trzích) lze očekávat, že se tento poměr ještě výrazněji vychýlí ve prospěch regasifikační kapacity. I z tohoto důvodu je průměrná utilizace regasifikačních terminálů na úrovni 44 %, v případě EU je to 54 %, na asijském trhu

41 %, ve Spojených státech potom pouze 38 % (v roce 2006 byla utilizace ještě nižší, a sice 31 %). Vyšší míra utilizace v EU je dána především tím, že na rozdíl od USA jsou některé členské státy na dovozu LNG více závislé (zejména Španělsko a v současnosti již také Velká Británie) a oproti velkým konzumentům v pacifické pánvi nemají vzhledem k historickému vývoji takovou regasifikační kapacitu. Výrazný převis regasifikační kapacity má pak několik příčin. Kromě poměrně malé kapitálové náročnosti této části LNG řetězce je to například nezbytnost dostatečné přijímací kapacity pro zajištění dodávek LNG nebo význam přebytkové kapacity pro pokrytí výpadku potrubních dodávek, pro flexibilní obchodování a svůj význam má i v logistice dodávek do distribuční sítě.

Poté, co LNG tanker dorazí k přijímacímu terminálu, je LNG pod atmosférickým tlakem přečerpán do skladovacích nádrží, odkud je pak následně dle potřeby odčerpán k regasifikaci. Regasifikační proces probíhá tak, že LNG je pod vysokým tlakem proháněn soustavou potrubí, kde dochází k jeho ohřevu, ať už prostřednictvím přímého ohřevu, anebo prostřednictvím lázně v zahříváné vodě, či pouze využitím mořské vody (terminály s příhodnými klimatickými podmínkami). Regasifikovaný zemní plyn je poté pod příslušným tlakem dodáván do plynovodní sítě.

Typické investice do regasifikačního terminálu se pohybují v rozmezí od 320 mil. eur (např. španělské Bilbao s kapacitou 7 bcm/y) do 800 mil. eur (italské Rovigo s kapacitou 8 bcm/y) a obdobně jako v případě upstreamu můžeme konstatovat, že výše investic se značně liší. Typická doba výstavby, počínaje plánováním, je pět let. Významný posun přináší nová technologie tzv. *onboard* regasifikace, kde jsou jako regasifikační terminály využívány odstavené LNGV (zpravidla označované jako *LNG regasification vessels* – LNGRV). V EU tímto způsobem funguje britský terminál Teesside, další LNGRV jsou na severoamerickém trhu nebo v Kuvajtu.

5.6.1.3 Potrubní přeprava

5.6.1.3.1 Předpoklady výstavby potrubí

Potrubní spojení je uskutečněno, sejdou-li se tři klíčové předpoklady: (1) existuje velké množství komodity, které je třeba prodat; (2) existuje dostatečně velký, ale nedostatečně zásobený trh nebo odběratel; (3) vzdálenost a její povaha mezi nimi je příhodná k jejich propojení potrubím. V této chvíli sice projektu chybí analýzy ekonomiky, ani nejsou určeny smluvní strany, ale přesto často bývá předmětem extenzivního zájmu analytiků, energetických společností, proponentů a politiků. Působivé komentáře a odvážná hodnocení z jakékoliv strany jsou součástí kolotoče, který má za cíl upoutat pozornost důležitých aktérů, případně přinést větší kredit jednomu projektu v konkurenci ostatních.

Působí-li koncept v detailnějším rozboru jako uskutečnitelný, následují další série detailních studií proveditelnosti, na jejichž konci bývají relativně přesnější odhady celkových nákladů. Výsledkem opět často bývají triumfální stanoviska zúčastněných stran, tiskové kampaně a médií sledované podpisy memorand o vzájemném porozumění nebo podobných dokumentů, které v praxi ovšem nemají příliš velkou hodnotu, neboť skutečný krok k zahájení projektu je až investiční rozhodnutí, které záleží na následujících proměnných:

Disponibilní objem

V producentské oblasti musí existovat dostatečně velké těžitelné zásoby k naplnění potrubí. To znamená udržet jej v provozu v průměru alespoň 20 let. Například na plynovod o kapacitě 10 bcm/y je tak potřeba nejméně 200 bcm těžitelných zásob. U řady menších polí se proto nevyplatí přivádět k nim potrubí.

Potřeba transportní kapacity

Základním předpokladem je zde absence dostatečného a levnějšího způsobu transportu komodity. Výstavba nového potrubí mezi oblastmi, které již jsou spojeny adekvátní transportní kapacitou, je vysoce nepravděpodobná. V úvahu připadá prakticky jen v důsledku silných politických motivů, například dlouhodobého konfliktu s tranzitní zemí. Složitější situace vyvstává, existuje-li objektivní potřeba transportní kapacity, ale zároveň také více projektů, které ji mají naplnit. Zde ne vždy vítězí ekonomicky nejvýhodnější varianta jako spíše ta, které se podaří dříve sehnat všechny potřebné komponenty úspěchu, tak jak jsou naznačeny výše. Proponenti jednotlivých projektů se pomocí všemožných PR technik snaží, aby ten jejich působil dojmem, že se nevyhnutelně uskuteční. Přitom do přijetí závazného investičního rozhodnutí není žádný projekt jistý.

Základní ekonomická charakteristika

Srovnání očekávané ceny na cílovém trhu s náklady na produkci (včetně daní) a transport. Transportní tarify jsou v zásadě složeny ze tří prvků: amortizační náklady na potrubí, náklady na financování a výnos a náklady na provoz (fixní a variabilní). V nejobecnější rovině se náklady na transport plynu pohybují okolo 0,8–1,4 €/tcm/100 km u zemního plynu, respektive 0,6 €/barel/1 000 km u ropy.⁸⁰ Z těchto údajů si potom lze udělat základní představu o možném výnosu prodejce. Z tohoto poměru je také zřejmé, že náklady na transport nese prodejce – ukrájí se z marže, na kterou by jinak dosáhl.⁸¹ Poplatky jsou u ropovodů obdobně jako u plynovodů odvozeny od odpisů, daní, provozu a údržby. Variabilní náklady spojené s provozem jsou tvořeny prakticky jen náklady na pohon pump (většinou je využívána elektřina) či kompresorů (poháněných přímo plynem z plynovodu) a představují většinou menší část základu poplatků, v případě ruských ropovodů je to například cca 25 %. Zbytek tvoří fixní náklady složené převážně z odpisů, daní, diagnostiky, údržby a mezd.

Tyto proměnné v zásadě rozhodují o dalším zájmu o projekt. V dané situaci se objevuje společnost mající na projektu zájem, která se stává hlavním proponentem. Vzhledem k tomu, že všechny zúčastněné strany musí mít naprostou důvěru, že ostatní strany se budou chovat dle smlouvy po celou dobu trvání kontraktu (oněch 20 let například), je výhoda vždy na straně velkých společností, které kontrolují více prvků řetězce.

Proponenti projektu se potom pokoušejí zajistit současnou přítomnost celé řady komponent, které ve vhodné konstelaci umožní vzniknout celé síti smluvních stran odpovědných za přípravu, konstrukci a provoz. Jedná se o disponibilní objem, dodavatele, cílový trh, odběratele, operátora potrubí, tranzitní povolení vlád třetích zemí, tranzitní poplatky, stavitele potrubí a investora.

80 Sharan, V., & Thiher N. (2011). *Oil Supply Routes in the Asia Pacific: China's Strategic Calculations*. New Delhi: Observer Research Foundation. Dostupné z http://www.observerindia.com/cms/sites/orfonline/modules/occasionalpaper/attachments/OP24_1316237026710.pdf

81 V praxi to vypadá tak, že u vzdálenějších trhů je větší podíl transportních poplatků a menší podíl importní ceny na celkové ceně. Česká republika má nižší importní cenu než Slovensko, ale „platí“ více za transport (tranzit přes Slovensko). Německo má nižší importní cenu než ČR a ještě nižší než Slovensko, ale „platí“ více za transport (o český a slovenský tranzit). Celková cena ovšem závisí na řadě dalších podmínek, jednání bývají komplikovaná a leckdy (jedná-li dva státní subjekty) bývají propojená s dalšími mezistátními záležitostmi typu cen plynu pro tranzitní stát, dodávek vojenských systémů, podílu na infrastruktuře a podobně.

Dodavatel

Prvním krokem je pochopitelně výběr zdrojové oblasti a hodnocení potenciálu přítomných ložisek. Stejně důležité je ovšem také to, kdo bude dodavatelem. Zde se nabízí několik otázek: Kolik plynu je k dispozici? Na jak dlouhou dobu? Má dodavatel potřebné produkční a exportní licence? Je pro něj ekonomicky výhodné účastnit se projektu? Nejsou v daný okamžik či nebudou v relevantním časovém horizontu vhodnější alternativy? V praxi je nicméně obvyklejší situace, kdy je iniciátorem projektu producent hledající odbytiště. Starost s hledáním dodavatele tak zčásti odpadá.

Odběratel

U odběratele existují stejné otázky: Bude dodávky potřebovat v takovém množství a po takovou dobu? Může si to dovolit? Má infrastrukturu na zpracování? Na rozdíl od ropy, kterou zpravidla stačí dostat na světový trh (k terminálu) a je jisté, že bude prodána za cenu minimálně se blížící ceně tržní, plyn je mnohem více svázaný s infrastrukturou. Dodavatel potřebuje kompetentní odběratele, jimiž jsou v zásadě čtyři typy společností: distributoři, výrobci elektřiny, velké továrny a obchodníci. Odpovědnost odběratele určuje i povaha neobvyklejšího kontraktu dodávek plynu – *take or pay*.

Operátor potrubí

Operátor je entita odpovědná za každodenní fungování dohody mezi prodejcem a odběratelem. Může mít smlouvu s jedním, nebo s oběma z nich. V nejjednodušší situaci je poskytovatelem služby za menší poplatek. Většinou je ale pomocí poplatků splácena konstrukce a půjčky na uskutečnění projektu. Operátor je jednotícím prvkem v zájmu všech zúčastněných stran a často se jedná o entitu nějak propojenou s iniciátorem projektu, a tudíž vytvářející atmosféru dostatečné věrohodnosti pro ostatní partnery.

Tranzitní povolení vlád třetích zemí

Všechny nové projekty potřebují povolení od všech vlád, jejichž územím budou procházet. Každá z nich může projekt zablokovat či jej zdržovat ve snaze vyjednat lepší podmínky. Neopomenutelnou součástí jsou i různé sub-státní iniciativy typu environmentálně cíleného odporu nebo spekulací s pozemky.

Cena transportu

Po určení stran je třeba ještě jednou celou situaci přehodnotit a definovat rizika. Ta jsou pro dodavatele i odběratele obdobná – propad nabídky, poptávky, případně výkyvy v cenách. Vzhledem k povaze *take-or-pay* kontraktů jsou rizika objemu nesena převážně odběratelem, neboť dodavatel má jistotu, že prodá každou molekulu plynu, který pošle na trh. Naopak cenová rizika, pokud nejsou limitována nějakým hedge mechanismem, jsou na bedrech dodavatelů. Operátor potrubí může nést jak objemová, tak cenová rizika. Akcentací kapacitní platby (v podstatě zamluvení určité kapacity potrubí na určitou dobu) lze předejít nestabilním příjmům spojeným s platbami za skutečně přenesené objemy. Podstatné je, že výsledné nastavení transportních poplatků odpovídá vlastnické struktuře potrubí. Je-li dominována odběratelem, jsou poplatky nastaveny tak, aby jej co nejvíce chránily před možnými riziky. Obdobně to platí i pro dodavatele.

Financování

Potrubí jsou velice drahá na výstavbu, ale poměrně levná na provoz. Rozhodující fáze přípravy projektu je investiční rozhodnutí, kdy strany poskytující potřebný kapitál k výstavbě potrubí vyjadřují investičním závazkem svoji důvěru v rentabilitu projektu.

Náklady na konstrukci potrubí

Rozhodujícím činitelem pro jednotkové náklady na transport je utilizace potrubí. Tedy procentuální podíl kapacity, který je využíván. Vzhledem k většímu podílu fixních nákladů v poměru k těm variabilním vede snížení utilizace ke zvýšení jednotkových nákladů. V případě konstantní utilizace jsou jednotkové náklady

dány diametrem, tedy průměrem potrubí. Čím větší je průměr, tím dražší je potrubí (více spotřebované oceli, antikoročních materiálů, větší celková délka svárů, složitější manipulace s jednotlivými trubkami apod.), nicméně zároveň se snižují jednotkové náklady na přepravu.

Vzhledem k přímé úměře mezi investičními náklady na potrubí a výší poplatků je třeba reflektovat všechny proměnné v konstrukci potrubí, které mohou ovlivnit výsledné náklady. Jedná se o klimatické a přírodní podmínky, jako jsou terén trasy, teplota vzduchu a půdy, složení podloží a zalesnění, a také o ceny materiálů, paliv a práce.

Tab. 13: Vztah mezi průtokem a průměrem potrubí⁸²

Průtok (mb/d)	Vnější průměr (mm)
0,08–0,18	530
0,14–0,26	630
0,22–0,38	720
0,30–0,54	820
0,46–1,00	1 020
0,82–1,56	1 220

Z tabulky je dobře patrný vztah mezi optimálním průtokem a průměrem potrubí. Průtok je úměrný dvouapůlté mocnině průměru:

$$Q \sim d^{2,5}$$

Zvýší-li se například průměr dvakrát (z tabulky například přibližně z 630 na 1 220 mm), průtok se zvýší $2^{2,5}$ krát, tedy zhruba 5,6krát.

5.6.1.3.2 Konstrukce

Výběr vhodné trasy je základním prvkem konstrukce potrubí. Sleduje následující cíle:

- nejkratší možná trajektorie;
- maximální přístupnost během provozu a údržby;
- minimalizace ekologických dopadů;
- vyhnout se osídleným lokalitám;
- minimalizovat množství překřížení řek, železnic, silnic a kanálů;
- vyhnout se skalnatému či kopcovitému terénu;
- vyhnout se paralelní trase s dráty vysokého napětí;
- vyhnout se překážkám typu jezera, studny, močály, stavby;
- využít existujících koridorů, je-li to možné.

Ne vždy bývá nejkratší trasa tou nejlepší. Zátopová oblast či lokality s více korozivní půdou mohou dramaticky redukovat bezpečnost a životnost potrubí. Pro každý projekt je tedy namístě vytvoření databáze alternativních tras majících různé parametry, ze kterých je potom vybrána trasa slibující poměrově nejvyšší životnost, nejnižší riziko poškození a nejnižší náklady na výstavbu.

⁸² Energy Charter (2007). *From Wellhead to Market*. Dostupné z: http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Oil_Pipeline_Tariffs_-_2007_-_ENG.pdf, s. 36.

Po výběru trasy následuje její příprava, tedy odlesnění a vyčištění terénu v koridoru určeném pro potrubí. Následně jsou po délce trasy rozmístěny jednotlivé články potrubí – každý článek má své označení a dopředu je určeno, který článek bude rozmístěn na který úsek potrubí. V rámci přípravy k položení potrubí jsou trubky v závislosti na terénu přímo na místě ohýbány. Následně jsou umístěny na jeřáby, které je drží cca 1 metr vysoko paralelně s povrchem. Jejich hrany jsou pomocí obráběcího stroje zkoseny tak, že vzdálenost mezi předním a zadním vnějším průměrem trubky je menší než vzdálenost mezi jejím předním a zadním vnitřním průměrem. Kraje trubek určených ke spojení jsou pak předehřátý na zhruba 100 °C, aby v místech sváru nebyla žádná vlhkost. Na kraj předchozí trubky je umístěna vnitřní část svářecího stroje, načež je přes něj přivedena další trubka. Spoj je prvně svařen zevnitř (spojeny jsou dotýkající se vnitřní průměry), načež se na něm vystřídají další čtyři svařovací stroje, které tentokrát již zvenčí přidávají další svárové vrstvy do mezery na vnějším průměru vzniklé zkosením hran. Výsledný spoj je pak kontrolován ultrazvukem. Posledními kroky při spojení jednotlivých dílů je nanesení první ochranné vrstvy, opětovné předehřátí spoje a aplikace finální ochranné vrstvy. Tímto způsobem je potrubí postupně podél trasy kompletováno. Poté je vyhlouben příkop, do nějž je potrubí zapouštěno pomocí několika jeřábů, které se pohybují podélně po trase a jejich zvláštní nástavce zdvihají potrubní linii z podstavců, na něž byla po svaření umístěna, do vzduchu, přemísťují ji nad vyhloubený příkop a spouštějí ji dolů. Příkop je poté zahrnován bagry a buldozery. V některých případech je potrubí svařováno až po umístění jednotlivých částí do příkopu. Během procesu svařování a umísťování je pravidelně kontrolována kvalita ochranné vrstvy (*coating*), která je klíčová pro zpomalení koroze a životnost potrubí.⁸³

Podmořské potrubí je kladeno ze speciální lodi. U velkých projektů je tato loď fixována k šesti dalším kotevním lodím, jejichž rozmístění umožňuje hlavní lodi pohyb pouze po přesně stanovené linii kopírující trasu potrubí. V posledních letech se lze setkat i s loděmi disponujícími několika motory umístěnými v různých směrech, které jsou řízeny počítačem vyhodnocujícím polohu lodě pomocí GPS. Flotilu dále tvoří speciální prámy, které převážejí trubky pro kompletaci. Ta, v podobě svařování a kontrolování, probíhá přímo na lodi. Následně je linie, do níž jsou kontinuálně přidávány další části, spouštěna do připraveného koridoru na mořském dně. V zásadě existují dvě techniky, odvozené od tvaru pokládání linie na profilu: S-křivka, kdy potrubí vychází z lodi vodorovně, následně se vlivem gravitace sklání, až dosáhne dna, jehož profil kopíruje. Tato metoda je rychlá, nicméně použitelná jen v menších hloubkách, kde ohyb potrubí nedosáhne kritického úhlu, který by je mohl poškodit. J-křivka je metodou pomalejší, na druhou stranu využitelnou i v extrémních hloubkách díky tomu, že potrubí je spouštěno svisle a není vystavováno takovému pnutí. Pokládání potrubí pomocí J-křivky je díky tomu také vhodnější v oblastech se silnějšími mořskými proudy. Některé dnešní lodě určené k pokládání potrubí disponují duálním designem, a jsou tedy schopné nastavit mechanismus spouštění tak, že potrubí může sledovat kteroukoliv z těchto křivek. U potrubí pokládaného do menších hloubek je třeba plynovod zvlášť fixovat betonovými prvky, aby vztlak nenadnášel celé potrubí na hladinu. U ropovodu poskytují proudící ropa spolu s ocelí a ochrannými vrstvami potrubí dostatečnou hmotnost potřebnou k udržení linie v pozici. U plynovodů pokládaných do větších hloubek fixace také odpadá, neboť tyto úseky jsou skládány z trubek o větší mocnosti stěn i ochranných vrstev, což zvyšuje jejich hmotnost.⁸⁴

Životnost potrubí je dána jeho odolností vůči nepříznivým vlivům. Existuje pět dílčích faktorů, které mohou potrubí poškodit a omezit jeho životnost, zvýšit provozní náklady a v neposlední řadě způsobit značné škody na životech, životním prostředí a majetku. Jedná se o zásah třetích stran, čímž jsou převážně myšleny pokusy navrtat potrubí s cílem přivlastnění si části obsahu, působení přírodních sil (například zemětřesení), koroze, selhání operátorů a mechanické poškození v podobě neintencionálního působení třetích stran.

83 Rigzone. (n.d.). *How Does Offshore Pipeline Installation Work?* Dostupné z http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=311&c_id=19

84 Tamtéž.

5.7 Zpracování

5.7.1 Zpracování zemního plynu

Zpracováním zemního plynu se myslí úprava jeho chemických a fyzikálních vlastností na cestě mezi ložiskem a koncovým zákazníkem. Úpravy sledují tři základní cíle: bezpečnostní (odstranění nebezpečných komponent typu rtuti nebo sirovodíku), operační (odstranění komponent poškozujících plynovodní soustavu, například vody) a ekonomické, které jsou zaměřeny na redukci komponent snižujících kvalitu – výhřevnost plynu (CO_2) – nebo na separaci částí, které mohou být prodány samostatně (kapalné podíly zemního plynu – C_2 až C_5^+).

Výsledkem zpracování je stlačený plyn, jenž je následně vháněn do tranzitní či distribuční sítě a přepravován k zákazníkům. Vedle samotného plynu a jeho kapalných podílů je to čpavek sloužící k výrobě hnojiv a metanol.

Složení surového plynu se významně liší lokalita od lokality. Vyšší podíly nežádoucích komponent prodražují produkci. U některých ložisek složení plynu úplně znemožňuje ekonomickou těžitelnost. Běžné hodnoty obsahu vody dosahují jednotek procent. Jedná-li se o asociovaný plyn, mohou kapalné podíly výrazně přesahovat 10 % objemu. Stejného množství mohou dosáhnout síra, dusík, oxid uhličitý a spíše v ojedinělých případech hélium.

Odsíření je motivováno zhoubnými účinky síry na lidské zdraví a značným sklonem síry způsobovat korozi. Každá ze sloučenin síry má vlastní limity, například pro sirovodík je to 6–24 mg/m³. Některé sloučeniny síry jsou naopak do plynu přidávány kvůli odorizaci.⁸⁵

Způsobů odsířování je celá řada. Při vzájemných reakcích na sebe sloučeniny amoniaku navážou atomy síry, případně je možné použít stejný model jako při glykolové dehydrataci – v některých případech lze dokonce oba procesy uskutečnit zároveň pomocí vhodného rozpouštědla.

Dehydratace (oddělení vody) předchází kondenzaci vody při transportu, čímž snižuje riziko vnitřní koroze a poškození kompresorů. S vodou souvisí také nežádoucí výskyt hydrátů metanu, které mohou ucpat některé části potrubí či poškodit některé mechanismy – vysokotlaké soustavy ženou plyn v potrubí velkými rychlostmi a dopadající částice vody či jiných kondenzátů by výrazně snížily životnost příslušných částí kompresorů. K prevenci kondenzace se používá určení rosného bodu plynu, jenž je dán minimální teplotou a maximálním tlakem, za jejichž působení vodní pára v plynu ještě nekondenzuje (0 °C, 6,7 MPa). Za takových podmínek je přípustný obsah vodních par v plynu v závislosti na podnebí a dalších faktorech cca 50–110 mg/m³.

Dehydratace se provádí dvěma způsoby. Tím rozšířenějším je absorpce vodních par hygroskopickými (vlhkost pohlcujícími) kapalinami. K tomuto účelu se většinou používá triethylenglykol, případně další glykoly. Při kontaktu s těmito látkami jsou vodní páry absorbovány, přičemž dojde k jejich kondenzaci a rozpuštění. Glykoly mají téměř třikrát vyšší bod varu než voda, takže při zahřátí nad 100 °C (používá se teplota 200 °C) je možné z nasyceného roztoku vodu „vyvařit“ a glykol znovu použít. Zařízení spočívá v cca 5–8 m válci, ve kterém jsou zhruba 60 cm nad sebou „na střídačku“ umístěny shora otevřené nádržky na glykol. Nezpracovaný plyn prochází zespodu vzhůru mezi nádržkami, které z plynu odebírají vlhkost.

⁸⁵ Samotný zemní plyn je bezbarvý a bezzápachový. Z bezpečnostních důvodů je odorizován – odér, kterým je unikající plyn cítit, je způsobován merkaptany (sloučeninami svým složením připomínajícími alkoholy s tím rozdílem, že alkoholy obsahují funkční skupinu –OH, kdežto merkaptany –SH).

Nahoře z válce vystupuje suchý plyn. Glykol cirkuluje opačným směrem – nahoře je nenasycený roztok, který postupně stéká z nádržky do nádržky až dolů, odkud je odebírán do vyvažovacích jednotek pro oddělení vody a případně absorbovaných uhlovodíků. Poté je vháněn do nejvyššího patra sloupce, kde celý koloběh začíná znova.

Druhým způsobem oddělení vody je použití pevných látek s velkou slučivostí s vodou,⁸⁶ jako jsou například silikagely. 1–5 mm velké útvary vyrobené tak, aby dosahovaly maximálního povrchu, jsou umístěny do sloupce a plyn je proháněn mezi nimi. Zařízení je zkonstruováno tak, že paralelně existují dva sloupce, přičemž jeden z nich odděluje vodu od plynu, zatímco v tom druhém probíhá regenerace, tedy oddělení vody od nasycených částic. K regeneraci je užívána malá část dehydrovaného (suchého) plynu, který je zahřát na teplotu až 315 °C, kdy dosahuje nejlepších absorpčních vlastností. Tato malá část plynu pojme veškerou vodu vázanou na povrchu dehydratačních látek, načež je vháněna do kondenzátorů, kde je plyn náhle zchlazen a většina v něm vázané vody zkondenzuje, takže může být odebírána do připravených nádrží. Plyn se potom vrací na začátek koloběhu, kde je smíšen s přicházejícím nezpracovaným plynem z vrtu.

Oddělení dusíku a oxidu uhličitého je žádoucí z hlediska kalorické kvality plynu. Jedná se o inertní plyny (CO₂ je zároveň poměrně korozivní) snižující výhřevnost plynu. Kromě limitů složení (řádově jednotky procent) tak o jejich obsahu rozhodují limity kalorické hodnoty plynu.

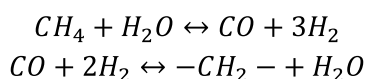
Limity pro uhlovodíky jsou stanoveny následovně: u metanu je minimální obsah 75 %, u ostatních je stanoven maximální obsah, a to opět kvůli prevenci kondenzace: 10 % pro etan, 5 % pro propan a 2 % pro butan. Podíl vyšších uhlovodíků ovlivňuje poměr paliva a vzduchu při spalování, přičemž překročení povolených limitů může způsobovat nedokonalé spalování, nižší účinnost a vyšší znečištění. Někteří odběratelé mohou vyšší uhlovodíky dodatečně oddělovat nad rámec limitů pro složení. Zisk z lepšího spalování a prodeje oddělených uhlovodíků v takových případech může přesahovat náklady na segregační technologii.

V novějších zpracovatelských závodech se vyšší uhlovodíky oddělují od metanu na základě odlišného bodu kondenzace uhlovodíků pomocí Joule-Thomsonova cyklu, který se v obměněné podobě využívá ve zkapařovacích LNG terminálech. Zatímco metan kondenzuje při cca –161 °C, u etanu je bod kondenzace –88 °C, u propanu –42 °C a u butanu a pentanu v závislosti na podobě molekul od –12 °C do –1 °C, respektive od 28 °C do 36 °C. Postupným snižováním teploty se tak dají odčerpávat zkapařené vyšší uhlovodíky. Limity pro obsah nežádoucích či méně žádoucích látek jsou ještě přísnější, přepravuje-li se plyn ve formě LNG.

Výroba chemikálií ze zemního plynu

V průběhu 20. století se zemní plyn stal významným zdrojem pro výrobu chemických látek. Na počátku produkčního zpracování zemního plynu je proces zvaný plynová syntéza, kdy poměrně stabilní molekuly metanu reagují s vodou za vzniku oxidu uhelnatého (CO) a vodíku (H₂). Nejčastějšími produkty pocházejícími ze zemního plynu jsou rozpouštědlo metanol a čpavek, který je základem výroby hnojiv. Kromě toho lze z plynu pomocí Fischer-Tropschovy syntézy vyrobit kapalná paliva, která se vyznačují lepší transportovatelností oproti plynu a menším dopadem na životní prostředí než paliva odvozená od ropy.

Fischer-Tropschova syntéza:



86 Procesu, kdy se vytvářejí slabé vazby mezi povrchovými molekulami pevných látek a kapalinami, se říká „adsorpce“.

5.7.2 Zpracování ropy

V rafineriích se vlivem chemikálií, katalyzátorů, teploty a tlaku jednotlivé typy uhlovodíků přítomné v ropě oddělují a koncentrují. Z ropy se tak uvolňují jednotlivé uhlovodíkové směsi. Rafinační proces ale také mění strukturu molekul a vazeb mezi nimi tak, aby výsledek co nejlépe odpovídal poptávce. Historický vývoj rafinačních zařízení reflektuje dva podněty: evoluci v kvalitě produktů (zvyšující se oktanové a cetanové číslo) a poptávku po jednotlivých typech produktů (zpočátku byl hlavním produktem zpracování ropy petrolej používaný pro osvětlení, později jej nahradila paliva). Postupem času se v procesu zpracování kumulovalo stále větší množství dílčích kroků, které v souhrnu přinášely zvyšující se podíl nejlépe obchodovatelných sloučenin na úkor odpadních či méně žádoucích produktů.

Již na místě těžby se z ropy odstraňuje voda a s ní i značná část solí. Jisté množství (zpravidla 5–60 mg/kg) však v ropě zůstává i při transportu do rafinerií. Zde je nutné sůl odstranit, neboť přispívá ke korozi zpracovatelského zařízení, usazuje se v potrubí, v pecích, ve ventilech a na dalších místech a ucpává póry katalyzátorů pro následné zpracování destilačních zbytků. Při odsolování se k ropě přidává čistá voda, která v sobě rozpouští krystalické soli přítomné ve vodě. Tento postup je urychlen a podpořen ohřevem, vyšším tlakem, deemulgátory a elektrickým polem, které podporuje shlukování kapiček vody. Voda se poté od ropy oddělí.

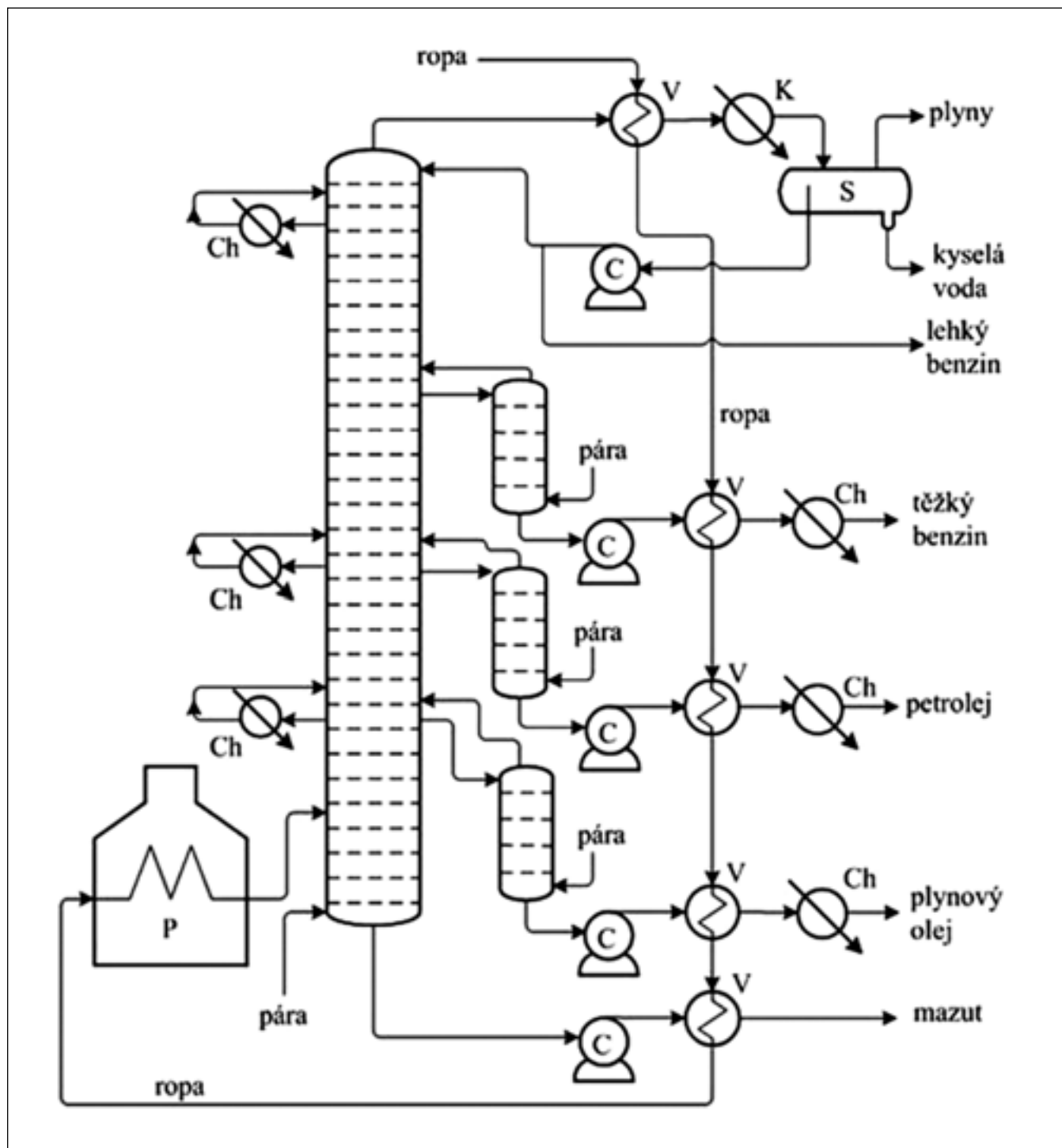
Po odsolení se ropa atmosférickou vakuovou destilací rozděluje na užší frakce, které se zpracovávají samostatně. Jedná se o plyny, lehký benzin, těžký benzin, petrolej, plynový olej a mazut jako destilační zbytek.⁸⁷ Ropa se do destilační věže vhání skrze sérii tepelných výměníků, kde odebírá teplo kondenzujícím frakcím z předchozí destilace. Pomocí této regenerace tepla se ropa předejde na 280–300 °C. Požadovanou destilační teplotu 360 °C ropa dosahuje po vypuštění z trubkové pece (P) do atmosférické destilační věže. Zde se uvolňují páry a stoupají do vyšších pater. Kapalné podíly klesají dolů, kde z nich vháněná vodní pára uvolňuje další lehčí páry, které poté stoupají vzhůru, kde jsou v jednotlivých patrech děleny podle frakcí. Před odebráním je směs několikrát vrácena zpět do věže a opětovnou kondenzací a vypařením se zvyšuje poměr látek s nižším bodem varu oproti látkám s vyšším bodem varu. Látkově koncentrované páry každého patra jsou potom přivedeny do kondenzátoru (C), kde dochází k jejich kondenzaci (přechodu do kapalného stavu). Uvolněné teplo je pomocí tepelného výměníku (V) využito k přehřátí právě přiváděné ropy. Taktéž zde dochází k oddělení vody.⁸⁸

Tab. 14: Teploty varu jednotlivých frakcí

plyny	20 °C
lehký benzin	40 °C
těžký benzin	110 °C
petrolej	180 °C
nafta	250 °C
plynový olej	340 °C
mazut	400+ °C

87 Blažek, J., & Rábl, V. (2006). *Základy zpracování a využití ropy*. Praha: VŠCHT, s. 51.

88 Petroleum.cz. (n.d.). *Atmosférická destilace ropy*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-05.aspx>

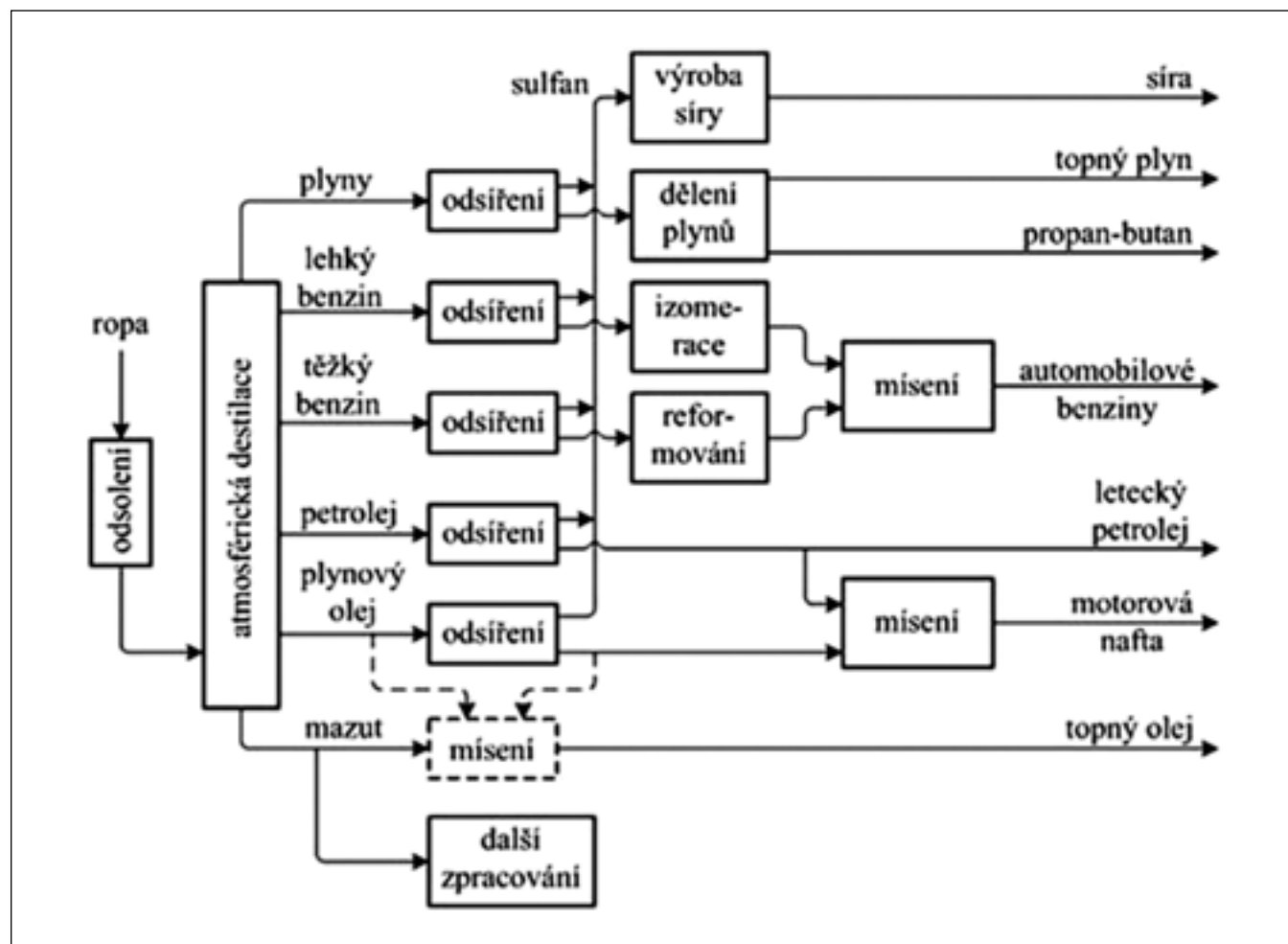
Obr. 12: Atmosférická destilace ropy⁸⁹

(C – čerpadlo, S – separátor, K – kondenzátor, P – trubková pec, V – výměník tepla, Ch – chladič)

89 Tamtéž.

Vzniklé destiláty se odsiřují, oddělený sulfan se zpracovává na síru. Plyny se rozdělují na topné plyny (metan a etan) a propan-butan. Pro zvýšení oktanového čísla⁹⁰ se u lehkých benzinů používá izomerace, u těžkých benzinů reformování. Poté jsou lehký i těžký benzin míseny do automobilových benzinů. Petrolej je základem pro výrobu leteckých paliv a spolu s plynovým olejem i pro výrobu motorové nafty. Zbytkový mazut je mísen s plynovým olejem na topný olej, případně směřován k dalšímu zpracování.⁹¹

Obr. 13: Základní rafinační procesy⁹²



Izomerace benzinů⁹³

Při izomeraci se mění uspořádání atomů v molekule, jejich počet a poměr zůstává shodný. V ropném průmyslu se izomerace používá na zvýšení oktanového čísla benzinu. Lehký benzin obsahuje směs C5 a C6 n-alkanů, i-alkanů a cykloalkanů a malé množství benzenu. Při izomeraci se část n-pentanu, n-hexanu a málo rozvětvených C6 izomerů přeměňuje na izopentan a více rozvětvené C6 izomery. Tyto izomery mají větší oktanové číslo než odpovídající n-alkany.

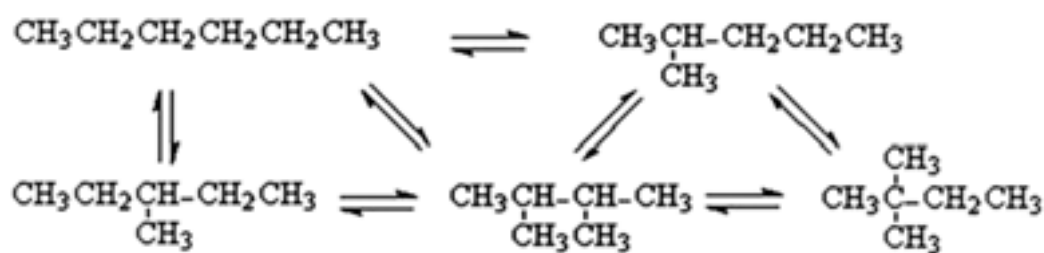
⁹⁰ Oktanové číslo u benzinu je dáno odolností proti detonaci při kompresi ve válci motoru. Čím vyšší číslo, tím lépe je směs stlačitelná, aniž by hrozilo její předčasné vznícení (tzv. klepání motoru). Oktanové číslo je poměr izo-oktanu a n-heptanu. Obdobně se u dieslových motorů používá cetanové číslo (poměr cetanu v 1-methylnaftalenu) udávající náchylnost nafty ke vznícení – čím vyšší, tím lepší.

⁹¹ Petroleum.cz. (n.d.). *Zpracování atmosférických destilátů na paliva*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-01.aspx>

⁹² Tamtéž.

⁹³ Petroleum.cz. (n.d.). *Význam a základy izomerace*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-27.aspx>

Obr. 14: C6 izomery



Reformování benzinů⁹⁴

Těžké benziny z destilace ropy mají nízké oktanové číslo (obvykle 40–60), proto se jejich oktanové číslo musí zvyšovat procesem, který se nazývá katalytické reformování. Ke zvýšení oktanového čísla dochází při tomto procesu na základě změny struktury uhlovodíků přítomných ve zpracovávané surovině skrze procesy izomerace nebo cyklizace a aromatizace. Reformování se provádí v přítomnosti katalyzátoru a vodíku, který zabraňuje nežádoucím koksotvorným reakcím. Vodík se při katalytickém reformování nepotřebává, ale naopak vzniká.

V moderních rafineriích je mazut zpracováván pomocí štěpných procesů, kterými se vakuové destiláty a zbytky přeměňují na pohonné hmoty. Vakuová destilace probíhá za nižšího tlaku než atmosférická. Nižší tlak znamená nižší bod varu přítomných sloučenin, které tak mohou být z mazutu vydestilovány, aniž by došlo k jejich termickému rozkladu. Mazut je prvně zpracován na vakuový plynový olej, vakuové destiláty (obvykle dvou až tří stupňů podle bodu varu) a vakuové zbytky. Tyto destiláty se poté štěpí (krakují) pomocí fluidního katalytického krakování, popřípadě pomocí hydrokrakování na frakce obvykle využitelné při výrobě paliv (benziny, petroleje a plynové oleje).⁹⁵

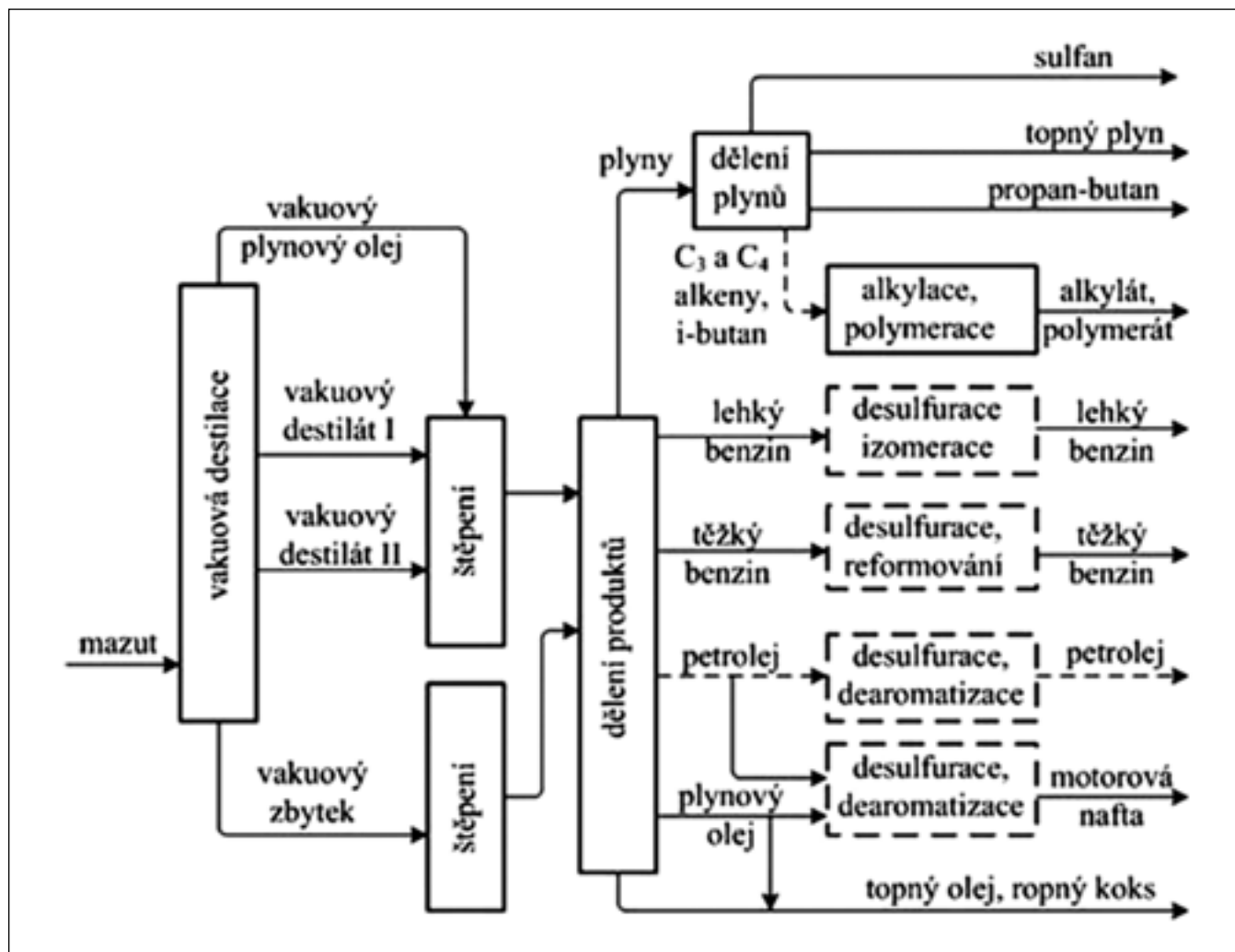
Box 2: Význam štěpných procesů⁹⁶

Spotřeba ropy ve světě stále roste, zejména v důsledku rostoucí poptávky po benzinech a středních destilátech, které se používají převážně jako pohonné hmoty. Velkou poptávku po benzinu a motorové naftě vyvolává hlavně rozvoj osobní a nákladní přepravy (automobilová, lodní, letecká a železniční). Ve všech těchto druzích přepravy se k pohonu motorů používají převážně paliva vyrobená z ropy. Při zpracování ropy proto vzniká velký nedostatek lehkých frakcí (především benzinů a středních destilátů) a přebytek těžkých frakcí. Většina druhů ropy totiž nemá takové frakční složení, které by bylo potřebné z hlediska možného odbytu jednotlivých rafinerských produktů. Poptávka po topných olejích, které se vyrábějí z těžkých ropných frakcí, kryje v poslední době jen cca 12 % hm. frakcí získaných zpracováním ropy. Konvenční ropy ale obsahují obvykle 35–50 % hm. frakcí vroucích nad 370 °C, a těžké ropy dokonce více než 60 % hm. těchto frakcí.

⁹⁴ Petroleum.cz. (n.d.). *Význam a základy reformování benzinů*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-24.aspx>

⁹⁵ Petroleum.cz. (n.d.). *Zpracování vakuových destilátů a zbytků na paliva*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-02.aspx>

⁹⁶ Petroleum.cz. (n.d.). *Význam štěpných procesů*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-07.aspx>

Obr. 15: Štěpení⁹⁷

Štěpení (krakování) je proces řízeného rozkladu komplexních organických molekul (např. kerogen, těžké uhlovodíky) na jednodušší molekuly (lehké uhlovodíky) pomocí rozbití uhlíkových vazeb složitějších molekul („delší“ uhlovodíky se dělí na „kratší“). Pro výsledky procesu je klíčová vysoká teplota a přítomnost katalyzátorů.

Visbreaking⁹⁸

Visbreaking je proces mírného termického krakování, původně se používal ke zlepšení vlastností topných olejů ze zbytkových frakcí, tj. ke snížení jejich viskozity a bodu tuhnutí. Vakuové zbytky a někdy i mazuty se musejí většinou smíchat s určitým množstvím vhodné níževroucí ropné frakce (např. plynový olej), aby se získal topný olej požadované viskozity a bodu tuhnutí. Po snížení viskozity topného oleje pomocí visbreakingu se tak ušetří tato níževroucí frakce. Při visbreakingu dochází v omezené míře i k tvorbě lehkých frakcí.

97 Petroleum.cz. (n.d.). *Zpracování vakuových destilátů a zbytků na paliva*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-02.aspx>

98 Petroleum.cz. (n.d.). *Visbreaking*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-08.aspx>

Některé procesy visbreakingu jsou provozovány s reaktorem (tzv. soaker). Předehřátá surovina se ohřívá v peci na teplotu 440–460 °C, poté se vede do reaktoru, ve kterém probíhá hlavní část štěpných reakcí. Teplota na výstupu z reaktoru bývá okolo 430 °C, doba zdržení produktů v reaktoru 10–40 minut, tlak 0,5–6 MPa. Surovinou může být mazut nebo vakuový zbytek. Z reakčních produktů se většinou oddělují pouze plyny, benzin a část plynového oleje, jako zbytek se získává těžký topný olej.

Jiné procesy visbreakingu pracují bez reaktoru, jeho funkci zastupuje část trubkové pece, ve které proběhnou štěpné reakce. Tyto procesy se provozují při vyšší teplotě (470–500 °C), doba zdržení štěpené suroviny v reakční části pece se pohybuje většinou v rozmezí 1–3 minut. Na výstupu z pece se do reakčních produktů nastříkuje obvykle plynový olej, což vede ke snížení teploty produktů a zastavení reakcí.

Jednotka visbreakingu je instalována v rafinerii Litvínov, je vybavena reaktorem, reakční produkty jsou děleny na atmosférické a poté na vakuové koloně. Jednotka zpracovává 2 500 t vakuového zbytku za den. Získané atmosférické destiláty se ve směsi s odpovídajícími frakcemi z destilace ropy zpracovávají v existujících jednotkách na pohonné hmoty.

Koksování

Při koksování se ve srovnání s visbreakingem používají ostřejší reakční podmínky (vyšší teploty, delší reakční doby), v důsledku toho dochází k větší tvorbě světlých frakcí a k velké tvorbě koksu použitelného jako speciální palivo při výrobě cementu.

Katalytické krakování⁹⁹

Katalytické krakování poskytuje velké výtěžky benzínu (až 50 % hm.), který má navíc dobré oktanové číslo. Kapacitně patří katalytické krakování k nejrozšířenějším procesům v rafinerském průmyslu, jeho celková kapacita byla v roce 2002 cca 750 Mt/rok. Při katalytickém krakování se surovina štěpí při teplotě 500–550 °C a za tlaku cca 0,3 MPa na kyselých katalyzátorech, jejichž základ tvoří hlinitokřemičitany.

Hydrokrakování¹⁰⁰

Hydrokrakování destilátů se obvykle provádí při teplotách 400–450 °C, při relativně velkých tlacích 5–20 MPa, a velkém přebytku vodíku (500–1 500 m³ H₂/m³ suroviny, při spotřebě 100–500 m³ H₂/m³ suroviny), aby se co nejvíce potlačila tvorba koksu a jednotka se nemusela často odstavovat kvůli regeneraci katalyzátoru. Obvyklá objemová rychlost je 0,5–2,0 h⁻¹, tj. 0,5–2,0 m³/h suroviny na 1 m³ katalyzátoru.

Při hydrokrakování lze, ve srovnání s katalytickým krakováním, získat větší výtěžky žádaných štěpných produktů, zejména plynového oleje, který se používá jako komponenta motorové nafty. Získané produkty jsou vysoce rafinované, tj. neobsahují ve větším množství heteroatomy, což je velká výhoda tohoto procesu, protože povolené množství síry v pohonných hmotách se výrazně zmenšuje. Nevýhodou hydrokrakování jsou větší investiční a provozní náklady a to, že je třeba mít k dispozici zdroj vodíku. Hydrokrakování se často používá jako doplněk katalytického a termického krakování ke štěpení velice aromatických surovin, jako jsou lehké a těžké plynové oleje z visbreakingu, koksování a katalytického krakování.

99 Petroleum.cz. (n.d.). *Význam a základy katalytického krakování*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-11.aspx>

100 Petroleum.cz. (n.d.). *Význam a základy katalytického hydrokrakování*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-13.aspx>

Výroba asfaltů¹⁰¹

Nejrozšířenějším způsobem výroby silničních asfaltů je vakuová destilace mazutů, která se provádí tak, aby vakuový destilační zbytek vyhovoval svými vlastnostmi požadavkům kladeným na asfalt příslušné penetrace. Nejvhodnějším typem ropy pro tento způsob výroby asfaltů jsou středně těžké a těžké cykloalkanické a cykloalkanoaromatické typy ropy s malým obsahem parafinů.

Z některých druhů ropy nelze vakuovou destilací připravit silniční asfalty o požadovaných vlastnostech. Z těchto druhů ropy se asfalty vyrábějí oxidací (polofoukáním) vakuových zbytků nebo směsí těchto zbytků a vhodných vakuových frakcí. Oxidace asfaltu se používá také při výrobě tvrdých oxidovaných asfaltů, které mají vysoký bod tuhnutí (typicky 80–120 °C).

Hlavní reakcí probíhající při oxidaci (foukání) ropných zbytků je oxidativní dehydrogenace, při níž dochází k přeměně cykloalkanických kruhů na aromatické za vzniku vody jako vedlejšího reakčního produktu. V důsledku této dehydrogenace se cykloalkanické a cykloalkanoaromatické sloučeniny přeměňují na více aromatické a polární polyaromatické sloučeniny a asfalteny. Polofoukané asfalty mají ve srovnání s destilačními asfalty vyrobenými ze stejné ropy zejména nižší (lepší) bod lámavosti, vyšší bod měknutí a větší obsah asfaltenů.

Oxidace asfaltů se provádí ve vertikálním oxidačním reaktoru při reakční teplotě 220–250 °C. Nověji se do oxidační věže zabudovávají i míchadla. Asfalt předehřátý na cca 220 °C se oxiduje vzduchem, který se přivádí cca 1 m nad dnem reaktoru do děrovaného věnce. Oxidace asfaltu je exotermní pochod, v důsledku něhož se asfalt v reaktoru ohřívá, takže na výstupu z reaktoru má až 250 °C. Část produktu se někdy po ochlazení ve výměníku tepla nastříkuje znovu do horní části reaktoru, čímž se zabezpečuje jeho chlazení. Někdy se chlazení reaktoru a odvod reakčního tepla zajišťuje rozstřikováním vody v horní části reaktoru.

Petrochemické závody

Moderní člověk nakupuje zhruba asi 30 000 druhů zboží, které lze nazvat produktem chemického průmyslu. Na počátku výrobních řetězců pro takovéto množství výrobků je jen omezený počet výchozích surovin, z nichž nejdůležitější je ropa. Zjednodušeně řečeno, petrochemie je obor, který je zaměřen na syntézu nejdůležitějších výchozích sloučenin, kdy surovinou je ropa a petrochemikálií obvykle jednoduchá čistá látka, která je dalšími syntetickými a polymerními technikami transformována na polymery nebo jiné produkty chemické technologie (např. farmaceutické produkty, detergenty, barviva, výbušniny, vonné látky apod.).¹⁰²

Petrochemické závody mohou navazovat na jakýkoli typ rafinerie. Z rafinerie odebírají některé frakce, ze kterých vyrábějí řadu velkotonážních organických i anorganických chemikálií. Rafinerské a petrochemické výroby jsou velmi těsně spjaté, na mnoha místech jsou budovány těsně vedle sebe, aby se omezily náklady na přepravu surovin a produktů. Při plánování výstavby nových rafinerských jednotek se v mnoha případech přihlíží i k možností zpracování jednotlivých produktů petrochemickými výrobami. Naopak některé vedlejší produkty z petrochemických výrob lze využít jako složku paliv.¹⁰³

101 Petroleum.cz. (n.d.). *Výroba asfaltů*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-42.aspx>

102 Petroleum.cz. (n.d.). *Definice a dnešní význam petrochemie*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-48.aspx>

103 Petroleum.cz. (n.d.). *Zpracování ropných frakcí na petrochemikálie*. Dostupné z <http://www.petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-03.aspx>

Mezi základní frakce využívané v petrochemických závodech patří těžké benziny, benziny, střední destiláty nebo hydrokrakované vakuové destiláty. Na druhé straně výrobního procesu jsou produkty jako například alkeny (etylen, propylen, buteny), dieny (1,3-butandien), aromatické sloučeniny (benzen, toluen) a syntézní plyn či vodík.¹⁰⁴

5.8 Trhy s ropou a zemním plynem¹⁰⁵

5.8.1 Světový trh s ropou

Ropa je mnohými považována za nejdůležitější komoditu vůbec. Tato důležitost je dána především jejím významem pro dopravní sektor a také pro chemický průmysl. Více než 95 % pohonných hmot, automobilový benzin, motorová nafta, letecké palivo ad., je vyráběno z ropy. Ropa se využívá rovněž k produkci chemikálií a chemických výrobků, jako jsou umělá vlákna, léčiva, barviva, topné oleje, kosmetické výrobky ad. (asi 40 % celkového trhu). Ropa je velmi důležitá také pro produkci potravin, neboť převážná většina hnojiv je vyráběna z ropy.¹⁰⁶ Dodávky ropy jsou proto nezbytným předpokladem fungování moderní společnosti. Vývoj na ropném trhu, což zřejmě není možné tvrdit o ostatních energetických (či jiných) komoditách, tak ovlivňuje doslova všechny země, ať už se jedná o producenty, nebo spotřebitele. Důvodem je, mimo její výsadní pozici ve zmíněných sektorech, také její dosud velmi omezená nahraditelnost jinými zdroji energie.

Kombinace těchto dvou faktorů způsobuje, že změny ceny ropy se následně více či méně promítají do všech výrobních procesů v ekonomice. Často je v této souvislosti zmiňována korelace mezi skokovým zvyšováním cen ropy a poklesem světového hospodářského produktu (GWP). Naproti tomu zvyšování světové spotřeby ropy dlouhodobě koreluje s růstem GWP.¹⁰⁷ Tento trend neplatí ve vyspělých průmyslových ekonomikách. Hlavním důvodem byla restrukturalizace těchto ekonomik následující po ropných šocích a přesun energeticky (*oil-intensive*) náročné výroby především do velkých rozvíjejících se ekonomik, jako jsou Čína, Indie, Brazílie a další. Podíl ropy na světovém energetickém mixu je přes pokles – zatímco v roce 1973 to bylo 46 %, v roce 2009 již „pouze“ 33 % – stále nejvyšší.¹⁰⁸ Tento ústup lze vedle zvyšování účinnosti jejího využití vysvětlit především snížením jejího podílu v elektro-energetickém sektoru (cca 10 % světového elektro-energetického mixu). Pozici nejvíce využívaného zdroje energie by ropa měla ztratit přibližně kolem roku 2030, kdy se pod úroveň 30 % její využití přiblíží podílům uhlí a zemního plynu. Celková světová spotřeba ropy potom setrvale roste, v porovnání s rokem 1973, kdy její spotřeba činila cca 55 mil. barelů denně, je dnes potřeba více než 87 mb/d; více než polovina tohoto množství je dopravována po moři.¹⁰⁹

Ropa není jen nejvíce využívanou energetickou komoditou, ale je také nejvíce fyzicky i „papírově“ obchodovanou komoditou vůbec. Exporty surové ropy a ropných produktů činí asi 13 % celkového obchodu s komoditami. Pro srovnání, v roce 2006 to bylo přibližně 4 mld. USD denně, zatímco hodnota

104 Tamtéž.

105 Autorem kapitoly je Petr Ocelík.

106 Petroleum.cz. (n.d.). *Co se z ropy vyrábí*. Dostupné z <http://www.petroleum.cz/vyroby/>

107 Např. Hamilton, J. (2011). *Historical Oil Shocks*. University of California. Dostupné z http://dss.ucsd.edu/~jhamilton/oil_history.pdf; Rogoff, K. (2006). *Oil and the Global Economy*. Harvard University. Dostupné z http://www.nes.ru/public-presentations/Papers/Oil%20and%20the%20Global%20Economy_Rogoff_v2.pdf

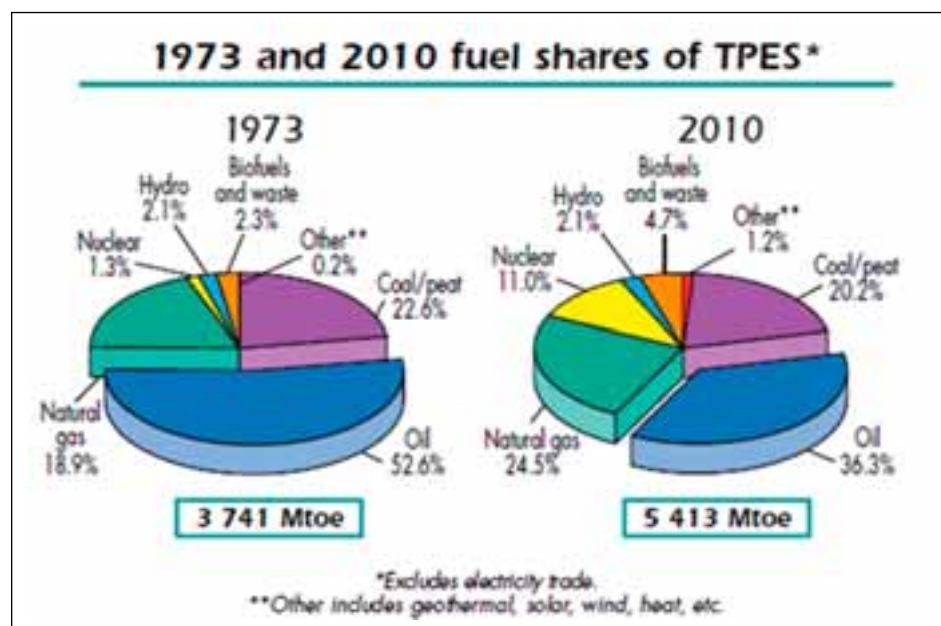
108 IEA. (2011). *World Energy Outlook 2011. Executive Summary*. Dostupné z http://www.iea.org/weo/docs/weo2011/executive_summary.pdf

109 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

exportů automobilů byla 1,5 mld. USD denně.¹¹⁰ Novým trendem je tzv. financializace obchodu s ropou. Ať už za účelem snižování rizika, či spekulativního zisku se v posledních deseti letech enormně zvýšil objem obchodování s tzv. papírovými barely (na cca 10–15násobek objemu fyzického obchodu); tedy „barely ropy“, které nebudou nikdy doručeny a jejichž cena je odvozena od ropných cenových indexů. Dle mnohých¹¹¹ se jedná o jeden z hlavních, ne-li hlavní, zdroj současné nestability cen na trhu s ropou. Druhotným, byť neméně významným důsledkem je přelévání této nestability do vývoje cen neenergetických komodit jako například potravin. Přestože význam ropy v energetickém sektoru klesá, v případě jejího vlivu na světovou ekonomiku to zatím neplatí.

Ropa pro mnoho zemí zůstává významným zdrojem příjmů. Nejméně 50 zemí produkuje významné množství ropy; dvě třetiny celkové produkce jsou pak exportovány. Řada států, typicky členové kartelu OPEC, je na exportu ropy vitálně závislá. Cílem těchto producentů je zajistit si dostatečně vysoké a stabilní příjmy, a to prostřednictvím úmyslného omezování vlastní produkce. Spotřebitelé, jejichž cílem je naopak zajistit si dostatečný objem ropy za přijatelnou (nejlépe tedy co nejnižší) cenu, jsou poté ve srovnání s podmínkami konkurenčního trhu nuceni platit vyšší ceny při menším nabízeném množství ropy. Takto vytvářená struktura světového ropného trhu se tak – v kombinaci s nedemokratickou povahou režimu mnohých ropných producentů – opakovaně stává zdrojem napětí či konfliktu v mezinárodním prostředí.¹¹² Lze shrnout, že ropa je i nadále kriticky důležitou surovinou, která si uchovává svůj strategický význam.¹¹³

Obr. 16: Podíl ropy na světovém TPES (roky 1973 a 2010)¹¹⁴



110 BP. (2009). *Statistical Energy Review 2009*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf

111 Např. Juvenal, L., & Petrella, I. (2012, June). *Speculation in the Oil Market*. Federal Reserve Bank of St. Louis, Working Paper 2011-027D. Dostupné z <http://research.stlouisfed.org/wp/2011/2011-027.pdf>; Buyuksahin, B., & Robe, M. (July, 2011). *Does 'Paper Oil' Matter? Energy Markets' Financialization and Equity-Commodity Co-Movements*. Dostupné z http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1855264

112 Viz Mabro, R. (2006). *Oil in the 21st Century: Issues, Challenges and Opportunities*. Oxford, New York: Oxford University Press.

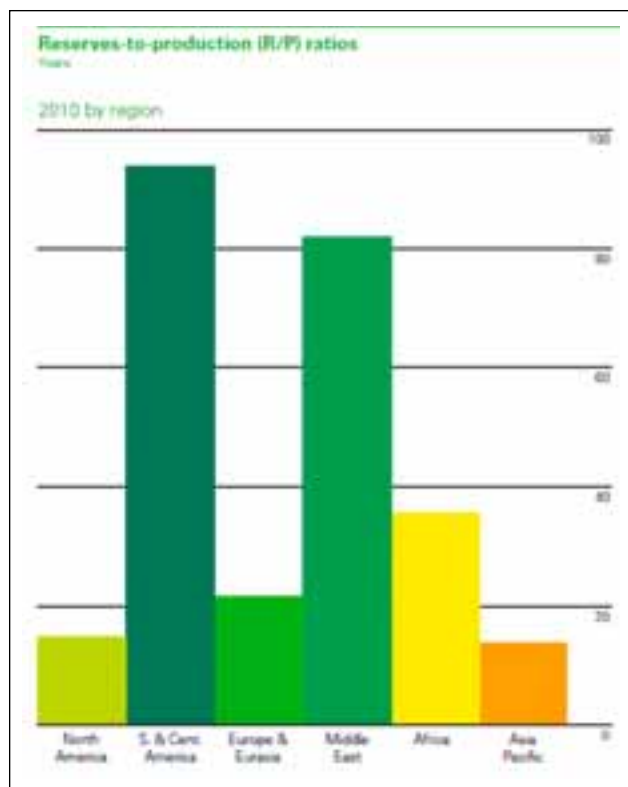
113 Pro kritickou diskusi viz např. Nordhaus, W. (2009). *The Economics of an Integrated World Oil Market*. Keynote Address at International Energy Workshop, Venice Italy. Dostupné z http://nordhaus.econ.yale.edu/documents/iew_052909.pdf

114 IEA. (2010). *Key World Energy Statistics*. Dostupné z http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf, s. 6.

5.8.1.1 Zásoby

Konvenční zásoby ropy vytěžitelné při současných cenách a technologiích jsou odhadovány na cca 1,4 mld. barelů, což při současné spotřebě odpovídá životnosti asi 46 let.¹¹⁵ V potaz je ovšem nutné brát změny všech tří hlavních proměnných, které životnost zásob ovlivňují; těmi jsou úroveň cen, technologie a spotřeba. Lze předpokládat, že rozvoj technologie těžby zpřístupní nyní nerentabilní ložiska ropy (tím, že sníží náklady), podobně předpokládaný dlouhodobý růst cen by umožnil těžbu těchto ložisek (tím, že umožní realizovat zisk při vyšších nákladech). Především v důsledku těchto dvou faktorů se zásoby ropy stále zvyšují. Pro srovnání, oproti současným cca 1,4 mld. barelů, v roce 1990 činily cca 1 mld. barelů.¹¹⁶ Na druhou stranu se podle současných predikcí¹¹⁷ bude zvyšovat také poptávka po ropě, která bude z převážné části tažena rozvíjející se Asií. Uvažovat je třeba rovněž rozvoj těžby nekonvenčních zdrojů ropy, který může životnost zásob významně zvýšit. Kupříkladu zásoby kanadských ropných písků činí 143 mil. barelů (tedy více než 1,5násobek roční světové spotřeby).¹¹⁸ Níže uvedené údaje BP (2011) je proto potřeba chápat v tomto kontextu.

Obr. 17: Poměr zásob k produkci v jednotlivých produkčních regionech¹¹⁹



115 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

116 Tamtéž.

117 IEA. (2011). *World Energy Outlook 2011. Executive Summary*. Dostupné z http://www.iea.org/weo/docs/weo2011/executive_summary.pdf

118 Tamtéž, s. 7.

119 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

Jak je patrné, světové zásoby ropy (WOR) jsou značně geograficky koncentrované. V oblasti Perského zálivu leží 5 z 10 států s největšími konvenčními zásobami (viz tabulka). V tzv. strategické elipse zahrnující zmiňovanou oblast, Střední Asii a Západní Sibiř se nachází cca 70 % WOR. Na oblast Blízkého východu připadá téměř 55 % WOR, přičemž Saúdská Arábie se na WOR podílí z 19 %. Producenti OPEC vlastní 77 % WOR. Nejvýznamnějšími držiteli zásob mimo OPEC jsou Kanada, Rusko, Kazachstán, USA a Brazílie. Potenciál pro zvýšení těžby mají ze zmíněných non-OPEC producentů přitom pouze Kanada, Kazachstán a Brazílie disponující cca 4,2 % WOR (při započtení kanadských ropných písků poté cca 15 % WOR). Toto geografické rozložení zásob je jednou z podmínek vzniku komoditního kartelu.¹²⁰

Tab. 15: Držitelé největších zásob ropy v roce 2010¹²¹

	Objem zásob (mld. barelů)	% WOR	Životnost zásob (roky)
Saúdská Arábie	264,5	19,1	72,4
Venezuela	211,2	15,3	*
Írán	137	9,9	88,4
Irák	115	8,3	*
Kuvajt	101,5	7,3	*
SAE	97,8	7,1	94,1
Rusko	77,4	5,6	20,6
Libye	46,4	3,4	76,7
Nigérie	37,2	2,7	42,4
Kanada	32,1	2,3	26,3
Kanada (vč. ropných písků)	175,2	11,5	*
OPEC celkem	1068,4	77,2	85,3
Non-OPEC celkem	188,7	13,6	15,1
OECD celkem**	91,4	6,6	13,5
Svět celkem	1383,2	100	46,2
* více než 100 let, **OECD je podmnožinou non-OPEC producentů			

5.8.1.2 Nejvýznamnější producenti a exportéři na trhu s ropou

Z geografického rozložení zásob přirozeně vyplývá také geografické rozložení produkce ropy, která je obdobně koncentrovaná. Na předních místech jsou vedle zemí OPEC také velcí spotřebitelé jako USA a Čína a rovněž Mexiko a Kanada. Mezi významné producenty dále patří Brazílie, Norsko, Angola, Alžírsko nebo Kazachstán.

¹²⁰ Tamtéž.

¹²¹ Tamtéž.

Tab. 16: Největší producenti a exportéři ropy v roce 2010¹²²

	objem produkce (mb/d)	% světové produkce		objem exportu (mb/d)	% světového exportu
Rusko	10,3	12,9	Saúdská Arábie	7,6	15,3
Saúdská Arábie	10	12	Rusko	7,3	14,7
USA	7,5	8,7	Írán	2,5	5
Írán	4,2	5,2	SAE	2,4	4,8
Čína	4,1	5,2	Norsko	2,2	4,4
Kanada	3,3	4,2	Kuvajt	2,1	4,2
Mexiko	3	3,7	Nigérie	2,1	4,2
SAE	2,8	3,3	Kanada	1,9	3,8
Kuvajt	2,5	3,1	USA	1,9	3,8
Venezuela	2,5	3,1	Irák	1,9	3,8
OPEC celkem	34,3	41,8	OPEC celkem	26,5	53,4
on-OPEC celkem	47,7	58,2	on-OPEC celkem	23,1	46,6
OECD celkem*	18,5	22,1	OECD celkem	8,6	17,4
Svět celkem	82	100	Svět celkem	49,6	100
*OECD je podmnožinou non-OPEC producentů					

5.8.1.2.1 Saúdská Arábie

Saúdskou Arábii lze bez nadsázky považovat za nejdůležitějšího producenta ropy. S velkým odstupem před Venezuelou vlastní největší zásoby ropy (265 mld. b),¹²³ spolu s Ruskem se dělí o pozici největšího producenta (10 mb/d) a je rovněž největším exportérem ropy (7,6 mb/d). Ve více než stovce saúdskoarabských polí se nachází pětina prokázaných světových zásob. Všechny zásoby ropy i zemního plynu jsou v držení státní

122 Tamtéž; CIA. (n.d.) *The World Factbook. Country Comparison: Oil – Exports*. Dostupné z <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2176rank.html>

123 Zásoby Venezuely byly výrazně zvýšeny v důsledku rozvoje zdejších nekonvenčních zdrojů ropy. Nekonvenční zdroje ropy označují nesourodou skupinu zdrojů ropy, případně nestandardních způsobů jejího získávání. Zatímco konvenční ropa je IEA v jejím *World Energy Outlook 2011* definována jako směs uhlovodíků, které za normálních povrchových podmínek existují v kapalném skupenství, nekonvenční ropa je definována jako ropa, kterou je nutno získat za pomoci nekonvenčních těžebních technologií, protože ji v jejím přirozeném stavu není možné vytěžit, aniž by byla zahřívána či ředěna. Ministerstvo energetiky USA poté rozlišuje čtyři typy nekonvenčních rop: těžkou ropu, extra-těžkou ropu, bitumen (ropné písky) a kerogen (břidličnou ropu). Někdy je sem řazena také ropa těžená z velkých hloubek nebo ropa získávaná konverzí z uhlí a zemního plynu. Hranice mezi jednotlivými typy rop nejsou v žádném případě neprostupné a jejich zařazení se může měnit – mnoho v současnosti využívaných nalezišť bylo dřívě považováno za nekonvenční. Zlepšující se technologie však umožnily jejich těžbu. Někdy se proto také uvádí kategorie tranzitních zdrojů ropy; sem se zpravidla řadí hluboko uložená ložiska nebo těžká ropa. Ke klasifikaci rop viz dále tato kapitola. Gordon, D. (2012, May). *Understanding Unconventional Oil*. Carnegie Endowment: The Carnegie Papers. Dostupné z http://carnegieendowment.org/files/unconventional_oil.pdf

společnosti Saudi Aramco,¹²⁴ která je plně vertikálně integrovanou firmou působící v oblastech průzkumu, těžby, rafinace, přepravy a prodeje ropných a chemických výrobků. Těžena je celá škála konvenčních typů rop, přičemž 65–75 % připadá na lehké ropy, 25 % na středně těžké a zbytek na těžkou ropu; s výjimkou velmi lehkých rop je saúdskoarabská ropa kyselá (obsahuje vyšší podíl síry). Podíl těžby méně kvalitní, těžší ropy se má dle prohlášení Saudi Aramco snižovat. Více než polovina zásob je soustředěna do osmi superobřích polí. Největší z nich, pole Ghawar o objemu 70 mld. barelů lehké ropy (*Arab light crude*), se blíží celkové úrovni zásob Ruské federace. Mezi další superobří pole patří: Safaniya (1,5 mb/d), Khurais (1,2 mb/d), Qatif (0,5 mb/d) a Shaybah (0,5 mb/d).¹²⁵

Saúdská Arábie disponuje největší produkční kapacitou schopnou na trh dodat více než 12 mb/d, jejíž součástí je největší závod na zpracování ropy¹²⁶ na světě v Abqaiqu¹²⁷ s kapacitou více než 7 mb/d, který je napojen na rafinerie a přístavy Ras Al Ju'aymah, Ras Tanura a Yanbu, odkud je ropa a také ostatní kapalné uhlovodíky (NGL) v případě přístavu Yanbu exportována na světový trh. Komplex Ras Tanura má kapacitu cca 6 mb/d a směřuje z něj více než 75 % exportu; kapacita Ras Al Ju'aymah je 3 až 3,6 mb/d. Exportní terminál v Yanbu, který se na rozdíl od předchozích dvou nachází na pobřeží Rudého moře, má kapacitu cca 4,5 mb/d ropy a 2 mb/d NGL a ropných produktů. Mimo zmíněnou trojici Saúdská Arábie disponuje tuctem menších exportních terminálů. Celková exportní kapacita pak činí cca 14 až 15 mb/d. Společnost Vela International Marine Ltd., pobočka Suadi Aramco, vlastní šestou největší flotilu supertankerů na světě, jejíž součástí je 24 tankerů třídy VLCC. Dalšími sedmi tankery této třídy disponuje společnost National Shipping Company of Saudi Arabia, která je z 28 % vlastněna vládou. Saúdská Arábie v současnosti není napojena na žádný mezinárodní ropovod s výjimkou potrubí spojující pole Abus Saafra a Damman s Bahrajnem. Více než polovina exportů Saúdské Arábie směřuje do pacifické Asie; vedle Japonska (1,2 mb/d), Jižní Koreje (850 tis. b/d) a Číny (840 tis. b/d) patří mezi největší importéry ropy ze Saúdské Arábie také Spojené státy (1 md/d).¹²⁸ Do Evropy směřují jen asi 4 % exportu. Ceny saúdskoarabské ropy jsou určovány na základě stupňů její kvality (velmi lehká, lehká, středně těžká a těžká) a tří hlavních spotřebitelských trhů (asijský, severoamerický a evropský).¹²⁹ Ceny pro severoamerický trh jsou určovány (od roku 2010) na základě indexu Argus Sour Crude (ASCI),¹³⁰ pro asijský dle indexu Dubai Fateh a pro evropský dle indexu Brent.¹³¹

Produkce NGL, která není podřízena kvótám OPEC, z většiny určená rovněž pro asijský trh, dosahuje úrovně 1,8 mb/d, což rovněž znamená první místo na světě. Rafinovací kapacita Saúdské Arábie potom činí cca 2 mb/d; polovina je v držení Saudi Aramco, druhá polovina je ve vlastnictví zahraničních společností. Plánováno je rozšíření této kapacity až na 6 mb/d. Saúdská Arábie je také významným spotřebitelem

124 Saudi Aramco je ze 100 % vlastněna saúdskoarabskou vládou.

125 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf; EIA. (2011, January). *Saudi Arabia. Countries Profil*. Dostupné z <http://205.254.135.7/countries/cab.cfm?fips=SA>

126 Dochází zde k upravení (především odsíření) surové ropy na kvalitu, jež je požadována pro její další využití v rafineriích.

127 V únoru 2006 došlo k neúspěšnému pokusu o sebevražedný bombový útok na závod v Abqaiqu poté, co Al-Káidá vyhlásila obnovení útoků mífících na páteř saúdskoarabské ekonomiky. Po incidentu došlo k výraznému zvýšení jednotek ostrahy infrastruktury, sama Saudi Aramco za tímto účelem najala 5 000 pracovníků. Další bezpečnostní pojistkou je udržování přebytkových kapacit v rámci celého transportního systému. EIA. (2011, January). *Saudi Arabia. Countries Profil*. Dostupné z <http://205.254.135.7/countries/cab.cfm?fips=SA>

128 EIA. (2011, January). *Saudi Arabia. Countries Profil*. Dostupné z <http://205.254.135.7/countries/cab.cfm?fips=SA>

129 ACC Intelligence & Research. (n.d.). *Saudi Aramco Crude Pricing*. Dostupné z <http://www.prnewswire.com/news-releases/saudi-aramco-switches-to-argus-sour-crude-index-for-us-deliveries-66952527.html>

130 K jednotlivým indexům viz dále v této kapitole.

131 ACC Intelligence & Research. (n.d.). *Saudi Aramco Crude Pricing*. Dostupné z <http://www.prnewswire.com/news-releases/saudi-aramco-switches-to-argus-sour-crude-index-for-us-deliveries-66952527.html>

ropy s 2,8 mb/d; vysoká spotřeba je dána jednak ekonomickým růstem a jednak subvencováním cen ropy. V současnosti je v této souvislosti rozvíjen jaderný program, jehož cílem je snížit podíl ropy v elektro-energetickém sektoru (podíl ropy na TPES mixu je 56 %).¹³²

Saúdská Arábie jako jediná země na světě nakládá s významnou přebytkovou kapacitou, což jí umožňuje reagovat na nenadálé okolnosti na trhu. Při současné produkci 10 mb/d se jedná o cca 2 až 2,5 mb/d; produkční kapacita může být v delším čase dále zvýšena až na 15 mb/d.¹³³ Saúdská Arábie je proto, i vzhledem k výše uvedenému, v pozici tvůrce trhu. Její tržní podíl a vliv na její spojení v OPEC (především Kuvajt a SAE) jí zajišťuje rozhodující slovo při určování výše produkční kvóty kartelu, což se následně odráží jak na vývoji cen na trhu, tak na dostupném objemu dodávek (vzhledem k tomu, že ostatní exportéři jsou na hranici produkčních možností). To se projevilo i při roztržce z června 2011, kdy Írán (toho času předsednická země) odmítl navrhované zvýšení produkční kvóty, na což Saúdská Arábie odpověděla jednostranným zvýšením produkce, kterou následovalo snížení cen a dohoda z konce roku zachovávající stávající (tedy zvýšenou) úroveň produkce.¹³⁴ Saúdská Arábie tak i nadále zůstává v pozici ropného „centrálního bankéře“, když je schopna nahradit výpadky významných producentů (jako např. Iráku nebo Libye), a uchovává si významný vliv na úroveň světových cen ropy.

5.8.1.2.2 Ruská federace

Zásoby ropy Ruské federace jsou se 77,4 mld. barelů sedmé největší na světě, tvoří 5,6 % celkových světových zásob.¹³⁵ Produkce ropy v Rusku se po rozpadu SSSR v důsledku ekonomické transformace významně snížila z rekordních 12 mb/d v roce 1988 na 6,4 mb/d v roce 1999. Výrazný růst v letech 2000 až 2006 byl následně vystřídán stabilizací na úrovni cca 9,5 až 10,5 mb/d.¹³⁶ V současnosti je Rusko s více než 10 mb/d, s těsným „náskokem“ před Saúdskou Arábií, největším ropným producentem při téměř 13% podílu na trhu.¹³⁷ Nejvíce ropy se těží v oblasti Západní Sibíře, kde se nacházejí pole Priobskoje, Prirazlomnoje, Mamontovskoje ad. Životnost zásob je odhadována na cca 20 let¹³⁸ a úroveň produkce by měla začít v následujících letech pozvolna klesat. BMI očekává dosažení vrcholu těžby 10,6 mb/d v roce 2016.¹³⁹ Podobně i IEA předpokládá mírný pokles růstu těžby po roce 2012.¹⁴⁰ Optimističtější prognózu nabízí úřad vlády Ruské federace, dle něhož by Rusko mělo být schopné udržet současné tempo produkce ropy dalších 40 let. Tento rozdíl ruská vláda vysvětluje tím, že mezinárodní organizace počítají se současnou výší daňového zatížení těžby, které snižuje rentabilitu produkce (a vede proto

132 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf; EIA. (2011, January). *Saudi Arabia. Countries Profil*. Dostupné z <http://205.254.135.7/countries/cab.cfm?fips=SA>

133 EIA. (2011, January). *Saudi Arabia. Countries Profil*. Dostupné z <http://205.254.135.7/countries/cab.cfm?fips=SA>

134 Tamtéž.

135 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

136 Doklad S. I. Šmatko po voprosu Generalnoj shemy razvitiya neftjanoy otrasli na period do 2020 goda. (2010, November 8). *Energyfuture.ru*. Dostupné z <http://energyfuture.ru/doklad-s-i-shmatko-po-voprosu-generalnoj-sxemy-razvitiya-neftnyanoj-otrasli-na-period-do-2020-goda>

137 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

138 Tamtéž.

139 Business Monitor International. (2011). *Russia Oil and Gas Report Q2 2012*. Dostupné z http://pdf.marketpublishers.com/businessmonitor/russia_oil_n_gas_report_q2_2011.pdf

140 IEA. (2011). *Oil Market Report*. Dostupné z <http://omrpublic.iea.org/currentissues/Russ.pdf>

k podhodnocení objemu zásob). Dlouhodobý pokles těžby v tradičních produkčních oblastech jako jsou Uralsko-Volžský region nebo Chanty-Mansijský autonomní okruh, má být vyrovnán zvyšující se těžbou na nových nalezištích na poloostrově Jamal (Bovaněnko), Východní Sibiři (Vankor), Dálném východě (šelf Sachalinu) a v Privolžském federálním okruhu.¹⁴¹

Ropnému sektoru dominuje několik velkých společností. Nejsilnější postavení má Rosněft', většinově vlastněná státem. Na ropném trhu působí také Gazprom. Mezi další významné soukromé společnosti patří Novatek (menšinový podíl drží Gazprom), TNK-BP (poloviční podíl drží BP) a Lukoil (menšinový podíl drží ConocoPhillips). Od vstupu ConocoPhillips do Lukoilu probíhají další zahraniční investice v Rusku zpravidla pouze ve spolupráci se státními společnostmi, zpravidla Rosněftí. Exportní kapacita je z 90 % kontrolována další státní společností, Transněft'.¹⁴² Export v roce 2009 činil 7,3 mb/d, tj. téměř 15 % světového exportu.¹⁴³ Pět největšími exportními trhy jsou Německo (0,7 mb/d), Nizozemsko (více než 0,5 mb/d), Polsko, Čína a Francie. Více než polovinu objemu celkového exportu tvořila surová ropa; dlouhodobým zájmem je přitom zvyšování podílů ropných produktů.¹⁴⁴

Rusko disponuje rozsáhlou exportní infrastrukturou zahrnující mezinárodní ropovody směřující na evropské trhy, tedy systém Družba s kapacitou 1,4 mb/d¹⁴⁵ a Baltský systém, a ropovody spojující produkční oblasti s exportními terminály v Primorsku, ropovod Sever a ropovod Baku – Novorossijsk. Ruská ropa je exportována také prostřednictvím osmi přístavů, mimo zmiňovaných Primorsku (1,5 mb/d) na pobřeží Baltského moře a Novorossijsku na pobřeží Černého moře, kde se nacházejí další dva exportní terminály (Južnyj a Tuapse), se jedná o dálnovýchodní přístavy De Katri, Prigorodnoje a přístav v Kozminském zálivu. Ve výstavbě je ropovod ESPO, jehož jedna větev má spojit východosibiřské produkční oblasti s Čínou, druhá větev se napojí na exportní terminál v Kozminském zálivu. Druhým velkým projektem je Baltský systém II., který spojuje západosibiřské produkční oblasti s nově vybudovaným exportním terminálem v Ustí-Luga ve Finském zálivu. Asi 5 % exportu je přepravováno po železnici především do Číny (cca 0,3 mb/d). Rafinační kapacita činí 5,4 mb/d, největší podíl připadá na Rosněft' (1,3 mb/d), dále potom Lukoil (1 mb/d) a TNK-BP (700 tis. b/d).¹⁴⁶ Do roku 2030 by se dle *Plánu rozvoje ropného sektoru* měla tato kapacita zvýšit až o třetinu. Spotřeba ropy s výjimkou roku 2009 setrvale roste; očekává se, že tento trend bude pokračovat (až na 4,8 mb/d v roce 2030). Při předpokládané produkci na úrovni 10,5 mb/d by tak Rusko mohlo mít problémy s uspokojováním rostoucí poptávky na světových trzích.¹⁴⁷

5.8.1.2.3 USA

Konvenční zásoby USA činí 30,9 mld. barelů. Největšími produkčními oblastmi jsou Texas (1,4 mb/d), Mexický záliv, Aljaška a Kalifornie. Spojené státy byly po většinu historie ropného průmyslu největším světovým producentem a významným exportérem. Produkce svého vrcholu 9,6 mb/d dosáhla v roce

141 МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. (n.d.). НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС. Dostupné z http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas/oildirection/dobycha/neft_mesto/

142 EIA. (2010, November). *Russia. Countries Profil*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS&trk=p2>

143 CIA. (n.d.). *The World Factbook. Country Comparison: Oil – Exports*. Dostupné z <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2176rank.html>

144 Pleines, H. (2009). Developing Russia's oil and gas industry: What role for the state? In J. Perovic, R. Orttung, & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations: Implications for Conflict and Cooperation*. New York: Routledge, s. 80.

145 Družba je největším tranzitním ropovodem. Ropu do Evropy dopravuje dvěma cestami: (1) severní přes Bělorusko, Polsko a Německo, a (2) jižní přes Bělorusko, Ukrajinu, Maďarsko, Slovensko, Českou republiku.

146 EIA. (2010, November). *Russia. Countries Profil*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS&trk=p2>

147 IEA předpokládá přibližně 2% růst poptávky po ropě ročně. IEA. (2011). *World Energy Outlook 2011. Executive Summary*. Dostupné z http://www.iea.org/weo/docs/weo2011/executive_summary.pdf

1970, poté následoval postupný pokles; v roce 2008 produkce dosahovala 6,7 mb/d. Příčinou poklesu bylo snižování výtěžnosti ložisek a také nízké ceny ropy v období 80. a 90. let.¹⁴⁸ Tato situace se začala měnit koncem první dekády 21. století, když se v roce 2009 začala produkce opět zvyšovat. Těžbu táhnou především hluboko uložená ložiska v Mexickém zálivu a ropné břidlice v Texasu a Severní Dakotě.¹⁴⁹ V roce 2011 tak produkce činila již 7,8 mb/d. V souvislosti s tímto oživením se objevují odhady, že USA by v poměrně krátkém čase mohly překonat produkční vrchol z roku 1970.¹⁵⁰ Spojené státy v roce 2011 vyvezly pouze cca 0,05 mb/d surové ropy, avšak v případě ropných produktů (především paliv) to bylo již 2,9 mb/d (zatímco před pěti lety se jednalo o 1,3 mb/d).¹⁵¹ USA disponují největší rafinační kapacitou na světě 17,5 mb/d, kterou obstarává 137 rafinerií. Rafinérský průmysl zažíval před nástupem ekonomické krize rapidní rozvoj; důvodem byla jednak velká poptávka zejména v dopravním sektoru a také dopady hurikánů Rita a Katrina, které na čas vyřadily podstatnou část rafinační kapacity. Pokles poptávky, který zvýšení rafinační kapacity následoval, nutně vedl k snížení utilizace. To ve spojení s iniciativami na snižování spotřeby v dopravním sektoru a posilováním podílu obnovitelných paliv vede k obavám o životaschopnost některých rafinerií.¹⁵²

V porovnání s předchozími dvěma producenty je ropný sektor USA plně liberalizovaný; ceny jsou určovány komoditně, dominantními hráči na trhu jsou soukromé společnosti a lze rovněž sledovat dlouhodobý trend ke zvyšování počtu účastníků trhu na úkor vertikálně integrovaných společností (tzv. majors – VICs). Největšími VICs jsou ExxonMobil, Chevron a ConocoPhillips, které jsou rovněž zahrnovány do skupiny největších soukromých mezinárodních společností – tzv. supermajors. Jak již bylo uvedeno, jejich podíl na těžbě se setrvale snižuje na úkor tzv. nezávislých producentů (independents – ICs), což jsou společnosti působící pouze na jedné části hodnototvorného řetězce a splňující také některé další parametry (max. počet zaměstnanců, max. objem produkce apod.). Zatímco v 80. letech měly VICs nad nezávislými producenty v objemu produkce mírnou převahu, v roce 1995 to bylo již 60 % ve prospěch ICs; koncem první dekády 21. století je to již 68 % (v případě zemního plynu je podíl ICs ještě výraznější).¹⁵³

5.8.1.2.4 Írán

Írán, podobně jako Saúdská Arábie člen OPEC, disponuje čtvrtými největšími zásobami ropy na světě (137 mld. barelů, tedy 9,9 % světových zásob); je současně čtvrtým největším producentem a třetím největším exportérem ropy na světě, když v roce 2011 vytěžil 4,2 mb/d (5,2 % světové produkce) a vyvezl 2,5 mb/d (5 % světového exportu).¹⁵⁴ Více než polovina zásob je soustředěna v šesti superobřích polích (dvěma největšími jsou pole Ahváz a Maroun); 85 % z *onshore* zásob se nachází na jihozápadě země poblíž hranic s Irákem. Produkce probíhá celkem na 40 polích, 71 % zásob připadá na *onshore* ložiska. Většina

148 EIA. (2004, February). *The U.S. Petroleum and Natural Gas Industry*. Dostupné z <http://www.eia.gov/emeu/finance/usi&to/upstream/>

149 Rascoe, A. (2012, January 2012). *U.S. Oil Production to Surge on Shale Output: EIA*. Dostupné z <http://www.reuters.com/article/2012/01/23/us-usa-eia-outlook-idUSTRE80M1LE20120123>

150 Sebastian, S. (2012, February 21). *U.S. Oil Output Set to Boom*. Mysanantonio.com. Dostupné z <http://www.mysanantonio.com/news/energy/article/U-S-oil-output-set-to-boom-3345237.php>

151 EIA. (n.d.). *Petroleum & Other Liquids Data*. Dostupné z http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_exp_dc_NUS-Z00_mbb1_m.htm

152 Andrews, A., Pirog, R., & Sherlock, M. (2010, November). *The U.S. Oil Refining Industry: Background in Changing Markets and Fuel Policies*. CRS Report for Congress. Dostupné z <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R41478.pdf>

153 Petroleum Technology Transfer Council. (n.d.). *Small Producers*. Dostupné z http://www.pttc.org/tech_centers/producers/sp_wp.pdf

154 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

iránského vývozu na světové trhy směřuje z terminálu na ostrově Kharg s kapacitou 5 mb/d. Dlouhodobý nedostatek investic do energetického sektoru způsobený především ekonomickými sankcemi a zvyšující se domácí spotřeba vedou k pozvolnému poklesu objemu exportu. Íránská pole mají navíc poměrně vysokou míru poklesu těžby (8–13 % ročně). Írán je druhým největším spotřebitelem v regionu Perského zálivu (za Saúdskou Arábií); domácí poptávka je tažena především spotřebou motorové nafty a benzínu. Protože ekonomické sankce jsou mířeny právě na dovoz ropných produktů, Írán zde usiluje o soběstačnost. Rafinační kapacita činí cca 1,8 mb/d.¹⁵⁵ Přestože objem této kapacity se od 90. let téměř zdvojnásobil, Írán je i nadále závislý na dovozu zmíněných produktů, a plánuje tak další zvyšování rafinační kapacity. Národní íránská ropná společnost (NIOC) vlastněná íránskou vládou ovládá celý ropný a také plynárenský sektor. Zahraniční investice zde mohou probíhat jen pod přímou kontrolu NIOC, a to buď na základě tzv. *buy-back* systému, kde zahraniční společnost pokryje celou investici, z níž je jí následně NIOC přidělen určitý objem produkce, který může prodávat, nebo na základě tzv. *build-operate-transfer* (BOT) systému, kde zahraniční společnost pokryje investici na výstavbu a po předem určené době využívání předává projekt do vlastnictví NIOC.¹⁵⁶

Historie těžby ropy v Íránu je velmi dlouhá. Produkce byla zahájena již v roce 1908 a cca 80 % zásob bylo objeveno před rokem 1965; tři čtvrtiny zásob byly již vytěženy. Od 70. let začalo docházet k výrazným výkyvům íránské produkce. V letech 1976 a 1977 se Írán přiblížil k hranici 6 mb/d, události revoluce z roku 1979 v kombinaci s válkou, omezenými investicemi, sankcemi a poklesem výtěžnosti způsobily propad až na 400–700 tisíc b/d.^{157,158} Pokles výtěžnosti začal Írán kompenzovat především prostřednictvím injekcí zemního plynu do ropných ložisek. V 90. letech byl kvůli nedostatku domácích finančních a technologických zdrojů zaveden zmíněný *buy-back* systém, který načas přitáhl zahraniční investory. Vzhledem k tomu, že íránský trh je vyspělý (k poslednímu velkému objevu došlo v roce 1999) a mezinárodněpolitická situace je nadále napjatá (vyloučit nelze ani vojenskou intervenci USA), posílení zájmů zahraničních investorů, nezbytné pro obnovu íránského ropného i plynárenského průmyslu, nelze předpokládat. Írán je přitom na exportu surové ropy značně závislý, když tímto způsobem v roce 2010 získal cca 73 mld. USD. Export ropy přináší více než polovinu vládních příjmů, ropa a ropné produkty poté tvoří téměř 80 % celkového íránského exportu. Změny světové ceny ropy tak významně ovlivňují rozpočtové možnosti íránské vlády. Fluktuace cen má i další destabilizační důsledky. V období nízkých cen ropy dochází k poklesu kurzu riálu a snížení objemu dovozů (včetně průmyslových výrobků potřebných pro rozvoj těžby), v období vysokých cen ropy jsou zase financovány populistické, dlouhodobě neudržitelné sociální programy. Subvencování spotřeby ropných produktů a zemního plynu potom dále posiluje domácí poptávku, kterou je potřeba uspokojit prostřednictvím importů (což neprospívá platební bilanci); celkové náklady na tyto subvence jsou odhadovány na 20 % HDP.¹⁵⁹

155 Tamtéž.

156 EIA. (2011, November). *Iran. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IR>; Mohamedi, F. (n.d.). *The Oil and Gas Industry*. US Institute of Peace. Dostupné z <http://iranprimer.usip.org/resource/oil-and-gas-industry>

157 EIA. (2011, November). *Iran. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IR>

158 Mohamedi, F. (n.d.). *The Oil and Gas Industry*. US Institute of Peace. Dostupné z <http://iranprimer.usip.org/resource/oil-and-gas-industry>

159 EIA. (2011, November). *Iran. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IR>

5.8.1.2.5 Čína

Čína, druhá největší ekonomika světa a země s největším počtem obyvatel, je, podobně jako Spojené státy, významná především coby spotřebitel. Část spotřeby nicméně uspokojuje z vlastní produkce, která ji řadí na páté místo na světě. Konvenční zásoby činí 14,8 mld. barelů; tj. asi 1,1 % světových zásob. Produkce poté dosahuje 4,1 mb/d (5,2 % světové produkce).¹⁶⁰ Přibližně 85 % těžební kapacity je umístěno *onshore*; nejvíce ropy (i zemního plynu) se vytěží na severozápadě země v provincii Xinjiang. *Offshore* těžba je soustředěna do oblastí Bohajského zálivu, delty Perlové řeky, Jihočínského moře a v menší míře také ve Východočínském moři; rozvoj těžby v těchto oblastech má poté kompenzovat pokles produkce z *onshore* ložisek. Právě ložisek ve Východočínském a Jihočínském moři (oblast Spratlyových ostrovů) se týkají také územní spory Číny s Japonskem v prvním případě a s Filipíny, Malajsií, Tchaj-wanem a Vietnamem v případě druhém. Transportní infrastruktura je v současnosti plně využívána pro import nebo pro vnitrostátní transport. Rafinační kapacita přesahuje 9 mb/d, přičemž Čína plánuje další rozšíření o 3,3 mb/d do roku 2015. Čínské rafinerie byly tradičně uzpůsobeny pro zpracování lehké sladké ropy z ložisek na severozápadě země, nicméně nové kapacity se musí přizpůsobit především těžším a kyselejším ropám z Blízkého východu a *offshore* polí. Těžbu začala Čína rozvíjet na začátku 60. let, kdy bylo otevřeno pole Daqing na severozápadě země. Během 70. a 80. let byla Čína významným exportérem. Ekonomický růst provázený zvyšující se poptávkou po ropě ovšem tuto etapu ukončil a v roce 1993 přesáhla spotřeba domácí produkci.¹⁶¹

Ropný průmysl je pod kontrolou státu, základní priority tedy stanovuje vedení Komunistické strany. Klíčovou roli zde má Energetická kancelář Národní rozvojové a reformní komise (NDRC), která vytváří politiky a regulace pro celý energetický sektor, a dále jednotlivá ministerstva s působností v odvětví ropného průmyslu (např. ministerstvo pro zemědělství a zdroje nebo ministerstvo obchodu). Nejdůležitějšími hráči na trhu jsou tři státem vlastněné společnosti: China National Petroleum Company (CNPC), China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) a Sinopec. Původně byla CNPC zaměřena na průzkum a produkci, Sinopec na rafinaci a distribuci; CNOOC poté, na rozdíl od CNPC, těžila v pobřežních vodách. Po reorganizaci z roku 1998 došlo k integraci CNPC a Sinopecu po celé délce hodnototvorného řetězce. Působnost CNPC a Sinopecu byla rozlišena regionálně; aktivity CNPC jsou soustředěny na severozápadě, Sinopec působí na jihovýchodě. CNPC i Sinopec rovněž prostřednictvím dceřiných společností vstoupily na světové kapitálové trhy. Na čínském trhu působí také řada velkých mezinárodních ropných společností, jako jsou ExxonMobil, Shell, BP ad.¹⁶²

5.8.1.2.6 Kanada

Kanada disponuje 32,1 mld. barelů konvenčních zásob a dalšími asi 143 mld. barelů nekonvenčních zásob; celkem tedy více než 175 mld. barelů, což ji řadí na třetí místo za Saúdskou Arábii a Venezuelu. Řazeno dle velikosti zásob, Kanada je jediným nečlenem OPEC mezi prvními sedmi státy.¹⁶³ Právě nekonvenční zdroje, zejména bitumen, jsou jednou z hlavních příčin a možností zvyšování těžby ropy mimo OPEC. Produkce Kanady se nachází ve třech hlavních oblastech; nekonvenční zdroje jsou soustředěny v provincii Alberta, konvenční zdroje jsou mimo Albertu těženy také na západě Kanady a ve vodách u atlantického

160 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

161 EIA. (2011, May). *China. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>

162 Tamtéž.

163 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

pobřeží. Další zásoby se nachází v Beafortově moři, u tichomořského pobřeží a v zálivu Sv. Lawrence. Především *offshore* těžba na atlantickém pobřeží je již v útlumu; zvyšující se důležitost tak budou mít produkční oblasti na západě země a nekonvenční zdroje ropy.¹⁶⁴ Kanada v roce 2011 vytěžila 3,3 mb/d, z čehož spotřebovala cca 2,3 mb/d, zbývající objem byl vyvezen do USA. Kanada je největším dodavatelem na americký trh. Většina exportů odchází z oblastí na západě země; těžba na východě země, kde je soustředěna většina populace, pak z převážné části pokrývá domácí spotřebu.¹⁶⁵ Asi 70 % exportů prochází potrubními systémy spojujícími provincii Alberta s provincií Quebec a americkým středozápadem. Plánováno je další rozšíření exportních kapacit, jedním z projektů je Northern Gateway Pipeline Project, který by spojil ložiska v Albertě s plánovaným terminálem Kitimat (součástí má být také LNG exportní kapacita) na tichomořském pobřeží, což by Kanadě otevřelo cestu na asijské trhy. Rafinační kapacita činí 1,9 mb/d, oznámena je řada rozšíření, především s ohledem na zpracování nekonvenčních zdrojů.¹⁶⁶

Podobně jako v případě USA, v Kanadě nalezneme vysoce liberalizovaný, likvidní trh, kde vedle velkých mezinárodních společností, jako jsou Suncor Energy, Imperiali Oil nebo Talisman Energy, působí řada menších nezávislých producentů. V nedávné době bylo přesto přijato opatření *Invest Canada Act* upravující podmínky investování zahraničních firem, z nichž musí Kanadě plynout „čistý zisk“ (*net benefit*).¹⁶⁷

5.8.1.3 Spotřebitelé

5.8.1.3.1 USA

Největším spotřebitelem ropy na světě jsou s 19,1 mb/d USA, které se na světové spotřebě podílejí asi 21 %. Spotřeba ropy v posledních dvou desetiletích spíše stagnovala, když v roce 1990, resp. 2000 USA spotřebovaly 17 mb/d, resp. 19,7 mb/d.¹⁶⁸ Vzhledem ke zvyšujícím se cenám ropy a poměrně vysokému podílu tohoto zdroje na TPES Spojených států lze předpokládat, že v blízké budoucnosti dojde k jejímu poklesu. Ropa je pro USA nejdůležitějším zdrojem energie, když tvoří 37,1 % TPES, druhým nejdůležitějším zdrojem je se značným odstupem na 23,8 % zemní plyn. Spotřeba je tažena především dopravním a průmyslovým sektorem, kde ropa uspokojuje 95 %, resp. 42 % poptávky. Stále významné postavení má ropa také v rezidenčním sektoru, kde se podílí 16 % a je druhým nejdůležitějším zdrojem.¹⁶⁹ Celková spotřeba ropy je z 61 % pokrývána importy (cca 22 % světových importů); pěti největšími dovozci (tvořícími téměř 70 % celkového importu) surové ropy v roce 2010 byly Kanada, Saúdská Arábie, Mexiko, Venezuela a Nigérie.¹⁷⁰

164 EIA. (2011, April). *Canada. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CA>

165 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

166 EIA. (2011, April). *Canada. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CA>

167 Tamtéž.

168 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf; Indexmundi.com. (n.d.) *United States Crude Oil Consumption by Year*. Dostupné z <http://www.indexmundi.com/energy.aspx?country=us&product=oil&graph=consumption>

169 EIA. (2011, April). *Canada. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CA>

170 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

5.8.1.3.2 Čína

Čínská spotřeba ropy činí 9 mb/d; začátkem 90. let se Čína stala čistým importérem ropy a její spotřeba se nadále výrazně zvyšuje, když v roce 2000 činila 4,7 mb/d.¹⁷¹ V roce 2010 tvořil růst čínské spotřeby třetinu zvýšení světové poptávky; jen mezi lety 2009 a 2010 zaznamenaly importy růst o 17 %. Čína se rovněž posunula na první místo, pokud jde o celkovou spotřebu energie (TPES). Čínskému TPES přitom dominuje se 71 % uhlí, ropa se na druhém místě podílí 19 %. Importy ropy pokrývají přes 50 % spotřeby; očekává se, že do roku 2035 by importní závislost měla vzrůst na 72 %. Nejdůležitějším regionem, přes zvyšování podílů afrických producentů, zůstává Blízký východ, když mezi prvními pěti exportéry surové ropy (tvořícími 56 % celkového importu) najdeme Saúdskou Arábii, Angolu, Írán, Omán a Rusko. Mimo námořních importních terminálů dováží Čína ropu také prostřednictvím tranzitních ropovodů. V roce 2006 byl spuštěn ropovod přivádějící ruskou a kazašskou ropu z Kazachstánu. O pět let později byla otevřena první fáze ropovodu ESPO (Eastern Siberia-Pacific Ocean Pipeline), který s čínským trhem spojí východosibiřská ložiska. Dále se zvažuje výstavba ropovodu z Myanmaru, který by sloužil jako alternativní cesta pro dodávky z Blízkého východu a Afriky v případě uzavření Malacké úžiny.¹⁷²

5.8.1.3.3 Japonsko

Japonsko disponuje jen velmi omezenými domácími zdroji energie, a samo je tak schopno pokrýt pouze 16 % TPES. Ložiska ropy nacházející se ve Východočínském moři navíc nelze kvůli územním sporům s Čínou rozvíjet. Japonsko je třetím největším spotřebitelem a importérem ropy na světě, když v roce 2010 spotřebovalo 4,5 mb/d a dovezlo totéž množství.¹⁷³ Ropa je stále nejdůležitějším zdrojem energie, když tvoří 46 % TPES (v 70. letech to bylo cca 80 %), a to i přes pokles spotřeby, který je způsoben změnami, jako jsou nahrazování ropy zemním plynem v rezidenčním sektoru, tlak na energetickou efektivitu a stárnutí populace. Většina importů pochází z Blízkého východu, na nějž připadá asi 80 % celkového importu; mezi pět největších importérů patří Saúdská Arábie, Spojené arabské emiráty, Katar, Kuvajt a Írán. Japonsko proto usiluje o geografickou diverzifikaci se zaměřením na Rusko, jihovýchodní Asii a Afriku. V roce 2012 by měla být dokončena druhá fáze ropovodu ESPO, jehož větev bude napojena na exportní terminál Nachodka na tichomořském pobřeží, odkud bude ropa dále přepravována mj. také do Japonska.¹⁷⁴

Přestože domácí produkce je zanedbatelná, japonský ropný průmysl je značně rozvinutý a Japonsko patří mezi největší investory nejen v ropném, ale v energetickém sektoru obecně. Do roku 2004 byl trh dominován státem vlastněnou JNOC (Japan National Oil Corporation), která byla posléze rozdělena na vícero státních společností s cílem posílit konkurenci na trhu. Většinu aktivit převzala JOGMEC (Japan Oil, Gas and Metal National Corporation) zaměřená především na podporu průzkumu a těžby v zahraničí (především na Blízkém východě a v jihovýchodní Asii) a skladování ropy na domácím trhu. Vznikly také dvě nové státní společnosti, INPEX (International Petroleum Exploration Corporation) a JAPEX (Japan Petroleum Exploration Company). Na downstreamu (v rafinaci a distribuci) převažují domácí soukromé společnosti. Regulační omezení dlouhou dobu neumožňovala zahraničním společnostem získat na trhu významnější podíl; rovněž tato situace se postupující liberalizací mění a na trhu již působí společnosti jako Chevron, BP nebo Shell. V současnosti tak na japonském trhu vedle sebe působí velké státní, soukromé domácí (největší ropnou společností je Nippon Oil) i zahraniční společnosti.¹⁷⁵

171 Tamtéž.

172 EIA. (2011, May). *China. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>

173 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

174 EIA. (2012, June). *Japan. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=JA>

175 Tamtéž.

5.8.1.3.4 Indie¹⁷⁶

Indie je čtvrtým největším spotřebitelem energie na světě a totéž místo jí patří v žebříčku spotřeby a importu ropy. Podobně jako v případě Číny, také v Indii spotřeba ropy tažená dopravním sektorem setrvale roste. Zatímco v roce 2000 Indie spotřebovala 2,3 mb/d, v roce 2010 to bylo již 3,3 mb/d.¹⁷⁷ Spolu s biomasou¹⁷⁸ je ropa druhým nejdůležitějším zdrojem energie, když se na TPES podílí 24 % (největší podíl má uhlí s 42 %). Kombinace stagnující produkce a rostoucí spotřeby vede ke zvyšování importní závislosti Indie, která v roce 2010 dovezla více než 2,2 mb/d, tedy 66 % spotřeby. Podobně jako v případě ostatních velkých asijských spotřebitelů většina importů pochází z Blízkého východu (63 % celkového importu); dvěma největšími dovozci jsou Indie a Írán. Přestože v posledních letech přijala indická vláda liberalizační opatření, jejichž cílem je přitáhnout zahraniční investice (zahraničním firmám bylo umožněno v projektech na území Indie držet 100% vlastnický podíl), ropnému sektoru i nadále dominují státem ovládané společnosti. Největší z nich je ONGC (Oil and Natural Gas Corporation), na niž připadají tři čtvrtiny indické produkce; největší soukromou společností je poté Reliance Industries. Na downstreamu má nejsilnější postavení IOC (Indian Oil Corporation) vlastníci 8 z 21 rafinerií a kontrolující tři čtvrtiny domácí přepravní sítě; podobně distribuci z převážné části ovládají státem vlastněné společnosti. Ceny domácích ropných produktů zůstávají nadále regulovány a ztráty v distribuci jsou nadále subvencovány z upstream aktivit státních společností či ze státního rozpočtu; v roce 2010 bylo zahájeno postupné narovnávání cen.¹⁷⁹

5.8.1.3.5 Saúdská Arábie

Spotřeba 2,9 mb/d činí ze Saúdské Arábie největšího spotřebitele v regionu Blízkého východu a pátého největšího spotřebitele ropy na světě. Patrná je zřetelně vzrůstající tendence, když v roce 2000 se jednalo o 1,5 mb/d.¹⁸⁰ Příčinou je silný ekonomický růst spojený s rozvojem průmyslového sektoru (především petrochemie) a subvencování cen. Ropa se na TPES podílí 56 % a z velké části pokrývá také potřeby elektroenergetiky (kde není využití ropy efektivní); v letních měsících si tento sektor vyžádá až 1 mb/d. Toto tempo růstu domácí spotřeby ohrožuje udržování dostatečné exportní kapacity, která je klíčová pro stabilitu světového trhu. Saudi Aramco, státní ropná společnost a monopolista trhu, v této souvislosti varovala, že bez zvýšení energetické efektivity a při pokračování tohoto trendu by hrozilo, že domácí poptávka v roce 2030 dosáhne 8 mb/d (současná úroveň produkce je přitom 10 mb/d).¹⁸¹

176 EIA. (2011, November). *India. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IN>

177 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

178 V případě Indie se jedná o tradiční zdroje biomasy, jako jsou dřevo, zemědělské zbytky, odpad apod., které jsou osmi sty miliony indických domácností využívány především pro vaření.

179 EIA. (2011, November). *India. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IN>

180 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

181 EIA. (2011, January). *Saudi Arabia. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=SA>

5.8.1.4 Stručná historie ropného trhu a hlavní aktéři

Hlavními aktéry ovlivňujícími dění na světovém ropném trhu jsou mimo zmiňované národní ropné společnosti (NOCs) a tzv. supermajors také dvě mezinárodní organizace. První z nich, OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries), sdružuje většinu významných ropných exportérů; druhá z nich, IEA (International Energy Agency), poté vznikla, aby hájila zájmy spotřebitelských států. Dění na světovém ropném trhu významně ovlivňují také státy, ať už prostřednictvím NOCs, nebo přímo – počínaje programy na zvyšování efektivity využívání ropy a konče vojenskými intervencemi v oblastech těžby. V důsledku zvyšující se financionalizace ropného trhu mohou situaci krátkodobě ovlivňovat také finanční instituce (investiční, hedgeové fondy) a spekulanti.

Až do začátku 70. let měly velké mezinárodní ropné společnosti dominantní postavení. Poválečný ropný režim byl řízen sedmičkou soukromých společností, tzv. sedmi sestrami, které ještě začátkem sedmé dekády 20. století disponovaly 70 % světových zásob a obstarávaly 50 % světové produkce.¹⁸²

Mezi sedm sester patřily Exxon (dříve Standard Oil of New Jersey, poté Esso), Mobil (dříve Standard Oil of New York, poté Mobil), Chevron (dříve Standard Oil of California), Gulf Oil, Texaco, Schell (dříve Rooyal Dutch Petroleum) a British Petrol (dříve Anglo-Iranian Oil Company). Jak je patrné, hned tři společnosti vznikly rozdělením Standard Oil, který byl založen roku 1870 Johnem D. Rockefellerem. Rockefeller rozvinul model centralizované organizace, kde byly jednotlivé lokální či subdodavatelské společnosti kontrolovány prostřednictvím sítě tajných smluv, které akcionáře zavazovaly k dodržování rozhodnutí Rockefellera a jeho společníků. Typická byla také „predátorská strategie“ kupování či eliminace konkurence (v závislosti na efektivnosti dané firmy). Mimo samotnou produkci kontroloval Standard Oil také rafinaci a distribuci (v obou případech kolem 90 % amerického trhu); dal tedy vzniknout modelu vertikálně integrované společnosti. Na přelomu století začaly tento model replikovat také konkurenční společnosti, což vedlo k oslabení pozice Standard Oil. V roce 1911 byl poté vynesena verdikt anti-monopolního řízení proti Standard Oil, na jehož základě byl rozdělen na 34 menších nezávislých společností; včetně tří výše uvedených, které spoluutvářely skupinu sedmi sester.¹⁸³

Počátkem 20. století se v Texasu, kde neměl Standard Oil dominantní postavení, etablovaly společnosti Gulf Oil a Texaco. V roce 1907 vznikla fúzí Royal Dutch Shell a dva roky nato Anglo-perská ropná společnost (dnešní BP), jejíž vznik je spojen se zahájením komerční těžby na Blízkém východě. Mezi Royal Dutch Shell, Anglo-perskou společností a následovníky Standard Oil byla v roce 1920 uzavřena dohoda týkající se tvorby cen ropy. Vlády producentů států obdržely příjem formou fiskálního příjmu, který odpovídal tzv. základní ceně ropy (odvozené od produkčních nákladů), kterou tajnou dohodou určovaly společnosti sdružené v kartelu. V roce 1949 se k tomuto kartelu připojily také Gulf Oil a Texaco. Tato situace se začala měnit v průběhu 50. let, kdy na trh začaly vstupovat nezávislé společnosti (především producenti) a dominantní postavení sedmi sester začala ohrožovat také zvyšující se produkce Sovětského svazu. Způsob rozdělování zisků mezi „hostitelské“ státy a soukromé společnosti navíc vyvolával mezi vládami těchto zemí stále větší nespokojenost. Výsledkem bylo založení OPEC následované vlnami znárodnění a ropnými šoky.¹⁸⁴ Již ve 40. letech začalo docházet k výraznému zvyšování podílu producentů zemí na zisku. Venezuela a po ní také Saúdská Arábie prosadily distribuci zisků v poměru 1:1.¹⁸⁵

182 Yergin, D. (1991). *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power*. New York: Simon & Schuster.

183 Tamtéž.

184 Rousseau, D. (1998). *History of OPEC*. VirginiaTech. Dostupné z <http://cnre.vt.edu/lsg/Intro/oil.pdf>

185 Tamtéž.

Možnost spolupráce za účelem dalšího posílení pozice vůči IOCům byla arabskými producentskými státy a Venezuelou v průběhu 50. let opakovaně zvažována. K definitivnímu uzavření kartelu ovšem došlo až začátkem 60. let v reakci na dovozní kvóty Eisenhowerovy administrativy omezující dovoz venezuelské a arabské ropy s cílem pomoci domácí produkci, která nemohla konkurovat nízkým cenám importů. Venezuela tak jako protipatření iniciovala dohodu o spolupráci s arabskými státy. OPEC byl zformován na konferenci v Bagdádu v září 1960, kde se sešli vrcholní představitelé Venezuely, Saúdské Arábie, Iráku, Íránu a Kuvajtu, aby zvážili možnosti zvýšení exportních cen ropy. V následujícím desetiletí se členy staly také Indonésie, Libye, Spojené arabské emiráty, Alžírsko a v 70. letech ještě Nigérie, Ekvádor a Gabon; prozatím poslední přijatou zemí byla v roce 2007 Angola. Vznikla tak stálá mezinárodní organizace, která v současnosti čítá 12 členů a jejíž sídlo bylo v roce 1965 přesunuto z Ženevy do Vídně.¹⁸⁶

V článku 7 statutu OPEC bylo stanoveno, že o členství může usilovat země, která je *významným čistým exportérem surové ropy a která v zásadě sleduje shodné zájmy jako členské státy*. V roce 1968 bylo přijato stanovisko OPEC o nezadatelném právu všech zemí na suverénní kontrolu svých přírodních zdrojů za účelem národního rozvoje. Dlouhodobým cílem OPEC je udržování *stabilních a férových cen*, které zaručí spolehlivé dodávky ropy. Organizační strukturu OPEC tvoří Konference OPEC, Rada guvernérů, Sekretariát a v jeho rámci specializované podpůrné orgány. Konference je nejvyšším orgánem OPEC, kde jednotlivé členské země zpravidla zastupují ministři energetiky (nebo ministři v ekvivalentní pozici). Konference se svolává pravidelně dvakrát do roka (v červnu a prosinci), jinak podle potřeby, a stanovuje obecné směřování organizace, rozhoduje o rozpočtu, doporučeních Rady guvernérů, jmenuje členy Rady guvernérů a volí jejího předsedu; volí také Generálního tajemníka (na dobu tří let). Do Rady guvernérů nominuje každá členská země jednoho zástupce, který je Konferencí potvrzen na dobu dvou let. Rada implementuje rozhodnutí Konference, rozhoduje o zprávách Generálního tajemníka, sestavuje rozpočet a podává Konferenci zprávy a doporučení. Sekretariát je výkonným orgánem, který jedná v souladu se statutem OPEC a pod vedením Rady. Sestává se z Generálního tajemníka a podpůrného personálu. Sekretariát je zodpovědný za implementaci rozhodnutí Konference i Rady. Ekonomická komise je specializovaným orgánem působícím v rámci Sekretariátu, jejímž cílem je udržování stability cen ropy. Součástí Sekretariátu jsou také další specializované orgány (jako Divize výzkumu, Oddělení pro analýzu ropného trhu apod.) poskytující expertní podporu (k samotné logice fungování kartelu OPEC viz dále).¹⁸⁷

V souvislosti se snižováním produkce ve Spojených státech se centrum ropného trhu začalo v období 60. let přesouvat z oblasti Mexického zálivu do zálivu Perského. OPEC se v témže období rovněž podařilo zastavit pokles cen způsobený regulovanými výkupními cenami v produkčních oblastech, které stanovovaly IOC. A koncem 60. let se vzhledem k obecným inflačním tlakům začaly ceny ropy zvyšovat, k tomuto trendu přispělo také opuštění vazby dolaru na zlato, které vedlo k jeho depreciaci a zvýšení cen většiny světově obchodovaných komodit včetně ropy. K prvnímu skokovému zvýšení cen poté dochází na podzim 1973. V den svátku Yom-Kippur, 6. října 1973, zaútočily Egypt a Sýrie na Izrael. Strany konfliktu podporovaly rovněž obě supervelmoci, USA (Izrael) a SSSR (arabskou koalici). V reakci na angažmá USA se arabští členové OPEC, s výjimkou Íránu, dne 17. října rozhodli podpořit arabskou koalici snížením produkce o 4,4 mb/d (cca 7,5 % světové produkce). Embargo mělo být cíleno na Spojené státy a později také na Nizozemsko, Velkou Británii a další spojence USA. Protože ostatní producenti nebyli schopni tento výpadek kompenzovat, došlo během ledna 1974 k zdvojnásobení cen ropy.¹⁸⁸ Světová ekonomika, především pak exportně orientované, nekomunistické země, provázané sítí interdependence,

186 Organization of the Petroleum Exporting Countries. (n.d.). *Home Page*. Dostupné z http://www.opec.org/opec_web/en

187 OPEC. (2012). *General Information*. Vienna: OPEC Secretariat. Dostupné z http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/GenInfo.pdf

188 Hamilton, J. (2011). *Historical Oil Shocks*. University of California. Dostupné z http://dss.ucsd.edu/~jhamilto/oil_history.pdf

byly vystaveny obrovským inflačním tlakům a upadly do hospodářské recese. Zvyšování cen ropy bylo současně provázáno několika dalšími negativně působícími faktory. Jednalo se o (1) koincidenční zvýšení cen ostatních komodit (zejména potravin kvůli neúrodě v SSSR); (2) zvýšení cen komodit vedlo k zvýšení cen produkčních procesů; a (3) v rámci spotřebitelského koše se zvyšoval podíl služeb, jejichž cena rostla, což ústilo ve vysokou úroveň inflace po celá 70. léta. Nešťastná byla také reakce centrálních bank západního světa (včetně amerického Fedu), které – dle tehdejšího úzu – razantně snížily úrokové sazby za účelem stimulace růstu. Výsledkem těchto opatření byl fenomén stagflace (zvyšující se inflace, nezaměstnanost a stagnace/pokles HDP). Opatření reagující na první ropný šok byla, s výjimkou Japonska (to již po prvním šoku relokují zdroje do méně energeticky náročných odvětví, především elektroniky), spíše pasivní povahy a omezila se ponejvíce na snižování spotřeby a zavedení protekcionistických opatření.¹⁸⁹

Spotřebitelské země začaly pracovat také na institucionálních opatřeních, které by posílily jejich pozici vůči OPEC. Hlavní platformou pro spolupráci a konzultaci ekonomických záležitostí mezi zeměmi prvního světa byla Organizace pro ekonomickou spolupráci a rozvoj (OECD), v jejímž rámci působil také Ropný výbor (Oil Committee) a Energetický výbor (Energy Committee). Organizační struktura (zmíněné výbory neměly rozhodovací pravomoci a nemohly vystupovat přímo se zmocněním členských států), stejně jako rozhodovací proces postavený na jednomyslnosti a rovnosti hlasů (každý členský stát disponuje jedním hlasem bez ohledu na velikost jeho ekonomiky) ovšem znemožňovaly na události z podzimu 1973 adekvátně reagovat. V souvislosti s ropným trhem přijalo OECD dvě legislativní opatření, která byla ovšem platná pouze pro evropské členy, týkající se skladování a distribuce v krizové situaci. V prosinci 1973 tak Henry Kissinger, tehdejší ministr zahraničí USA, pronesl projev, v němž upozornil na závažnost situace ohrožující mocenskou rovnováhu mezinárodního systému a vyzval ke spolupráci v oblasti vývoje nových energetických technologií a ustavení instituce, která by spojovala západoevropské spotřebitele, USA, Kanadu a Japonsko. Diplomatické aktivity pokračovaly na washingtonské konferenci z února 1974, kde se setkali ministerští představitelé třinácti hlavních ropných spotřebitelů a zástupci Evropského společenství a OECD. Výsledkem bylo vytvoření Energy Coordinating Group, která dále rozvíjela závěry konference. Důsledkem tohoto procesu bylo ustavení Mezinárodní energetické agentury (IEA) 18. října 1974 v Paříži. Hlavní cíle IEA byly definovány jako snižování importní závislosti prostřednictvím dlouhodobě orientované spolupráce na rozvoji alternativních technologií, výzkumu a vývoji v energetickém sektoru (s důrazem na jadernou energii) a na zvyšování energetických úspor. IEA měla prosazovat kooperativní vztahy s producenty zemí a současně působit aktivně na mezinárodním poli, k čemuž jí měly pomáhat mezinárodní informační systém sloužící jako prevence a varování před krizemi a stálý rámec pro konzultaci s ropnými společnostmi.¹⁹⁰ Píliřem krizového managementu se staly strategické zásoby; každý členský stát tak byl povinen udržovat zásoby ropy odpovídající nejméně 60 dnům jeho čistého importu z předchozího roku (posléze zvýšeno na 90 dní). IEA může strategické zásoby rovněž koordinovaně uvolňovat v situacích příliš napjatého trhu a vysokých cen. Součástí krizového managementu je také stanovení zákazníkům s prioritní spotřebou, omezení spotřeby a zapojení alternativních zdrojů. V současnosti strategické zásoby IEA činí něco přes 4 miliardy barelů (cca 13 % světové spotřeby); z toho 37 % je drženo státy (veřejné zásoby), zbytek připadá na průmyslové zásoby.¹⁹¹

189 Spero, J. (1985). *The Politics of International Economic Relations*. Routledge, s. 313–315.

190 Scott, R. (1994). *IEA. The First 20 Years. The History of the IEA 1974–1994. Volume I. Origins and Structures*. Dostupné z <http://www.iea.org/Textbase/nppdf/free/1-ieahistory.pdf>

191 IEA. (2011). *IEA Response System for Oil Supply Emergencies*. Dostupné z http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/rs/response_system.pdf

Druhý ropný šok byl spojen s revolučními událostmi v Íránu, kde v roce 1978 vyvrcholila vlna veřejných nepokojů namířených proti vládě, mj. živěná také tím, že se Írán coby spojenec USA nepřipojil k embargu z let 1973–1974 a vlastní produkci naopak zvýšil. Na podzim 1978 tak stávka zaměstnanců ropného sektoru vyřadila 4,8 mb/d produkce (asi 7 % světové produkce). Tento výpadek byl, Saúdskou Arábií a dalšími zeměmi, pokryt asi pouze z jedné třetiny. V lednu 1979 šáh Rezá Pahlaví uniká ze země a moc přebírá islamistický režim vedený ajatoláhem Chomejním, což bylo následováno odlivem zahraničních pracovníků. Prezident Carter po změně režimu přikročil k zákazu importu íránské ropy do USA, což jen dále posílilo paniku na trhu. V důsledku těchto událostí tak došlo k cca dvojnásobnému zvýšení reálných cen ropy. Krátce nato byla Saddámem Husajnem rozpoutána irácko-íránská válka, která znamenala další výpadky v obou zemích (celkem cca 6 % světové produkce). Toto množství bylo ovšem během několik měsíců kompenzováno zvýšením produkce v jiných oblastech.¹⁹²

Skoková zvyšování cen v 70. letech „vyprovokovala“ reakci ze strany spotřebitelských států, jejichž spotřeba během 80. let významně poklesla. Přestože Saúdská Arábie mezi lety 1981 až 1985 snížila svoji produkci o 75 %, nezabránilo to 25% poklesu nominální ceny (a ještě výraznějšímu poklesu ceny reálné). V případě druhého ropného šoku nebyly dopady na světovou ekonomiku již tak drastické. Mezi hlavní důvody patřily (1) vysoká úroveň světových zásob ropy (byla objevena nová ložiska v Mexickém zálivu, Severním moři a na Aljašce); (2) zvýšení produkce ostatních arabských států reagujících na výpadky Iráku a Íránu; (3) stagnující poptávka způsobená všeobecnou recesí, úspornými opatřeními a změnou dlouhodobých vzorců spotřeby (v průmyslových zemích to znamenalo snížení spotřeby ropy o cca 20 %). Více začaly být využívány také (4) ostatní primární zdroje energie; 70. léta byla zlatou érou jaderné energie, ropa začala být vytlačována z elektroenergetického sektoru a významně se zvýšila spotřeba zemního plynu. Ekonomiky tzv. prvního světa (vyspělé průmyslové státy), největší spotřebitelé ropy, navíc procházely (5) strukturálními změnami, když se zdroje z energeticky náročné průmyslové výroby začaly přesouvat do jiných, energeticky méně náročných odvětví (hi-tech a služby). Druhý ropný šok tak poškodil více státy OPEC nežli spotřebitele. Tento ústup OPEC byl v dlouhodobějším horizontu způsoben strukturálními změnami ve světové ekonomice; v tomto kontextu mělo drolení konsenzu uvnitř OPEC pouze sekundární důležitost.¹⁹³

Vzestup OPEC v 70. letech byl spojen rovněž s posilováním vlastnické spoluúčasti producentů ropných států na upstreamu a znárodnováním produkčních kapacit IOCů (Alžírsko, Irák, Libye a další). Během tohoto období tak IOCů ztratily obrovské zásoby ropy a staly se závislými na dodávkách ze zemí OPEC. To jednak povzbudilo rozvoj obchodování s ropou mimo systém velkých IOCů – začal se tedy zvyšovat podíl nezávislých společností – a současně to tyto společnosti přimělo k diverzifikaci svých zdrojů dodávek mimo OPEC. V důsledku rostoucí konkurence na trhu a dlouhodobě nízkých cen v průběhu většiny 80. a 90. let proběhla série fúzí IOCů, a z původních sedmi sester vznikla v druhé polovině 90. let a na přelomu následující dekády skupina supermajors. Sloučením Exxonu a Mobilu vznikl ExxonMobil (1999), sloučením Conoco a Phillips Petroleum Company vznikl ConocoPhillips (2002), Chevron vznikl po fúzi SOCAL (Standard Oil California) a Gulf Oil (1985) a později převzal také Texaco (2001), BP převzala Amoco (1998; American Oil Company, původně Standard Oil Indiana), Total poté získal společnosti Petrofina a Elf (v letech 1999 a 2000).¹⁹⁴ Ani tato obchodní strategie ovšem nástup národních ropných společností (NOCů) nezastavila. Zatímco ještě v roce 1973 sedm sester vlastnilo asi 70 % světových zásob, v současnosti má jasnou převahu nových sedm sester, což je označení pro sedm největších NOCů, které disponují bezmála 66 % světových zásob a obstarávají 50 % světové produkce.

192 Hamilton, J. (2011). *Historical Oil Shocks*. University of California. Dostupné z http://dss.ucsd.edu/~jhamilto/oil_history.pdf

193 Spero, J. (1985). *The Politics of International Economic Relations*. Routledge, s. 313–315.

194 Thomas, S. (2003). The Seven Brothers. *Energy Policy*, Vol. 31.

Naproti tomu supermajors (včetně Shell, který se do velkých fúzí nezapojil) v současnosti vlastní asi 6 % světových zásob.¹⁹⁵ Tento trend podtrhuje odhad IEA, že 90 % světové produkce v nadcházejících 40 letech bude pocházet z rozvíjejících se zemí.¹⁹⁶ V minulých 30 letech přitom připadlo 40 % produkce na vyspělé průmyslové země. Mezi nových sedm sester se řadí Saudi Aramco, Gazprom, CNPC (Chinese National Petroleum Company), NIOC (National Iranian Oil Company), PDVSA (Petróleos de Venezuela), Petrobras a Petronas. Pozici nejsilnější NOCs si udržuje Saudi Aramco, která vlastní čtvrtinu světových zásob a její produkční kapacita je v porovnání s druhým největším konkurentem trojnásobná. Dalšími v pořadí jsou Gazprom, resp. jeho ropná divize, a CNPC, které již v kapitálové hodnotě předstihly Shell a BP. CNPC kontroluje aktiva ve více než 20 zemích od Ázerbájdžánu po Ekvádor a je považována za tvůrce pravidel přístupu k novým producentským oblastem. Petrobras je zase považován za leadera v oblasti technologie těžby v extrémních hloubkách.¹⁹⁷ V souvislosti s NOCs a fenoménem zdrojového nacionalismu jsou zmiňována některá rizika. Jedním z nich je obava, že NOCs budou využívány vládami daných států k prosazování jejich strategických záměrů kupříkladu prostřednictvím omezení či přerušení dodávek. Dalším, vážnějším rizikem je obava, že NOCs nebudou, právě v důsledku sledování jiných nežli ekonomických zájmů, dostatečně investovat do rozvoje sektoru. Příkladem mohou být Cházegovy populistické sociální programy, jejichž pokrytí stálo až dvě třetiny rozpočtu PDVSA.

90. léta byla, v důsledku pokračování zmiňovaných trendů, spojena s trvale nízkými cenami ropy. K stabilitě cenového vývoje významně přispívala velká přebytková kapacita Saúdské Arábie, která umožnila ztlumit zvýšení cen spojené s první válkou v Perském zálivu (1990 až 1991) a pokrýt zvyšující se poptávku velkých nastupujících trhů. Po sérii finančních krizí v druhé polovině 90. let dochází na přelomu desetiletí k obnově hospodářského růstu a začíná období rychlého růstu světového produktu, kdy mezi lety 2004 a 2007 světová ekonomika rostla tempem téměř 5 % ročně, a s tím spojená zvyšující se poptávka po ropě (cca 3 % ročně). Naproti tomu tempo zvyšování produkčních kapacit OPEC je výrazně nižší a dodavatelé mimo OPEC se dostávají na hranici svých produkčních možností. Výsledkem jsou strmě zvyšující se ceny ropy, které svého maxima dosahují v červenci 2008, kdy se cena indexu Brent přiblížila hranici 150 \$ za barel. Během následujícího roku pak došlo v důsledku nastupující finanční a ekonomické krize ke skokovému propadu poptávky a cen ropy. V porovnání se 70. lety tak současné vysoké ceny nejsou zapříčiněny geopolitickou nestabilitou a politickými intervencemi na trhu, ale vyplývají z makroekonomických fundamentů světového trhu s ropou.

5.8.1.5 Struktura a fungování světového trhu s ropou

Světový ropný trh je zpravidla definován jako oligopolní trh,¹⁹⁸ tj. trh, kde dominuje omezený počet prodávajících, nabízejících podobné či zcela identické statky.¹⁹⁹ To jej odlišuje jak od monopolního trhu, kde nabídku zajišťuje jediná firma (která proto může jednostranně diktovat cenu i množství daného zboží), tak od dokonale konkurenčního trhu, kde působí mnoho malých firem, které cenu samy ovlivnit

195 Hoyos, C. (2007, March 21). The new Seven Sisters: oil and gas giants dwarf western rivals. *Financial Times*. Dostupné z <http://www.ft.com/intl/cms/s/2/471ae1b8-d001-11db-94cb-000b5df10621.html#axzz1yd9jsi2Q>; Jaffe, A., & Soligno, R. (2007, November). *The International Oil Companies*. Rice University, The James A. Baker III. Institute for Public Policy. Dostupné z http://www.bakerinstitute.org/programs/energy-forum/publications/energy-studies/docs/NOCs/Papers/NOC_IOCs_Jaffe-Soligo.pdf

196 IEA. (2011). *World Energy Outlook 2011. Executive Summary*. Dostupné z http://www.iea.org/weo/docs/weo2011/executive_summary.pdf, s. 3.

197 Hoyos, C. (2007, March 21). The new Seven Sisters: oil and gas giants dwarf western rivals. *Financial Times*. Dostupné z <http://www.ft.com/intl/cms/s/2/471ae1b8-d001-11db-94cb-000b5df10621.html#axzz1yd9jsi2Q>

198 mankiw, G. (1999). *Zásady ekonomie*. Grada publishing, s. 347.

199 Tamtéž, s. 342.

nemohou, a přijímají tak cenu danou tržními podmínkami (tzv. *price-takers*). Firmy na oligopolním trhu tedy čelí konkurenci, ale nemusí přitom být příjemci ceny, což je umožněno tím, že rozhodnutí kteréhokoli dodávajícího může mít významný dopad na cenu, a tedy i zisky ostatních. Firmy na oligopolním trhu jsou proto na sobě mnohem více závislé než firmy na trhu s dokonalou konkurencí.²⁰⁰ V současnosti mají na trhu dominantní postavení především velké státem vlastněné společnosti (synonymicky národní ropné společnosti – NOCs), jako jsou Saudi Aramco, Rosněft, PDVSA a velké mezinárodní ropné společnosti, tzv. supermajors, tedy ExxonMobil, Shell, Chevron, BP, Total a ConocoPhillips. Dlouhodobý vývoj cen na trhu pak určuje komoditní kartel OPEC.

Oligopolní konkurence zpravidla vzniká v prostředí, kde existují určitá omezení, která brání vstupu nových nabízejících na trh. Takovými bariérami mohou být (1) technologická a finanční náročnost vstupu na trh; (2) právní regulace a vysoká míra zapojení státu v sektoru; (3) specifická nabízeného produktu. V této souvislosti se často hovoří o tzv. přirozených monopolech (na úrovni domácího trhu; na globální úrovni vytvářející oligopolní konkurenci), které vznikají v situacích, kdy existují vysoké fixní náklady a nízké mezní náklady.²⁰¹ Typicky se jedná o síťová odvětví; v našem případě je to potrubní přeprava. Zatímco náklady na vybudování např. distribuční infrastruktury (fixní část) jsou velmi vysoké, náklady na připojení dalšího zákazníka (domácnosti nebo průmyslového podniku) jsou, ve chvíli, kdy je distribuční infrastruktura vybudována, relativně malé. Pokud má daná firma k této infrastruktuře exkluzivní přístup, jsou náklady vstupujícího konkurenta usilujícího o téhož zákazníka velmi vysoké, protože zahrnují také vybudování jeho vlastní distribuční infrastruktury (tento příklad je samozřejmě hypotetický a v praxi k budování paralelní potrubní infrastruktury nedochází). Kapitálové investice do vybudování síťové infrastruktury jsou tedy obvykle vysoké, prováděné s velkým předstihem, nezvratné a nedělitelné. Nedělitelné proto, že se jedná o investice, kde je zapotřebí zvládnout celý hodnototvorný řetězec. Nestačí tedy postavit pouze ropovod, ale je nutné zajistit také zdroj, který bude ropovod napájet (tedy ropné ložisko), a současně odpovídající odbyt na spotřebitelském trhu. Poptávku je navíc potřeba odhadnout na desetiletí a více dopředu – tak aby se vysoké investice do výstavby vrátily. Investice je nezvratná proto, že je na „jedno použití“. Pokud se na daném spotřebitelském trhu kupříkladu neočekávaně propadne poptávka (např. z důvodu vleklé ekonomické krize), ropovod nelze „přenést“ na jiný trh, kde jsou podmínky příznivější.²⁰²

Z hlediska technologické a finanční náročnosti investic je klíčový koncept úspor z rozsahu (*economies of scale*) popisující situaci, kde při zvyšování výstupu dochází ke snižování průměrných (jednotkových) nákladů. V našem případě tak zvýšení kapacity ropovodu, pokud ostatní zůstane stejné (jako např. utilizace ropovodu), povede k nižším nákladům na přepravu jednoho barelu surové ropy. Tento efekt je způsoben především tím, že provozní náklady se vzhledem k lepší organizaci a specializaci práce, větší dostupnosti kapitálu pro investice (např. přístup k levnějšímu úvěru), silnější pozici při vyjednávání dodávek apod., nezvyšují takovým tempem jako objem přepravy. Také investice do samotné infrastruktury budou v případě jednoho ropovodu s kapacitou 1 mb/d nižší než v případě dvou ropovodů s kapacitou 0,5 mb/d; podobně položení další větve ropovodu podél již existující infrastruktury je levnější, než vybudování nového ropovodu o téže objemu. „Příbuznými“ efekty jsou učící křivka a učení se ze zkušeností (*learning by doing effect a experience curve effect*), které přicházejí s osvojením si určitého know-how anebo technologie a jejich lepším využitím; a to při jakémkoli rozsahu výroby.²⁰³ Typicky se

200 Tamtéž, s. 345–347.

201 Tamtéž, s. 86.

202 Bergman, L. et al. (1998). *Europe's Network Industries: Conflicting Priorities: Telecommunications*. London: Centre for Economic Policy Research. Dostupné z http://books.google.cz/books?id=E_VUIQEaGsC&printsec=frontcover&dq=related:ISBN1898128421&lr=#v=onepage&q&f=false

203 Krawiec, F., Thornton, J., & Edesess, M. (1980). *An Investigation of Learning and Experience Curves*. Solar Energy Research Institute. Dostupné z <http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/459.pdf>

jedná o nekonvenční technologie těžby, jako jsou např. horizontální a směrovatelné vrty. Je tedy zřejmé, že etablované společnosti, které těží z úspor z rozsahu a mají v daném odvětví dlouhodobou zkušenost, jsou vůči zájemcům o vstup na trh v o mnoho silnější pozici. Přestože všechny tyto efekty působí také v ostatních odvětvích, nejen v tzv. přirozených monopolech, jejich účinek je zde, vzhledem k ostatním faktorům (jako např. síťový charakter nebo velmi omezená nahraditelnost komodity), významnější.

Jiným důležitým faktorem je vertikální integrace velkých ropných společností. Vertikální integraci se označuje situace, kde firma vstupuje do více aktivit v hodnototvorném řetězci; v případě, že působí ve všech jeho částech (tedy průzkumu a těžbě, přepravě, rafinaci a distribuci), mluvíme o plné vertikální integraci. Vertikální integrace je motivována dvěma hlavními efekty: zvyšováním účinnosti výroby a zvyšováním tržní síly. První motiv zahrnuje produkční efektivnost, kde producent může využívat např. zbytkových produktů (asociovaný plyn, odpadní teplo apod.) jako výrobních vstupů pro následující fázi řetězce a odpadá zde také vrstvení ziskových přírážek. Důležitějším faktorem je poté snižování transakčních nákladů. Při vlastnickém splynutí odpadá nutnost opětovného vyjednávání kontraktů a dohlížení na jejich dodržování, významně se snižuje nejistota týkající se např. kvality dodávaného produktu nebo individuálních rozhodnutí. Tímto způsobem posílená konkurenceschopnost umožňuje společnosti posilovat svůj podíl na trhu, a tím i podíl na výsledné spotřebitelské ceně.²⁰⁴ V případě energetického sektoru je vertikální integrace způsobem zajištění přístupu jak k omezeným zdrojům, tak ke spotřebitelským trhům, což je pro garanci návratnosti kapitálově náročných specifických investic (energetická infrastruktura obecně) zpravidla nezbytné. Uzavírání strategických partnerství založených na dlouhodobých kontraktech má podobný efekt. Horizontální integrace je pak situace, kde jedna firma koupí v rámci téhož odvětví a v téže fázi řetězce jinou firmu (nebo dojde k fúzi těchto firem). Příkladem může být nákup menšího nezávislého producenta vertikálně integrovanou ropnou společností nebo převzetí operátora přenosové soustavy firmou, která vlastní a provozuje přenosové soustavy i v jiných zemích. Tímto firma posiluje svůj podíl na trhu nebo vstupuje na nový trh. Velké ropné společnosti zpravidla vlastní aktiva v desítkách zemí. Je opět zřejmé, že vertikálně a horizontálně integrované firmy jsou oproti nově přichozím (např. novým nezávislým producentům) v silnější pozici; neznamená to ovšem současně, jak lze vidět na příkladu USA, že by bylo zvyšování tržního podílu tohoto typu společností nemožné (nezávislí producenti se zaměřují především na oblasti, o něž nemají velcí hráči zájem – např. malá, hůře přístupná ložiska). Na globální úrovni ovšem stále dominují velké vertikálně integrované společnosti, když 20 největších ovládá cca 80 % trhu.²⁰⁵

Dalším faktorem podporujícím udržování nedokonale konkurenčního prostředí je specifický charakter energetických komodit. Ty se zpravidla vyznačují jednak – a v případě ropy to platí obzvláště – omezenou dostupností (regionální koncentrace zásob), omezenou nahraditelností (existují pouze nedokonalé substituty) a multiplikačním efektem, když představují základní vstup všech odvětví moderní ekonomiky. Právě z těchto důvodů jsou politickými elitami, nikoli neoliberalními ekonomy, považovány za „strategické“. Přestože „strategičnost“ není inherentní vlastností té které komodity, ale závisí na zmíněných vnějších podmínkách, v praxi je jedním z hlavních důvodů (tím dalším je podíl na zisku) státních intervencí v energetickém sektoru. Navzdory značné proměnlivosti míry liberalizace jednotlivých národních trhů lze v porovnání s „nestrategickými“ odvětvími v rámci ropného trhu (a energetického sektoru obecně) sledovat jednoznačně větší míru zásahů státu. Protože tvůrci světového ropného trhu jsou především národní ropné společnosti vlastníci většinu zásob, míra vlivu národních států je zde vysoká.

204 Grega, L. (n.d.). *Vertikální a horizontální růst firem*. MZLU: Ústav regionální a podnikové ekonomiky.

205 Viz Jaffe, A., & Soligno, R. (2007, November). *The International Oil Companies*. Rice University, The James A. Baker III. Institute for Public Policy. Dostupné z http://www.bakerinstitute.org/programs/energy-forum/publications/energy-studies/docs/NOCs/Papers/NOC_IOCs_Jaffe-Soligno.pdf

Pro případné zájemce o vstup na trh to znamená další zásadní překážku, neboť producentské státy přístup zahraničních společností na domácí trh mnohdy přímo znemožňují (státní společnost je monopolistou ex lege) nebo různě omezují (např. investice jsou přípustné pouze v rámci joint ventures, iránský buy-back systém apod.).

Lze shrnout, že světový ropný trh je nedokonale konkurenčním – oligopolním – trhem, který z velké části vytváří několik velkých horizontálně i vertikálně integrovaných státních či soukromých firem, jejichž obchodní strategie ovlivňují podmínky (cenu a dostupné množství ropy) na trhu. Ropný trh (a energetické trhy obecně) je politickými a regulačními autoritami vnímán jako strategicky důležitý, což s sebou nese zvýšenou míru státní intervence. Koordinaci chování skupiny státních firem vlastnících většinu světových zásob pak zajišťuje kartel OPEC.

5.8.1.5.1 Pružnost nabídky a poptávky

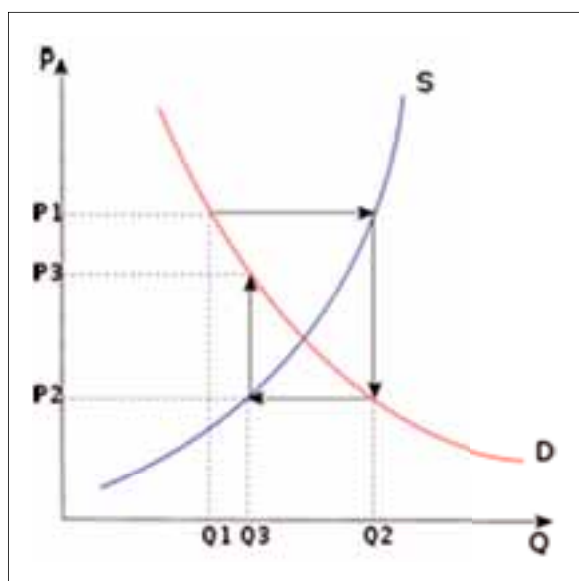
Energetické komodity obecně se vyznačují nízkou elasticitou (pružností) nabídky i poptávky.²⁰⁶ Relativní pokles/zvýšení nabízeného (poptávaného) množství je tedy nižší než relativní pokles/zvýšení ceny ropy. Faktorů, které tyto nepružnosti způsobují, je několik. Na straně nabídky je to v první řadě geografická koncentrace a omezená dostupnost zásob. Zřetelným trendem poslední dekády jsou výrazné poklesy výtěžnosti ložisek mimo státy OPEC a vzrůstající podíl hůře přístupných zdrojů ropy. Mimo OPEC jsou produkci schopny zvýšit pouze Brazílie, Ázerbájdžán a Kazachstán. Doba potřebná k zahájení produkce se navíc z důvodů vyšší technologické náročnosti těžby prodlužuje, což dále snižuje schopnost reagovat na vývoj cen. Tento faktor je umocněn obchodní strategií OPEC, jehož členské státy jsou na exportních příjmech závislé. Za účelem maximalizace exportních příjmů tak omezují produkci, případně produkční kapacitu i v obdobích vysokých cen (k strategii OPEC detailněji viz dále). Investice v energetickém sektoru jsou obecně finančně a technologicky náročné, jejich návratnost je dlouhodobá. Mezi počáteční fází projektu, konečným investičním rozhodnutím a zahájením provozu infrastruktury jsou zpravidla rozestupy několika let; reakce na pohyby cen je tedy opožděná. Jak bylo naznačeno, rozvoj nových ložisek navíc mnohdy stěžuje složité investorské prostředí a geopolitické události. Na straně poptávky je hlavním faktorem omezená dostupnost substitutů, především v dopravním, ale i petrochemickém průmyslu. Alternativní náklady využití substitutů jsou stále vysoké a jsou spojeny s dodatečnými investicemi do zpracovatelské, distribuční a servisní infrastruktury. Bude-li ovšem trend rozvíření cen zemního plynu a ropy pokračovat, lze předpokládat, že v dlouhodobějším výhledu dojde k výraznému oslabení pozice ropy nejen v petrochemickém, ale i dopravním sektoru. Dlouhodobě nízká cena substitutů (především zemního plynu) by tak přispěla k větší pružnosti poptávky po ropě. V této situaci je třeba zmínit také přetrvávající vzorce spotřeby (např. význam osobní automobilové dopravy ve Spojených státech) a strukturu ekonomik, které spotřebu ropy táhnou (tzv. velké nastupující trhy jsou na průmyslové výrobě založené energeticky intenzivní ekonomiky). Zřejmá je také souvislost mezi zvyšující se poptávkou po ropě a růstovou fází ekonomického cyklu.

206 Cenovou pružnost poptávky (E_d) udává vztah mezi procentní změnou poptávaného množství statku a procentní změnou ceny poptávaného statku. Vyjadřuje se jako poměr procentní změny množství poptávaného statku k procentní změně ceny. Podle velikosti koeficientu cenové pružnosti poptávky poté rozlišujeme mezi nepružnou poptávkou (kde $E_d < 1$) – procentní změna ceny vyvolá menší procentní změnu poptávaného množství statku; pružnou poptávkou (kde $E_d > 1$) – procentní změna ceny vyvolá větší procentní změnu poptávaného množství statku; a jednotkově pružnou poptávkou (kde $E_d = 1$) – procentní změna ceny vyvolá stejnou procentní změnu poptávaného množství statku. Cenovou pružnost nabídky (E_s) udává vztah mezi procentní změnou nabízeného množství statku a procentní změnou ceny nabízeného statku. Výpočet jednotlivých hodnot je analogický s výpočtem cenové pružnosti poptávky, namísto procentní změny poptávaného množství nás však zajímá procentní změna nabízeného množství. Analogicky také rozlišujeme mezi nepružnou, pružnou a jednotkově pružnou nabídkou. Dle Macáková, L. et al. (2010). *Mikroekonomie*. Praha: Melandrium, s. 66–67, 100–101.

5.8.1.5.2 Volatilita cen ropy

Vzhledem k výše uvedenému tedy zvýšení cen ropy zpravidla nevede k omezení její spotřeby. Velká nepružnost poptávky i nabídky a četné vnější zásahy ovlivňující situaci na trhu (geopolitická nestabilita, havárie, sezónní výkyvy) jsou poté příčinou velké volatility (kolísavosti) cen. Podobně jako v jiných odvětvích s delším investičním cyklem, i v případě ropného trhu může dojít k chybnému vyhodnocení cenového signálu, který je ovlivněn vnější intervencí (typicky výpadek významné produkční oblasti v důsledku politické nestability). Tuto situaci lze ilustrovat pomocí tzv. pavučinového modelu (obr. 18). Nepředvídané snížení produkce, způsobené např. vojenským konfliktem v důležité produkční oblasti, vede k výraznému zvýšení cen. Zisky ostatních dodavatelů jsou tak oproti původním předpokladům vyšší a další rozhodnutí o objemu produkce (spojené s investicemi do produkčních kapacit) je učiněno na základě této cenové hladiny. Spotřebitel se ovšem mezitím (dlouhodobý horizont) adaptuje a sníží spotřebu. Ve chvíli dokončení investičního cyklu je tak na trhu větší množství komodity, po níž je současně menší poptávka, důsledkem čehož je strmý pokles cen. Tato situace ovšem následně povzbudí spotřebitele, jehož poptávka se při této cenové hladině zvýší, což opět vede k vyššímu zisku, než producent očekával, a k opakování výše popsaného až do chvíle, kdy dojde buď k návratu k tržní rovnováze (podmínkou je menší pružnost nabídky oproti poptávce), nebo k divergenci a vzniku nové tržní rovnováhy (podmínkou je vyšší pružnost nabídky oproti poptávce).²⁰⁷ Dostředivý pavučinový model je možné ilustrativně aplikovat na období 80. let, kdy v reakci na skokové zvyšování cen v předchozí dekádě dochází k masivnímu zvyšování produkčních kapacit v rámci OPEC, stejně jako mimo tuto organizaci. Poptávka však v tomto období poklesla v důsledku efektivnějšího využití ropy a nahrazení části spotřeby jinými zdroji energie (především v elektroenergetickém sektoru). Výsledkem byl tzv. cenový „kontra-šok“, následovaný obdobím dlouhodobě nízkých a stabilních cen ropy. V druhé polovině 90. let pak začíná docházet k výraznějšímu růstu spotřeby taženému nastupujícími trhy, který ovšem neprovázejí odpovídající investice na upstreamu (ceny ropy jsou stále relativně nízké), což se následně projevuje snižováním přebytkových kapacit a zvyšováním ceny.

Obr. 18: Pavučinový model²⁰⁸



²⁰⁷ V případě, že je pružnost nabídky a poptávky stejná, dochází k reprodukci nerovnováh ve stejném rozsahu.

²⁰⁸ Wikipedia. *Cobweb Model*. Dostupné z [http://en.wikipedia.org/wiki/File:Cobweb_theory_\(convergent\).svg](http://en.wikipedia.org/wiki/File:Cobweb_theory_(convergent).svg). Graf znázorňuje dostředivou variantu pavučinového modelu. Detailněji k tématu např. Macáková, L. et al. (2010). *Mikroekonomie*. Praha: Melandrium, s. 110–115.

Volatilita cen je dále posilována zvyšující se důležitostí finančních trhů obecně, spekulativních nákupů ropy a také snižující se přebytkovou produkční kapacitou. Zatímco mezi lety 1874 a 1973 tak meziroční volatilita činila cca 20 %, v letech 1974 až 2007 to bylo 31 %.²⁰⁹ Dle Regnierové je ropa volatilnější než 95 % produktů ve Spojených státech.²¹⁰ Vysoká volatilita cen je přitom z řady důvodů nežádoucí. Předně zhoršuje předvídatelnost dalšího vývoje na trhu, což se projevuje v nižší ochotě kapitálových investic. Tato nejistota se prostřednictvím multiplikačního efektu přelévá do celé ekonomiky. Zvýšená volatilita může být rovněž pobídkou k zintenzivnění spekulativního obchodování na straně jedné a ochranným opatřením (různé formy cenové regulace,²¹¹ omezení spotřeby apod.) na straně druhé. Opatření nutná k zvládnutí zvýšené volatility, jako posilování skladovacích kapacit nebo strategie hedgeování, se navíc dále promítají do celkových nákladů. Skokové změny cen – např. v roce 2008 byl rozdíl mezi nejnižší a nejvyšší cenou indexu Brent 115 \$ – pak mohou způsobovat nerovnováhy platební bilance²¹² s důsledky přesahujícími ropný trh. Typickým případem je nahromadění obrovských přebytků zahraničního obchodu zeměmi OPEC v průběhu 70. let. Tyto tzv. „petrodolary“ byly posléze využity komerčními bankami, které poskytovaly úvěry jednak vyspělým zemím (které je mj. opětovně využívaly k nákupu ropy) a také rozvojovým a rozvíjejícím se zemím, které v důsledku poklesu cen ostatních primárních komodit čelily (prohlubujícím se) deficitům platební bilance (v roce 1975 se jejich deficit oproti době před krizí zdesetinásobil). O levné peníze měly zájem především latinskoamerické nastupující ekonomiky (jako Brazílie, Mexiko nebo Argentina). Globální recese počátku 80. let a prudký pokles cen ropy v kombinaci s vysokými úrokovými sazbami ovšem způsobily, že dlužnické země přestaly být schopny plnit svou dluhovou službu.²¹³ Naproti tomu propady exportních příjmů mohou vést k destabilizaci režimů závislých na exportu ropy (jako jsou Írán, Venezuela nebo Rusko).

Box 3: Ilustrace důsledků vysoké volatility cen

6. srpna 2006 byl z důvodu technických problémů nenadále uzavřen Transaljašský ropovod, což vedlo k výpadku 400 000 barelů ropy denně představujících asi 0,47 % světové produkce. Předpokládáme-li krátkodobou cenovou pružnost nabídky i poptávky 5 % (tzn., že při zvýšení ceny o 100 % dojde pouze k 5% zvýšení nabídky a 5% snížení poptávky), která přibližně odpovídá empirickým generalizacím, můžeme usoudit, že:

$\Delta P = \Delta Q / (E_s - E_d)$; kde ΔP je procentní změna ceny, ΔQ je procentní změna množství dostupného na trhu, E_s je pružnost nabídky a E_d je pružnost poptávky. E_s je přitom definována jako podíl procentní změny nabízeného množství na procentní změně ceny, E_d jako podíl procentní změny poptávaného množství na procentní změně ceny. Po dosazení dostaneme: $\Delta P = 0,47 / (0,05 - (-0,05)) = 4,7 \%$.

Je tedy zřejmé, že při nízké pružnosti nabídky i poptávky mohou i poměrně malé výpadky dodávek vést k velkým výkyvům cen. Ve skutečnosti se cena zvýšila „pouze“ o 3 %, což může být částečně vysvětleno tím, že americká vláda oznámila, že zvažuje uvolnění strategických zásob, což přispělo k uklidnění trhu.²¹⁴ Stejně tak může v důsledku nepříznivých faktorů, jako jsou malá úroveň zásob nebo politická nestabilita, dojít k ještě výraznějšímu zvýšení ceny, než jakému by napovídal tento modelový výpočet.

209 Smith, J. (2009). World Oil: Market or Mayhem? *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 23, No. 3. Dostupné z <http://pubs.aeaweb.org/doi/pdfplus/10.1257/jep.23.3.145>, s. 154.

210 Regnier, E. (2007). Oil and Energy Price Volatility. *Energy Economics*, Vol. 29, No. 3.

211 Příklady cenové regulace mohou být např. zastropování cen (regulační autorita rozhodne o maximální výši ceny dané komodity) nebo indexace cen (cena dané komodity je navázána na cenu jiné komodity).

212 Platební bilance peněžně vyjadřuje ekonomické transakce mezi určitou zemí a jejími zahraničními partnery v určitém období (zpravidla účetní rok). Platební bilance mj. zahrnuje obchodní bilanci, kam spadá i export/import primárních komodit, jako je ropa.

213 Krpec, O., & Hodulák, V. (2011). *Politická ekonomie mezinárodních vztahů*. Brno: MPU.

214 Převzato z Smith, J. (2009). World Oil: Market or Mayhem? *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 23, No. 3. Dostupné z <http://pubs.aeaweb.org/doi/pdfplus/10.1257/jep.23.3.145>, s. 156.

5.8.1.5.3 Fungování komoditního kartelu

Komoditní kartel vzniká ve chvíli, kdy se skupina producentů dohodne na rozsahu a ceně výroby. Tato dohoda se nazývá koluzí a producenti (státy či firmy) vytvářejí skupinu, kterou označujeme jako kartel.²¹⁵ Kartely typicky vznikají v podmínkách omezené dostupnosti a nahraditelnosti nabízené komodity. Jak jsme již ukázali, světový ropný trh tyto podmínky naplňuje. Jaké důvody vedou členy kartelu k strategickému upřednostnění spolupráce na úkor konkurence? Tab. 17 ilustruje situaci, kdy na trhu s ropou existují dva nabízející (pro jednoduchost předpokládejme, že mají tytéž vlastnosti a náklady), producenti P1 a P2, jejichž jediným cílem je maximalizace zisku. Ve výchozí situaci dodává každý producent po 3 barelech za cenu 20 \$; příjem obou producentů je tedy 60 \$, společný příjem pak 120 \$. Jeden z výrobců se následně rozhodne prodat o jeden barel navíc, což mu přes snížení ceny zajistí zvýšení příjmu z 60 \$ na 72 \$. Příjem druhého producenta se naopak snižuje z 60 \$ na 54 \$. Druhý producent se tedy rozhoduje pro zvýšení produkce rovněž na 4 barely, což opět vede ke snížení ceny, každý z producentů tak dosahuje příjmu 64 \$. Rozšiřování produkce pokračuje až do chvíle, kdy další vytěžený barel nepřináší žádnému z producentů zvýšení příjmů (dosahují bodu Nashovy rovnováhy²¹⁶); v našem příkladě je to situace, kdy oba producenti těží po 5 barelech za 12 \$, jejich společný příjem pak činí 120 \$. Patrné je rovněž to, že nejvyššího společného příjmu (128 \$) producenti dosahují při prodeji 8 barelů po 16 \$ (tato úroveň produkce je označována jako rovnováha kartelu). Ve chvíli, kdy si producenti uvědomí vzájemnou závislost, začnou spolupracovat a dobrovolně omezí svoji produkci za účelem maximalizace příjmů, můžeme hovořit o kartelové dohodě, která uměle zvyšuje zisky nabízejících.

Tab. 17: Logika fungování komoditního kartelu²¹⁷

počet barelů	cena (\$)	příjem P1	příjem P2	příjem P1 + P2
6	20	3*20 = 60	3*20 = 60	120
7	18	4*18 = 72	3*18 = 54	126
8	16	4*16 = 64	4*16 = 64	128 – rovnováha kartelu
9	14	5*14 = 70	4*14 = 56	126
10	12	5*12 = 60	5*12 = 60	120 – Nashova rovnováha
11	10	6*10 = 60	5*10 = 50	110
12	8	6*8 = 48	6*8 = 48	96

Členové kartelu jsou ovšem současně vystavováni značnému tlaku, který vyplývá z možných ztrát, jimž by byli vystaveni v případě, že by některý z nich upustil od spolupráce. Tento interdependentní vztah lze ilustrovat prostřednictvím modifikovaného (není naplněna podmínka zákazu komunikace mezi aktéry) věznova dilematu. Pobídky k porušování produkčních kvót sílí především při zvyšujících se cenách ropy. Producenti, kteří disciplinovaně drží své produkční kvóty, mohou při jednostranném zvýšení produkce některého z členů ztratit výraznou část svých příjmů. Na uvedeném příkladu vidíme, že pokud oba producenti dodržují produkční kvóty, dosahují nejvyššího společného zisku (128 \$; 64 \$ každý). Dojde-li ze

²¹⁵ Mankiw, G. (1999). *Zásady ekonomie*. Grada publishing, s. 344.

²¹⁶ Nashova rovnováha se vytváří v situaci, kdy žádný z aktérů není schopen jednostranně zlepšit svoji pozici.

²¹⁷ Upraveno dle Holzman 2005 cit. in Chrástanský, F. (2007). *Komoditní kartely v mezinárodních vztazích* (diplomová práce). Masarykova univerzita.

strany některého z producentů k jednostrannému zvýšení produkce, situace se mění. Při nižším společném příjmu (126 \$) získává první producent 70 \$, zatímco příjem producenta dodržujícího produkční kvótu bude pouze 56 \$. Protože oba producenti jsou si možnosti tohoto vývoje vědomi, mají tendenci dohodu porušovat, čímž se dostávají zpět do bodu Nashovy rovnováhy.

Tab. 18: Problém free-ridingu²¹⁸

		P2	
		nezvýší	zvýší
P1	nezvýší	64 / 64	56 / 70
	zvýší	70 / 56	60 / 60

OPEC v současnosti disponuje asi 80 % světových zásob, 44 % světové produkce a téměř veškerou přebytkovou kapacitou. Obecně lze říci, že disciplínu kartelu je snazší udržovat při nižší přebytkové kapacitě – jednoduše proto, že zvýšení produkce je obtížnější. OPEC používá dvě základní strategie tzv. „stabilizace cen“: (1) omezení produkce prostřednictvím kvót; a (2) omezení rozvoje nové produkční infrastruktury.²¹⁹ Produkční kvóty pro jednotlivé země jsou stanovovány v měsíčních intervalech a cílí na určité cenové pásmo (nejprve se stanoví celková kvóta, posléze pak kvóta pro jednotlivé země). K porušování produkčních kvót dochází poměrně často (v praxi je důvodem tohoto *free ridingu* kombinace výše popsaných ekonomických pobídek a politické nesourodosti kartelu²²⁰). Obě zmiňované strategie omezení produkce se zpravidla pojí s negativními efekty. Zatímco překračování produkčních kvót vede ke zvýšení volatility cen, úspěch druhé strategie (omezení rozvoje nové produkční infrastruktury) zvyšuje průměrnou cenovou hladinu.²²¹ V 80. a 90. letech nebyly produkční kapacity OPEC, v důsledku trvale nízkých cen, výrazněji zvyšovány, což se od druhé poloviny první dekády začalo projevovat dvěma výše uvedenými způsoby (zvýšení volatility i průměrné cenové hladiny).

5.8.1.6 Tvorba cen

Cena ropy je určována, tak jako v případě ostatních komodit, střetem nabídky a poptávky, který je podmíněn především makroekonomickými fundamenty, obchodní strategií OPEC, úrovní rozvoje zásob ropy, stavem skladovacích kapacit atd. Tato rovnováha je dále vychylována vnějšími vlivy, jako jsou politická nestabilita či intervence, havárie, přírodní katastrofy (jako byly např. hurikány Katrina a Rita), meteorologické podmínky (např. teplé zimy snižují poptávku po topných olejích v USA), pohyby kurzu dolaru a chování finančních trhů (spekulativní investice do ropy).

218 Upraveno dle Chrástanský, F. (2007). *Komoditní kartely v mezinárodních vztazích* (diplomová práce). Masarykova univerzita.

219 Stevens, P. (2000). Oil Markets. *Oxford Review of Economic Policy*, Vol. 21, No. 1.

220 Tamtéž.

221 Ycharts.com. (n.d.). *Brent WTI Spread Data*. Dostupné z http://ycharts.com/indicators/brent_wti_spread

Tab. 19: Hlavní faktory určující cenu ropy

strana nabídky • objem vytěžitelných zásob • produkce a obchodní strategie OPEC • produkce dodavatelů mimo OPEC • technologie (např. zpřístupnění nekonvenčních zdrojů ropy, hlubokomořské vrty apod.) • stav přebytkové kapacity • stav skladovacích kapacit • kurz dolaru	strana poptávky • tempo růstu světové ekonomiky • fiskální politiky spotřebitelských států • konkurence alternativních zdrojů • energetická efektivita • kurz dolaru
tržní rovnováha	
nejistoty • geopolitické (politická nestabilita a intervence v produkčních regionech) • bezpečnostní (havárie, teroristické útoky) • meteorologické (přírodní katastrofy, sezónní výkyvy)	finanční trhy • spekulativní obchodování (extrémní volatilita, riziko cenových bublin) • odtržení cen ropy od tržních fundamentů

Surová ropa je souhrnné označení pro kapalinu tvořenou směsí plyných, těkavých a rozpuštěných tuhých uhlovodíků s příměsí neuhlovodíkových organických sloučenin a písku.²²² Jednotlivé typy rop ovšem nejsou dokonale zaměnitelné a jejich vlastnosti (kvalita) se liší. Dalším rozlišujícím faktorem je geografický původ jednotlivých typů ropy. Ceny konkrétních typů ropy, které jsou globálně obchodovány, jsou tedy odvozovány od cen geograficky omezených oblastí produkujících ropu se specifickými vlastnostmi. Sledovány jsou přitom dvě hlavní kritéria. Tím prvním je měrná hmotnost vyjádřená ve stupních API²²³ (API Gravity), která udává poměr hustoty ropy k hustotě vody. Superlehké ropy mají nad 40 °API, lehké ropy mají mezi 40 ° a 20 °API, těžké pod 20 °API. Těžké ropy je složitější transportovat, jejich hustota ztěžuje jejich průchod potrubím, a musí se proto ředit lehkou ropou. Druhým kritériem je obsah síry. Zatímco sladká ropa má méně než 1 hmotnostní procento síry, kyselé ropy mohou mít 3–4 hmotnostní procenta síry. V rafineriích, kde musí být síra odstraněna, aby nekorodovala zařízení rafinerie anebo motory vozidel, se rozeznávají tři typy ropy dle obsahu síry: ropa s malým obsahem síry (do 0,6 %), ropa se středním obsahem (0,6–1,7 %) a vysokým obsahem síry (nad 1,7 %). Lehké ropy jsou obvykle také sladké a těžké ropy zase obvykle kyselé. Cennější – a dražší – jsou tedy sladké lehké ropy, z nichž je možno získat velké množství benzínu, zatímco z těžkých rop se získávají těžší frakce (hlavně topné oleje a asfalt). V této souvislosti se mluví také o tzv. prémii, což je cenový rozdíl mezi indexy založený právě na kvalitě ropy (např. v případě WTI a Brent se dlouhou dobu jednalo o cca 1–2 \$ na barel).²²⁴

222 Institut geologického inženýrství Hornicko-geologická fakulta VŠB. (n.d.). *Využití ropy a zemního plynu*. Dostupné z http://geologie.vsb.cz/loziska/suroviny/vyuziti_ropy.html

223 Tato měrná škála byla vyvinuta American Petroleum Institute, proto stupně API.

224 Stratiev, D., Dinkov, R., Petkov, K., & Stanulov, K. (2010). Evaluation of Crude Oil Quality. *Petroleum & Coal*, Vol. 52, No. 1. Dostupné z http://www.vurup.sk/sites/vurup.sk/archivedsite/www.vurup.sk/pc/vol52_2010/issue1/pdf/pc_1_2010_stratiev_051.pdf

Do rafinerií jsou pak dodávány čtyři základní typy rop. Jsou jimi: (1) lehká sladká (30–40 °API, < 0,5 % síry); (2) lehká kyselá (30–40 °API, 0,5–1,5 % síry); (3) těžká kyselá (15–30 °API, 1,5–3,1 % síry); (4) a extra-těžká (< 15 °API, > 3 % síry). Ropy s vysokým obsahem síry jsou v současnosti nejrychleji rostoucím segmentem trhu. Znamé zásoby těchto rop jsou v Kalifornii, Brazílii, Severním moři, Rusku, Číně, Indii a západní Africe. Více než polovina světový dodávek je tvořena těžkými a kyselými ropami.²²⁵

Tímto způsobem jsou vytvářeny cenové indexy (či benchmarky), které slouží jako referenční ceny pro ropy obdobného složení, které jsou těženy jinde na světě. Mezi hlavní benchmarky na světovém trhu s ropou patří: Brent, WTI, koš OPEC, REB a Dubai Fateh.

WTI (West Texas Intermediate)

WTI je surovou ropou o vysoké kvalitě s 39,6 °API a pouze 0,24 % síry. Ropa pochází z ložisek v severozápadním Texasu a Oklahomě, cena je určována na hubu v Cushingu v Oklahomě, kam je tato ropa transportována. Jedná se o hlavní ropný index na burze NYMEX (New York Mercantile Exchange). Většina této ropy se používá pro rafinaci benzínu pro spotřebu v USA. Přestože produkce zmíněných polí je v poklesu a od indexu WTI již odstoupili někteří producenti z Perského zálivu, stále se jedná o hlavní benchmark pro americké kontinenty. Pro saúdskoarabskou, iráckou a kuvajtskou ropu je tak referenční cenou pro severoamerický trh Argus Sour Crude (ASCI), což je koš kyselých rop těžených v Mexickém zálivu. WTI je zpravidla ceněna s 5 až 6 \$ premií vůči koši OPEC a 1 až 2 \$ premií vůči Brentu (situace se ovšem v posledních letech změnila a cena Brentu je výrazně vyšší než cena WTI²²⁶).²²⁷

Brent (Brent Blend)

Brent je surovou ropou o vysoké kvalitě s 38,3 °API a 0,37 % síry. Ropa pochází z patnáctky ropných polí v Severním moři. Brent je ideální pro výrobu benzínu a středně těžkých destilátů. Produkce Brentu je, podobně jako WTI, v poklesu; zůstává ovšem hlavním benchmarkem pro Evropu i Afriku a obecně nejvíce užívaným ropným indexem. Ceny pro ostatní ropy jsou tak stanovovány jako diferenciál k ceně Brentu (tj. např. jako cena Brent – 0,5 \$). Brent je zpravidla oceňován vůči koši OPECu premií 4 \$, vůči WTI potom odpočtem 1–2 \$ (viz pozn. 226).²²⁸

Dubai (Dubai Fateh)

Jedná se o hlavní cenový index pro ropu z Perského zálivu určenou především pro asijské trhy. Dubai je lehkou kyselou ropou s 31 °API a 2% obsahem síry. Pozici důležitého asijského indexu naopak ztratil malajský Tapis; jednalo se o velmi kvalitní superlehkou ropu s 45,2 °API a s pouze 0,03% obsahem síry. Po vytěžení ložisek byl Tapis v roce 2008 nahrazen indexem Brent.²²⁹

225 Tamtéž.

226 Především během roku 2011 došlo k výraznému zvýšení rozdílu (spreadu) cen WTI a Brentu (až přes hranici 25 \$). Jako hlavní příčiny tohoto vývoje jsou uváděny pokles výtěžnosti polí v Severním moři (od nichž se cena Brentu odvozuje), konflikt v Libyi, který zvýšil evropskou poptávku po ropě typu Brent, na straně jedné a zvyšující se domácí produkce živená nekonvenčními zdroji ropy v USA na straně druhé. Viz Denning, L. (2012, February 6). The Oil Market's Other Gulf. *WSJ*. Dostupné z <http://blogs.wsj.com/overheard/2012/02/06/the-oil-markets-other-gulf/>

227 Stratiev, D., Dinkov, R., Petkov, K., & Stanulov, K. (2010). Evaluation of Crude Oil Quality. *Petroleum & Coal*, Vol. 52, No. 1. Dostupné z http://www.vurup.sk/sites/vurup.sk/archivedsite/www.vurup.sk/pc/vol52_2010/issue1/pdf/pc_1_2010_stratiev_051.pdf

228 Tamtéž.

229 Tamtéž.

Koš OPEC

Cenová formule koše OPEC je prostým průměrem sedmi cenových indexů: alžírská saharská směs (lehká, sladká), indonéský Minas, nigerijská lehká Bonny, saúdská lehká, dubajský Fateh (těžká, kyselá), venezuelská tijuanská lehká, mexický Isthmus, lehký, středně kyselý (Mexiko nicméně není členem OPEC).²³⁰

REB (Russian Export Blend)

Ruská exportní směs je kombinací těžkých zauralských a lehkých povolžských rop se středním obsahem síry. REB obsahuje 1,53 % síry a má 32 °API. Cena REB je určována na obchodních místech v Amsterdamu v Nizozemsku a v Augustě v Itálii a je určena především pro evropské trhy.²³¹

5.8.1.6.1 Typy kontraktů²³²

Na energetických trzích obecně rozlišujeme mezi promptními kontrakty (*spot*), kde k vypořádávání dochází okamžitě (v den uzavření kontraktu), a termínovanými (*forward*) kontrakty, kde je mezi uzavřením obchodu a jeho plněním časový rozestup. Důležité je také rozlišení mezi obchodními (*trading market*) a hotovostními (*cash market*) trhy. Na hotovostních trzích, které jsou určeny pro fyzické dodávky, není možné koupené komodity opětovně prodávat. Příkladem může být transakce na čerpací stanici. Naproti tomu na obchodních trzích je možné komodity vyměňovat a opětovně prodávat. Většina obchodování (nákup a opakovaný prodej) na energetických trzích se odehrává prostřednictvím termínovaných trhů. Spotové obchodování zahrnuje fyzickou dodávku dohodnutého množství standardizovaného produktu za určitou cenu v den transakce. Na rozdíl od jiných spotových trhů je dodávka komplikována tím, že producenti mohou poptávku jen obtížně předvídat a poptávka je silně lokalizovaná, v důsledku čehož vzniká mnoho lokálních spotových trhů s vlastními pravidly a regulací. Cena na těchto trzích je určována lokální nabídkou a poptávkou. Ceny jsou tedy obecně značně volatilní a mohou se mezi jednotlivými lokálními trhy výrazně lišit. Naopak v případě termínovaných kontraktů je volatilita nižší, protože ceny jsou určovány především makroekonomickými faktory.

Promptní i termínované kontrakty jsou obchodovány dvěma základními způsoby. Tím prvním jsou bilaterální neanonymní kontrakty (tzv. *over-the-counter* – OTC), kde dochází k přímému či prostředkovanému dohadování obchodů. Kontrakt je uzavírán pro každý obchod zvlášť. Tento způsob uzavírání kontraktů je využíván především pro fyzické dodávky. Druhým způsobem je anonymní automatizované obchodování na burze. Namísto toho, aby strany transakce dohadovaly kontrakt bilaterální, vstupují do kontaktu vždy pouze s burzou. To minimalizuje rizika spojená s bilaterálními kontrakty, snižuje transakční náklady a zvyšuje likviditu trhu (kontrakt je snazší nakoupit i prodat). Hlavní nevýhodou burzovního obchodování je to, že nemůže poskytnout širší nabídku kontraktů. Aby bylo možné zapojit co největší množství účastníků, je nabízena jen omezená škála standardizovaných produktů. Samo obchodování na burze zpravidla probíhá ve dvou fázích, aukci a kontinuálu. Při aukci jsou před otevřením burzy shromážděny příkazy k prodeji a nákupu a v okamžiku otevření jsou příslušným algoritmem spárovány tak, aby se v daném momentu uskutečnil co největší počet obchodů. Zbývající nezobchodované požadavky pokračují do kontinuálu. Zde jsou příkazy k prodeji a nákupu vypořádávány průběžně na základě ceny a času. Nejdříve jsou tedy spárovány ty příkazy, které si odpovídají cenově (je-li více takových příkazů, jsou nejprve vypořádány ty, které byly podány nejdříve).²³³

230 Tamtéž.

231 Tamtéž.

232 Tato kapitola je založena na Edwards, D. (2009). *Energy Trading & Investing. Trading, Risk Management, and Structuring Deals in the Energy Markets*. McGraw-Hill, s. 43–68.

233 Madhavan, A. (1990). *Trading Mechanisms in Securities Markets*. University of Pennsylvania, Philadelphia. Dostupné z <http://finance.wharton.upenn.edu/~rlwctr/papers/9016.PDF>

Třemi nejběžnějšími typy finančních kontraktů jsou spot (*cash trades*), futurity (*futures*) a forvardy (*forwards*).²³⁴ V prvním případě se jedná o výměnu fyzické komodity za hotovost na spotovém trhu. Futures i forvardy zavazují k vypořádání kontraktu v budoucnu za předem určenou cenu. Zatímco futures jsou obchodovány na burzách, forvardy jsou obchodovány na OTC trhu. Futures jsou vysoce standardizované kontrakty s omezeným počtem nabízených objemů produktu, míst a časů dodávky. Místo, čas i kvalita dodávky jsou určovány burzou. Protože futures jsou uzavírány vždy se stejnou protistranou (burzou), jsou volně přenositelné; futures je tedy možné kdykoli prodat či nakoupit. Naproti tomu forvardy jsou uzavírány bilaterálně, a mohou být proto specifikovány dle potřeb obou obchodujících stran. Jakékoli změny kontraktu, včetně jeho prodeje, však znamenají nutnost jeho revize.

Dlouhodobé kontrakty jsou uzavírány za účelem fyzických dodávek zpravidla na dobu jednoho či dvou let; mimo kvalitu a objem dodávky a místa dodání specifikují také – na rozdíl od klasického forvardu, který se vypořádává najednou – kalendář jednotlivých dodávek (kontrakt je tak plněn průběžně). Cena kontraktu je odvozena od cenové formule sestávající z některého z cenových benchmarků, na jehož základě se cena jednotlivých dodávek aktualizuje, a koeficientů vážících cenový základ s ohledem na parametry kontraktu (jako např. jeho objem, doba trvání apod.).²³⁵ V porovnání s dlouhodobými kontrakty na dodávky zemního plynu jsou tedy dlouhodobé kontrakty na dodávky ropy mnohem flexibilnější a jejich průměrná délka trvání je rovněž výrazně kratší (v případě zemního plynu se kontrakt na jeden rok označuje spíše za krátkodobý, dlouhodobé kontrakty v trvání 25 nejsou výjimkou). Rovněž podíl dlouhodobých kontraktů na trhu je výrazně menší než v případě zemního plynu. Je to dáno tím, že trh s ropou je mnohem více integrovaný a likvidní; financování infrastrukturních projektů je tak možné zajistit prostřednictvím forvardových trhů.²³⁶

Zatímco forvardy se užívají obzvláště pro fyzické dodávky, futures jsou využívány především k managementu cenového rizika (*hedgeování*) či spekulativnímu obchodování a v drtivé většině případů se fyzicky nevypořádávají. To je umožněno tím, že na rozdíl od forvardů je v případě futures potřeba složit pouze zálohu (tzv. *margin*), která se zpravidla pohybuje mezi 5 až 10 % hodnoty celého kontraktu. Záloha by rovněž měla být dostatečně velká na to, aby pokryla denní pohyby ceny. To umožňuje jednak to, že obchodník (či spekulant) je schopen kontrolovat řádově větší kontrakt, a také to, že v závislosti na pohybu cen dochází k přesunům peněz mezi obchodníky. Transfer peněz mezi účty účastníků zajišťuje clearingová společnost. Každý den je futures kontrakt přeceňován (tzv. *market-to-market price*), čímž se stanovuje, zda se cena komodity zvýšila, nebo snížila. Tato cena, stejná pro nakupující i prodávající, poté určuje, zda zmínění musí zaplatit, nebo obdrží peníze. K otevírání a uzavírání kontraktu tak v podstatě dochází každý den. V důsledku tohoto tržního přeceňování tak v rámci životnosti futures kontraktu (např. měsíc, čtvrtletí nebo rok) dochází k sérii přesunů peněz mezi prodávajícím a nakupujícím (v případě OTC k podobným přesunům zpravidla nedochází, a forvard je tak uzavřen jednorázovou výměnou peněz nebo fyzické komodity za peníze v případě, že jde o fyzický kontrakt). V případě, že účastník není schopen udržet potřebnou výši zálohy, burza přebírá vlastnictví kontraktu i jeho počáteční zálohy. V následujícím kroku kontrakt tzv. likviduje (tj. buď prodává, či nakupuje) a ponechává si zálohu. Pokud počáteční záloha pokryje tuto denní ztrátu, burza na transakci vydělá (z tohoto důvodu mají volatilní komodity, jako je ropa, vyšší počáteční zálohy).

234 V následujícím textu se budeme držet v České republice zažité terminologie, tzn. anglického názvu: futures, českého: opce, a hybridního: forvardy a swapy.

235 Fattouh, B. (2011, January). *An Anatomy of the Crude Oil Pricing System*. Oxford Institute for Energy Studies, WPM 40. Dostupné z <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/03/WPM40-AnAnatomyoftheCrudeOilPricingSystem-BassamFattouh-2011.pdf>

236 Arowolo, O. (2006). Abolition of long-term contracts: what are the implications and options for bankability in energy projects financing? *Journal of Energy and Natural Resources Law*, Vol. 24, No. 1. Dostupné z http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/car/html/car8_article29.pdf

5.8.1.6.2 Komoditní burzy

Obchodování s futures kontrakty ropných produktů začalo v roce 1978, kdy se na burze NYMEX (New York Mechandise Exchange) začaly obchodovat kontrakty topného oleje. V roce 1983 bylo zahájeno obchodování WTI a v roce 1990 se obchodovalo již 10 typů futures kontraktů ropy po celém světě o celkovém objemu 150 mb/d (tj. asi 130 % tehdejší světové spotřeby). V současnosti pouze NYMEX obchoduje cca 600 mil. b/d (tj. více než 700 % světové spotřeby).²³⁷

Účastníky obchodu lze rozdělit do dvou hlavních skupin: (1) obchodníky a (2) spekulanty a finanční instituce. Zatímco obchodníci na burze obchodují za účelem minimalizace rizika plynoucího z cenové fluktuace, spekulanti a finanční instituce těchto cenových pohybů využívají k vytváření zisku.²³⁸ Ropa a ropné produkty se globálně obchodují na pěti komoditních burzách. Jsou jimi: NYMEX,²³⁹ která je hlavní burzou pro obchodování WTI; ICE²⁴⁰ (Intercontinental Exchange) se sídly v Atlantě a Londýně, která je hlavní burzou pro obchodování Brentu; SIMEX²⁴¹ (Singapore International Monetary Exchange), hlavní burza pro malajský index Tapis, který byl roku 2008 nahrazen Brentem; TOCOM²⁴² (Tokio Commodity Exchange), kde se obchodují indexy především z Perského zálivu (Dubai nebo ománský ropný index); a IOB (Iranian Oil Bourse), Íránská ropná burza na ostrově Kiš. IOB, která byla otevřena v únoru 2008,²⁴³ se od předešlých burz liší tím, že veškeré transakce zde probíhají v eurech, riálech, popřípadě koši hlavních měn s výjimkou dolaru. Motivací bylo jednak oslabení pozice dolaru na trhu s ropou, zde se jedná především o politické gesto bez významného dopadu na podmínky na trhu, a dále také diverzifikace finančních zdrojů Íránu tak, aby nebyly denominovány v dolarech (z důvodu ekonomických sankcí).²⁴⁴

Na rozdíl od klasických finančních aktiv (jako jsou peníze, akcie, dluhopisy apod.) má ropný trh (stejně jako každý jiný komoditní trh) také svůj fyzický rozměr, který ukotvuje očekávání o budoucím vývoji. V této souvislosti je důležitým trendem stále se zvyšující důležitost *očekávání* týkajících se budoucího vývoje fundamentů ropného trhu (produkční kapacita, zásoby, domácí spotřeba producentů, poptávka na velkých trzích apod.). Pokud existuje zásadní rozdíl ve vnímání budoucího vývoje nebo je tento stav spojen s vysokou mírou nejistoty, může se cena ropy těmto fundamentům výrazně vzdálit, což může vést ke vzniku cenové bubliny. Podobně jako v případě ohodnocování aktiv firem, kde je jejich cena odvozena od očekávání jejich budoucích výdělků, je tedy cena ropy stále více odvozována od budoucího stavu fundamentů ropného trhu.²⁴⁵

237 Medlock, K., & Jaffe, A. (2009). *Who is in the Oil Futures Market and How has it Changed?* James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University. Dostupné z <http://www.bakerinstitute.org/publications/EF-pub-MedlockJaffeOilFuturesMarket-082609.pdf>, s. 7.

238 Tamtéž.

239 New York Mechandise Exchange. Dostupné z <http://www.cmegroup.com/company/nymex.html>

240 Intercontinental Exchange. Dostupné z <https://www.theice.com/homepage.jhtml>

241 Singapore International Monetary Exchange. Dostupné z http://www.sgx.com/wps/portal/sgxweb/home!/ut/p/c5/04_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3gjR0cTDwNnA0v_MANzA89Qf6fg4LAWw0BXY30_j_zcVP2CbEdFAMCfkeo/dl3/d3/L2dBISevZ0FBIS9nQSEh/

242 Tokyo Commodity Exchange. Dostupné z <http://www.tocom.or.jp/>

243 Presstv. (2008, February 17). *Oil Bourse Opens in Iran's Kish Island*. Dostupné z <http://edition.presstv.ir/detail/43476.html>

244 Looney, R. (2007). The Iranian Oil Bourse. A Threat to Dollar Supermy? *Challenge*, Vol. 50, No. 2. Dostupné z <http://www.relooney.info/Rel-Challenge-07.pdf>

245 Viz Fattouh, B., Kilian, L., & Mahadeva, L. (2012). *The Role of Speculation in Oil Markets: What Have We Learned So Far?* Centre for Economic Politycy Research. Dostupné z <http://www.voxeu.org/sites/default/files/file/DP8916.pdf>

5.8.1.6.3 Kurz dolaru

Cena ropy je ovlivňována rovněž kurzem dolaru, v němž je denominována drtivá většina světového obchodu s ropou. Změny kurzu dolaru jsou důležité zejména pro ropné společnosti a exportní země, které vyvážejí ropu v dolarech, kdežto k dovozu zboží a služeb užívají jiné měny. Dle Alhajjiho lze rozeznat krátkodobé a dlouhodobé důsledky změn kurzu dolaru. V případě krátkodobých důsledků se jedná především o situaci, kdy dolar oslabuje a investoři se přesouvají ke komoditám. Poptávka po ropě se tím zvyšuje a její cena stoupá. Producenti, především OPEC, na to mohou reagovat buď zvýšením těžby (což znamená ztrátu spekulantů), nebo vlastní investicí do ropy. Dlouhodobě slabý dolar poté posiluje kupní sílu ve spotřebitelských zemích, což zvyšuje spotřebu ropy. Současně ovšem dochází ke zmenšování kupní síly producentů, což se může projevit i prostřednictvím menších investic do rozvoje produkce a následně i vyššími cenami ropy. Důvodem jsou zhoršující se směnné relace – pokud kurz dolaru slábne a kurz měny, v níž producent nakupuje, např. technologie, se nemění, znamená to, že producent si za jeden barel koupí méně technologie. Dlouhodobě vysoké ceny ropy pak mohou ve spotřebitelských zemích způsobit problémy platební bilance a inflační tlaky, což si zpravidla žádá vyšší úrokové míry (zmenšení objemu peněz v ekonomice) a kurzovní intervence (nákup dolarů) posilující kurz dolaru. Producenti v důsledku vysokých cen naopak hromadí přebytky denominované v dolarech, což kurz dolaru rovněž posiluje.²⁴⁶ Vazba mezi cenami ropy a kurzem dolaru je tedy oboustranná a je významným faktorem ovlivňujícím ceny na světovém trhu.

5.8.2 Trh se zemním plynem

Zemní plyn se využívá zejména pro výrobu tepla v rezidenčním a komerčním sektoru, v průmyslu (petrochemie, farmaceutický průmysl, sklářství, papírenství) a stále více ve výrobě elektrické energie.²⁴⁷ Mezi silné stránky zemního plynu patří relativní ekologická nenáročnost (z fosilních paliv uvolňuje nejméně oxidu uhličitého a pevných částic na jednotku uvolněného tepla)²⁴⁸ a technologická pokročilost, kdy pomocí procesů kogenerace a kombinovaného cyklu dochází k využití nízkopotenciálního (odpadního) tepla.²⁴⁹ Zemní plyn je též využíván v dopravním sektoru, a to jak ve své čisté formě (CNG – *compressed natural gas*), tak ve formě kapalných paliv (GTL – *gas to liquids*). Protože se palivo GTL syntetizuje ze zemního plynu, má absolutně nulový obsah síry a vysokou kvalitu, což zajišťuje čistší a efektivnější spalování než u běžného dieselového paliva. Shell poprvé aplikovala technologii syntetického paliva GTL v nadstandardních dieselových palivech.²⁵⁰ Významný rozvoj zapojení plynu v dopravním sektoru na úkor ropy však nelze očekávat, a to zejména kvůli bezpečnostní regulaci a nerozvinuté infrastruktuře. Současný podíl zhruba 1 % tak pravděpodobně v nejbližší budoucnosti zůstane nezměněn.²⁵¹ V dopravním sektoru se tak plyn významněji prosazuje v pohonu kompresorů potrubní infrastruktury (plyn tedy transportuje sebe sama), kde tvoří většinu používaných paliv.

246 Alhajji, A. (2008, May 16). Jak působí slabý dolar na ceny ropy? *Project Syndicate*. Dostupné z <http://www.project-syndicate.org/commentary/how-does-the-weak-dollar-affect-oil-prices-/Czech>

247 Viz Institut geologického inženýrství Hornicko-geologická fakulta VŠB. (n.d.). *Využití ropy a zemního plynu*. Dostupné z http://geologie.vsb.cz/loziska/suroviny/vyuziti_ropy.html; ČPU. (n.d.). *Zemní plyn*. Dostupné z <http://www.cpu.cz/zemni-plyn>

248 Jaramillo, P., Griffin, M., & Matthews, S. (2007). Comparative Life-Cycle Air Emissions of Coal, Domestic Natural Gas, LNG, and SNG for Electricity Generation. *Environ. Sci. Technol.*, Vol. 41. Dostupné z http://www.ce.cmu.edu/~gdrgr/readings/2007/09/13/Jaramillo_ComparativeLCACoalNG.pdf; EPA. (2011, 18. dubna). *Methane. Sources and Emissions*. Dostupné z <http://epa.gov/methane/sources.html>

249 Combined Heat and Power Systems. (n.d.). *NaturalGas.org*. Dostupné z http://naturalgas.org/overview/combinedheat_powersystems.asp

250 Pearl Gas-to-Liquids Plant, Qatar. (2011). *Chemicals-technology.com*. Dostupné z <http://www.chemicals-technology.com/projects/pearl-gtl/>

251 IEA. (2011). *World Energy Outlook 2011. Are We Entering a Golden Age of Gas? Special Report*. Dostupné z http://www.iea.org/weo/docs/weo2011/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf, s. 16.

Další podstatnou charakteristikou plynu je podobně jako u ropy nepružná poptávka. Zatímco ropa se využívá převážně v dopravě, kde ve středním a delším horizontu k určité úpravě spotřebitelského chování na základě ceny dochází, sektorové rozložení využití plynu (dominuje výroba tepla pro domácnosti a průmysl) napovídá, že poptávka nebude vůči ceně reagovat příliš citlivě.

Ze sektorového rozložení dále vyplývá sezónní charakter spotřeby plynu. Výroba tepla se v mírném pásu, kde se nachází většina velkých spotřebních center plynu, omezuje na 4–9 měsíců ročně, po zbytek času plyn využíván, a tedy i odebírán, není. Taková situace vyžaduje buď značnou flexibilitu dodávek, což je například u potrubního transportu značně neekonomické (provozovatelé potrubí usilují o co největší stálé vytížení), nebo nutnost skladovacích kapacit. Z toho důvodu jsou z vytěžených ložisek nebo kavernových podzemních prostor budovány plynové zásobníky, do nichž se v době nízké poptávky plyn vhání (v podstatě se uměle udržuje vyšší odběr) a v době vysoké poptávky se naopak čerpáním plynu ze zásobníků odběr uměle snižuje.

S výkyvy poptávky logicky souvisí i volatilita trhu (nestálost cen). Volatilita obecně roste s liberalizací trhu a s klesajícím podílem dlouhodobých kontraktů vázaných na ropu. V USA byly cenové kontroly opuštěny v roce 1989 a od té doby je zde plně liberalizovaný trh – v následujícím období byl americký trh tím nejvíce volatilním. S krátkodobými kontrakty je od trhů očekávána kratší reakční doba, což přináší silnější reakce na nové informace. V USA je např. v současnosti cca 160 operátorů přenosových sítí, 123 operátorů skladovacích zásobníků, 260 obchodníků a 1 200 lokálních distributorů. Komplexnější trhy obsahují více informací. Jiným faktorem přispívajícím k vyšší volatilitě trhu je diverzifikace dodávek – více nabídek přináší logicky více informací a cenových signálů.²⁵²

Pro srovnání, v případě Velké Británie jsou hlavní faktory odlišné: přestože byl v Británii podobně jako v USA zahájen proces liberalizace v 80. letech, dodávky nejsou tak diverzifikované jako v případě USA (menší domácí produkce) a také až do roku 2005 byla přepravní síť spravována národním monopolem (National Grid). Poté NG prodal čtyři z osmi přepravních sítí soukromým společnostem. Centrica, pobočka bývalé státní BG, i nadále zůstává největším distributorem. Ceny NBP jsou dlouhodobě volatilní také proto, že Británie má relativně malou skladovací kapacitu. V Německu se sice v současnosti dokončuje implementace třetího liberalizačního balíčku EU, většinu dodávek však představují dlouhodobé kontrakty vázané na ropu; E.ON si navíc rezervuje velké objemy přepravní kapacity na vstupních bodech, čímž omezuje přístup konkurence (dle vyjádření EK). Strukturálními slabinami tak jsou menší počet hráčů na trhu a malá diverzifikace dodávek. Asijské trhy jsou obecně výrazně více regulovány než trhy evropské – ovšem spíše ze strukturálních (absence propojení a mizivá domácí produkce) nežli politických důvodů. Tři čtvrtiny japonského trhu jsou v rukou tří společností (Tokyo Gas, Osaka Gas a Toho Gas); podobně korejský KOGAS je největším dovozcem LNG na světě, vlastní tři ze čtyř korejských terminálů a celou distribuční síť, prodej maloodběratelům probíhá přes pobočky KOGAS, velkoodběratelům je plyn dodáván přímo.²⁵³

Obecné dopady vyšší volatility trhu je obtížné odhadnout. Při pohledu na koncové ceny lze pozorovat trend vyšší cenové hladiny a vyšší stability u dlouhodobých, na ropu vázaných kontraktů a nižší cenové hladiny a nižší cenové stability u kontraktů krátkodobých a flexibilních.

252 Whitman, A., Bradley, M. et al. (2011, leden). *Natural Gas Price Volatility: Lessons from Other Markets*. M.J. Bradley & Associates. Dostupné z <http://bipartisanpolicy.org/sites/default/files/Natural%20Gas%20Price%20Volatility%20-%20Lessons%20from%20Other%20Markets.pdf>, s. 15.

253 Tamtéž, s. 15–17.

5.8.2.1 Tvorba cen

Ceny plynu se určují na základě tří základních mechanismů: regulace, cenové indexace na konkurenční paliva a tržní/komoditní cenotvorbě na trhu s plynem.²⁵⁴

(1) Regulované ceny

Ceny stanovuje státem pověřený regulátor; kritéria se mohou lišit – např. ve Spojených státech se (v období po druhé světové válce do začátku 80. let) jednalo o průměrné produkční náklady v jednotlivých produkčních oblastech. Regulované ceny jsou typické pro domácí trh producentů států. Např. dodávky Gazpromu jsou na domácím trhu regulovány státem (dle zákona z roku 1999) a pouze zbývajících 30 % (nezávislí producenti a ropné společnosti produkující asociovaný plyn) není regulováno. Více jak 80 % ruských domácností za energie potom platí nikoli na základě spotřeby, ale dle obytného prostoru (dle výměry) nebo počtu registrovaných osob v domácnosti. Jak rezidenční, tak průmysloví spotřebitelé platí ceny určené dle cenových zón, v nichž se nacházejí. Tyto zóny jsou určeny na základě vzdálenosti od vrtu; v současnosti se rozlišuje 13 cenových zón.

(2) Indexované ceny

Indexovanými cenami se zpravidla rozumí vazba na ceny ropy nebo ropných produktů. Tento způsob cenotvorby je typický pro kontinentální Evropu, severní Afriku a Asii. Základním principem je cenová soutěž s konkurenčními palivy tzv. „na hořáku“ („at the burner tip“), čímž se rozumí koncová cena například za jednotku tepla. Indexace na ropné produkty byla ustavena jednak proto, že zemní plyn je v případě asociovaných ložisek ropy vedlejším produktem těžby a jednak proto, že byl a stále je využíván k obdobným účelům (jako ropné produkty) – typicky vytápění, výroba elektrické energie, průmysl. Pokud je tedy koncová cena konkurenčních paliv vyšší, přejdou spotřebitelé na zemní plyn a naopak. V případě termínovaných kontraktů tak byl cenový základ tvořen vybraným ropným produktem (nebo košem ropných produktů). Samy ceny ropných produktů se pak ustavují na komoditních trzích – ty jsou samozřejmě pevně navázány na cenu ropy.

Protože je zemní plyn v Evropě využíván především pro vytápění, je jeho cena určována zpravidla v závislosti na ceně topných olejů. Ve většině evropských zemí byl tento systém ustaven v 70. letech (tedy v období, kdy byl vybudován tranzitní plynovod). Postupně ovšem začal ztrácet své původní opodstatnění, a to především kvůli poklesu podílu zmíněných ropných produktů v energetickém mixu, nevýhodnosti udržování potřebného vybavení pro spalování a udržování zásob, vývoji nových technologií spalování zemního plynu a zvyšování efektivity a konečně kvůli zpřísnění environmentálních standardů. Především v severozápadní Evropě tak již nelze počítat se scénářem, kde by koncoví zákazníci přešli k topným olejům.

(3) Komoditní cenotvorba na trhu s plynem

Tento způsob tvorby cen počítá s konkurencí jednotlivých zdrojů plynu (*gas to gas competition*), případně, jedná-li se o trh, kde dominuje jeden dodavatel, představují konkurenci jiná paliva. Například při výrobě elektřiny v základní zátěži (baseload) jsou typickým konkurentem používaných paroplynových elektráren elektrárny uhelné, případně jaderné. Komoditní cenotvorba je rozšířena zejména v zemích, kde se obchoduje pomocí hubů (uzlů) – například v USA nebo v severozápadní Evropě.²⁵⁵

254 Dle Melling, A. (2010). *Natural Gas Pricing and Its Future. Europe as the Battleground*. Carnegie Endowment. Dostupné z http://www.carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf

255 Melling, A. (2010). *Natural Gas Pricing and Its Future. Europe as the Battleground*. Carnegie Endowment. Dostupné z http://www.carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf

5.8.2.2 Cenové indexy

Cenové indexy reflektují vlastnosti dodávaného paliva, případně cílového energetického sektoru, podle nichž se určuje cena. Jsou tedy základem pro další vyjednávání o ceně. Jedná se především o:

(1) Hlavním kritériem kvality zemního plynu je jeho výhřevnost (Btu/objem), která se zpravidla udává v Btu na objemovou jednotku. Platí, že čím vyšší obsah metanu, tím vyšší výhřevnost. Ve zpracovatelských závodech se surový zemní plyn standardizuje tak, aby jeho výhřevnost odpovídala parametrům přepravní infrastruktury a potřebám odběratelů. Tato standardizovaná výhřevnost se v případě kubických stop (cf) pohybuje kolem 1 035 Btu/cf $\pm$ 50 Btu; v případě kubických metrů (*cubic meter* – cm) pak 37 000 Btu/cm $\pm$ 1 800 Btu. V případě surového zemního plynu s vyšším obsahem těžkých uhlovodíků (jako např. uhelný metan) – a proto nižší výhřevností – se tak přidává zemní plyn s vyšší výhřevností nebo směs propanu a vzduchu. Naopak v případě LNG, kde je obsah metanu velmi vysoký, se do směsi přidávají inertní plyny (jako dusík) tak, aby se výhřevnost snížila.²⁵⁶

(2) Rosný bod je důležitý především z hlediska transportu. Jedná se o teplotu, pod níž začíná plyn při daném tlaku kondenzovat.

(3) Zemní plyn by rovněž neměl obsahovat více než zanedbatelná množství (0,1 %) sulfanu, oxidu uhličitého, dusíku, vodních par a kyslíku. Přítomny nesmí být také pevné či kapalné částice a jiné příměsi, které by mohly poškodit infrastrukturu. Dle obsahu metanu, vyšších uhlovodíků a příměsí rozlišujeme:

1. vysokokalorický/nizkokalorický zemní plyn: 87–99 % vs. 80–87 %;
2. zemní plyn suchý (chudý): obsahuje vysoké procento metanu (95–98%) a nepatrné množství vyšších uhlovodíků;
3. zemní plyn vlhký (bohatý): vedle metanu obsahuje vyšší podíl vyšších uhlovodíků (pentan, hexan a výše);
4. zemní plyn kyselý: plyn s vysokým obsahem sulfanu (H_2S), který se v úpravárenských závodech před dodávkou zemního plynu do distribučního systému odstraňuje;
5. zemní plyn s vyšším obsahem inertů: jedná se hlavně o oxid uhličitý a dusík.²⁵⁷

V různých produkčních oblastech se kvalita plynu dle těchto parametrů liší.

Tab. 20: Obsah metanu v zemním plynu vybraných producentů²⁵⁸

Země	Obsah metanu
Rusko	98 %
Norsko	93 %
Nizozemsko	> 80 %
Česká republika	97 %

256 Dle EIA. (2011, červen). *Natural Gas Processing Plants in the United States: 2010. Update*. Dostupné z http://205.254.135.7/pub/oil_gas/natural_gas/feature_articles/2010/ngpps2009/btu_content.cfm

257 Musil, L. (2004, 30. března). *Co možná nevíte o zemním plynu*. TZB-info.cz. Dostupné z <http://www.tzb-info.cz/1908-co-mozna-nevite-o-zemnim-plynu>

258 ČPU. (n.d.). *Zemní plyn*. Dostupné z <http://www.cpu.cz/zemni-plyn>; Kavalov, B., Petrič, A., & Georgakaki. (2009). *Liquefied Natural Gas for Europe – Some Important Issues for Consideration*. JRC Reference Reports. Dostupné z http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc_reference_report_200907_liquefied_natural_gas.pdf, s. 18–22.

Na velkoobchodním trhu se obchoduje i s nízkokalorickým plynem, který je podle potřeb zákazníka zkonvertován TSO na potřebnou kvalitu. Zákazník platí přímo TSO; konverzi není nutné dopředu kontraktovat.

Výsledné cenové indexy jsou potom podobně jako v případě ropy odvozovány od jednotlivých produkčních oblastí či míst, kde dochází k akumulaci zemního plynu (jako např. Brent nebo WTI). Ceny jsou zpravidla určovány prostřednictvím (1) cenových formulí ve formě point-to-point kontraktů (např. německá hraniční cena pro ruský plyn, případně česko-ruský kontrakt, v jehož rámci se plyn předává na ukrajinsko-slovenské hranici apod.); anebo (2) prostřednictvím tržního mechanismu v hubech, jako jsou např. americký Henry Hub nebo britský National Balancing Point.

V evropských podmínkách jsou hlavní cenové indexy německé dlouhodobé kontrakty zejména s Gazpromem, Statoilem (Norsko) a Gasterrou (Nizozemsko). Index BAFA²⁵⁹ udává průměrnou cenu všech německých importů. Je udáván měsíčně Německým federálním úřadem hospodářství a kontroly exportu a vzhledem k tajnosti dlouhodobých kontraktů (LTCs) se jedná o jedinou oficiální cenu, která je k dispozici pro evropský LTC trh navázaný na ropu.²⁶⁰ Dále zde můžeme najít „hubový“ index NBP a index EGIX (European Gas Index). Evropský index byl vytvořen v lednu 2011 s cílem ustavit transparentní referenční cenu pro kontinentální trh s plynem. EGIX se odvozuje od průměrné (objemem) vážené ceny všech obchodů uzavřených na německém trhu NCG (NetConnect Germany – největší obchodní oblast v Německu). De facto se tedy jedná o referenční cenu pro německý trh, nicméně s ambicí vytvoření referenční ceny pro celou kontinentální Evropu (došlo by tak k nahrazení indexací cen LTCs na ropu), a tedy i podmínek pro dostatečně likvidní trh s futures i pro fyzické obchodování (k rozlišení mezi fyzickým a „papírovým“ trhem viz výše, oddíl typy kontraktů).²⁶¹

Mezi další zdroje pro cenové indexy patří makroekonomické fundamenty reflektující nastavení cílového energetického sektoru, případně regionálního trhu, který tento sektor přesahuje. Jedná se například o poměr nabídky a poptávky – zde zejména zda je cílový trh stále rozvíjejícím se trhem s výhledem na rostoucí spotřebu, či se jedná o trh vyspělý se spotřebou na stabilních hodnotách, či dokonce trh upadající, kde se spotřeba plynu vlivem například utlumení určitých průmyslových odvětví nebo přechodem na jiná paliva trvale snižuje. Stejně tak je pro cenové indexy důležitá vybavenost a naplněnost zásobníků, rozvinutost a přebytková kapacita importní infrastruktury a podobně.

259 BAFA – Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

260 BAFA. (n.d.). *Homepage*. Dostupné z <http://www.bafa.de/bafa/en/index.html>; Stern, J., & Rogers, H. (2011, March). *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe*. Oxford Institute for Energy Studies.

261 European Energy Exchange. (n.d.). *Natural Gas*. Dostupné z http://www.eex.com/en/EEEX/Products%20%26%20Fees/Natural_Gas

5.8.2.3 Obchodování

Základním nástrojem realizace obchodu mezi prodejcem a nakupujícím je dohoda o prodeji/nákupu (*gas sales/purchase agreement* – GSPA). Sestává se zpravidla z těchto náležitostí:²⁶²

(1) Termín: od jednoho dne až po životnost daného plynového pole.

(2) Množství: zde existují dva základní typy – tzv. výhradní kontrakty (*depletion*), kde daný producent vyhradí celou produkci daného pole jednomu nakupujícímu (běžné na velkoobchodním trhu – např. produkce vyhrazená pro paroplynovou elektrárnu apod.); a dodavatelské kontrakty (*supply*), kde se zavazuje k dodání určitého objemu v daném čase. Pokud jsou zdroje producenta nedostačující, může využít zdrojů třetích stran.

(3) Cenové podmínky: v ideálním případě by měla být cena konkurenceschopná alternativním palivům a měla by umožňovat návratnost ve všech částech řetězce. Cena může být definována třemi základními způsoby: 1) fixní cenou – tj. cenou, kterou nelze během kontraktu měnit (typické pro krátkodobé kontrakty); 2) indexovanou cenou (*fixed price with an escalator*) – tj. cenou, která se v určených intervalech (např. jednoho roku) mění v závislosti na změnách jiného ukazatele (např. inflace nebo ceny ropy / ropných produktů) – tato úprava umožňuje reflektovat změny na trhu, aniž by bylo nutné kontrakty renegotiovat; 3) plovoucí cenou, která je odvozena od nezávislého zdroje cenových signálů (tedy střet nabídky/poptávky po dané komoditě) – typicky prostřednictvím komoditních burz. V tomto případě se ceny přehodnocují každý měsíc nebo i týden v závislosti na vývoji cen. Fixní i plovoucí ceny mohou mít stanoveny maximální (stropovou) i minimální (floor) cenu. Kontrakty mohou být rovněž kombinací fixních a plovoucích cen (např. že 80 % dodávek bude dodáváno na základě fixní/indexované ceny, zbytek nebude podléhat podmínce take-or-pay a bude určován na základě plovoucích/spotových cen).

(4) Závazky dodání: podmínky dodávek mohou být fixní nebo flexibilní. Fixní, pevné, zavazují dodavatele dodat určené množství v daném čase, pokud tento závazek není schopen naplnit, může být nucen zaplatit náklady spojené s využitím alternativních dodávek nebo paliva kupujícím. Flexibilní dodávky jsou takové, které dodavatele nezavazují k dodání všech nasmlouvaných objemů.

(5) Závazky odběru (*take-or-pay*): zákazník je v případě, že neodebere daný objem zavázán platit za % daného nasmlouvaného množství (mimo pochybení samotného prodejce a událostí způsobených zásahem vyšší moci – vis major; tj. v případě, že problémy způsobí např. přepravce, je kupující zavázán prodejci zaplatit). Cílem je samozřejmě zajistit minimální cash flow nutné k rozvoji polí, infrastruktury apod.; mnohdy se může jednat také o požadavek finančních institucí/bank pro financování projektu. Podobně jako v předchozím případě lze uzavírat i flexibilní kontrakty (tedy bez závazku odběru).

(6) Klausule destinace (*delivery point*): je místem, kam je kupujícímu plyn dopraven. Může to být například elektrárna, importní terminál LNG, hub, interkonektor dvou národních trhů (nejčastější varianta), městská distribuční síť apod.

262 Dle Gas Pricing. (n.d.). *Natgas.info*. Dostupné z <http://www.natgas.info/html/gascontracts.html>; viz Cretu, A., & Villeneuve, B. (2004). Longterm Contracts and Take-or-Pay Clauses in Natural Gas Markets. *Energy Studies Review*, Vol. 13, No. 1. Dostupné z <http://digitalcommons.mcmaster.ca/cgi/viewcontent.cgi?article=1249&context=esr>; Melling, A. (2010). *Natural Gas Pricing and Its Future. Europe as the Battleground*. Carnegie Endowment. Dostupné z http://www.carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf, s. 127–135.

(7) Kvalita plynu: v GSA je rovněž specifikována kvalita dodávaného zemního plynu, tj. výhřevnost, maximální množství nečistot, teplota apod. Pokud není dosaženo specifikované kvality, zákazníci se mohou dožadovat např. slevy, snížení závazku take-or-pay nebo kompenzace.²⁶³

5.8.2.3.1 Kontrakty

5.8.2.3.1.1 Dělení kontraktů dle závaznosti

Tak jako v případě ropy rozlišujeme mezi fyzickým a papírovým obchodováním. Existují tři hlavní typy fyzických kontraktů dle síly závazku:

(1) Swing kontrakty: nebo také „přerušitelné“ kontrakty jsou zpravidla krátkodobé kontrakty (většinou trvající od jednoho dne do měsíce), kdy žádná ze stran není zavázána k dodání či odběru specifikovaného množství. Jedná se o nejflexibilnější kontrakty, které jsou zpravidla využívány pro vyrovnání krátkodobých fluktuací – např. zvýšení poptávky v důsledku nižších teplot – a možnost nakoupit za nižší ceny ve flexibilní složce dlouhodobého kontraktu (prodávající a nakupující současně nemohou garantovat dodržení podmínek).

(2) Baseload kontrakty: jsou podobné swing kontraktům. Prodávající i nakupující nejsou zavázáni k naplnění dohody; zavazují se ovšem tím, že budou dělat vše pro to, aby podmínky naplnili, a že od kontraktu neodstoupí kvůli změnám cen na trhu. Ani jeden z těchto závazků nicméně není právně vymahatelný, a závisí tak spíše na osobních a profesionálních vztazích mezi stranami.

(3) Pevné kontrakty: jsou právně závazné. Tyto kontrakty jsou využívány v situacích, kdy je pravděpodobnost (náhlých) změn na straně nabídky i poptávky malá – obě strany tak ví, jaké množství při jakých cenách budou mít k dispozici / budou potřebovat.²⁶⁴

5.8.2.3.1.2 Dělení kontraktů dle délky

(1) Dlouhodobé kontrakty (LTC) se uzavírají na dobu delší než 5 let; typicky ovšem 15 a více let. LTC poskytují minimální flexibilitu a odrážejí potřebu konzumentů zabezpečit si dostatečné množství suroviny na straně jedné a snahu producentů zajistit si stabilní odbyt na straně druhé, a tedy i garanci návratnosti investic. Mezi další výhody patří nižší transakční náklady, není třeba opakovaného vyjednávání s více dodavateli jako v případě flexibilního obchodování. LTC mohou být navázány na ceny ropy, resp. koše ropných produktů; jejich cenovým základem mohou být i spotové ceny / burzovní indexy.

Typická struktura LTC se v posledních letech významně změnila: zkrátila se průměrná délka LTC a zeslábla vazba na cenu ropy, vypouštěny (či spíše zmírňovány: např. místo závazku 80–90 % na 50–60 % kontraktovaného objemu) jsou často také neflexibilní klauzule garantovaného odběru (take-or-pay) či neměnitelnosti cílových destinací de facto zakazující re-export do zemí s dočasným nedostatkem či prostě vyšší cenou. Tento trend je nicméně výrazně slabší u trhů s malou diverzifikací dodávek.²⁶⁵

263 Dle Gas Pricing. (n.d.). *Natgas.info*. Dostupné z <http://www.natgas.info/html/gascontracts.html>; viz Cretu, A., & Villeneuve, B. (2004). Longterm Contracts and Take-or-Pay Clauses in Natural Gas Markets. *Energy Studies Review*, Vol. 13, No. 1. Dostupné z <http://digitalcommons.mcmaster.ca/cgi/viewcontent.cgi?article=1249&context=esr>; Melling, A. (2010). *Natural Gas Pricing and Its Future. Europe as the Battleground*. Carnegie Endowment. Dostupné z http://www.carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf

264 Vše dle Sturm, F. (1997). *Trading Natural Gas. A Nontechnical Guide*. PennWell, s. 24–25.

265 Neumann, A., & von Hirschhausen, Ch. (2005). *Long-Term Contracts for Natural Gas – An Empirical Analysis*. Globalization of Natural Gas Markets Working Papers, s. 4.

(2) Krátkodobé kontrakty (STC): trvání cca do 1 roku. Jsou využívány pro krátkodobější obchodní příležitosti, dorovnání nedostatečných dodávek kontraktovaných prostřednictvím LTC nebo k diverzifikaci dodávek např. v případě výpadků LTC.

(3) Spot (promptní) se od termínovaného obchodování liší tím, že mezi uzavřením obchodu a jeho plněním nedochází ke zpoždění. Spotové obchodování probíhá výhradně na bázi vyhodnocování cenových signálů, na jejichž základě mohou být náklady přesměrovány z původní destinace, tj. dodávka je přebrána krátkodobému kontraktorovi. Využívá se jednak pro pokrývání špičkové spotřeby, jednak pro vyhledávání příležitostí (realizace zisku) vyplývajících z různých cenových hladin na jednotlivých trzích. Pro rozvoj spotového trhu je nutný především dostatek likvidity, dostatečná infrastruktura a příznivá regulace.

5.8.2.3.1.3 Bilaterální kontrakty

Do transakce vstupují dvě strany, které nezprostředkovaně (tj. osobní kontakt) vyjednávají tajný kontrakt. Jsou typické pro uzavírání dlouhodobých strategických kontraktů (LTC), tj. velké objemy po dlouhou dobu. Tyto kontrakty jsou obvykle odvozovány od cenových formulí daných lineární rovnicí:

$$P = ax + b.$$

Základem ceny (P) je hodnota příslušného ropného indexu nebo spotové ceny na příslušném hubu (x), která je dále vážená koeficienty (a , b), kde (a) je koeficient vazby na ropu a (b) zohledňuje specifické vlastnosti kontraktu, jako je jeho délka, objem flexibilní složky, vzdálenost destinace, v případě nové infrastruktury/pole např. výše investic atp. Tyto koeficienty (a , b) jsou vyjednávány individuálně v rámci každého kontraktu.²⁶⁶

5.8.2.3.1.4 Kontrakty Over the Counter (OTC)

Při OTC vstupují do transakce dvě strany na bázi bilaterálně vyjednaného tajného kontraktu prostředkovaného brokerem, a to telefonicky nebo elektronicky. Objevují se ve dvou základních podobách: (1) forwardy, které představují závazek dodání určitého objemu v určitém čase a (2) swapy, které se využívají ke zmenšování transakčních nákladů, nákladů na dopravu apod. Strany se vzájemně zastoupí tak, aby naplnily kontraktované závazky (geografická logika stojí například za swapovou dohodou Ruska a Norska, kdy Rusko dodává České republice plyn místo Norska, které naopak zastupuje Rusko v dodávkách do některých zemí západní Evropy). Parametry těchto kontraktů mohou být teoreticky jakékoli, prakticky se však používá standardizovaná forma tak, aby byly kontrakty zaměnitelné.²⁶⁷

Ve Velké Británii byl tento typ obchodování zahájen začátkem 90. let, kdy se počet přepravců výrazně zvýšil, a vznikl tak formálně neregulovaný systém bilaterálního vypořádávání obchodů prostřednictvím OTC brokerů (ti mají povinnost o dohodnutých obchodech informovat operátora sítě). Obecně se předpokládá, že transparentní prostředí prospívá větší likviditě a předvídatelnosti na trhu (účastníci mohou lépe plánovat investice, obchodní strategie atd.).²⁶⁸

266 Eng, G. (2008, November). *A Formula for LNG Pricing, An Update*. LNGpedia Dostupné z http://www.lngpedia.com/wp-content/uploads/lng_pricing/A%20Formula%20for%20LNG%20Pricing,%20An%20Update%20-%20Gery%20Eng.pdf

267 Viz Edwards, D. (2009). *Energy Trading & Investing. Trading, Risk Management, and Structuring Deals in the Energy Markets*. McGraw-Hill, s. 50–51.

268 Bossley, L. (1999). *Trading Natural Gas in the UK*. Oxford Institute for Energy Studies. Dostupné z <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG4-TradingNaturalGasintheUK-LizBossley-1999.pdf>

5.8.2.3.1.5 Huby a burzy

Na burze vstupuje účastník do transakce vždy s jedinou protistranou – burzou. Výhodou tedy je, že kontrakt nemusí být vyjednáván. Typicky jsou obchodovány produkty vyznačující se nejvyšší likviditou, tedy spot a futures.²⁶⁹ Hub je pak místem – fyzickým, nebo virtuálním – kde je obchodování vypořádáváno operátorem hubu. Hlavním úkolem je tedy zprostředkovávání obchodů mezi jednotlivými stranami. Fyzický hub se nachází v místě, kde je vysoká koncentrace infrastrukturních propojení. Plyn je sem dodáván z různých produkčních oblastí a je odtud přepravován na více trhů. Fyzické huby zpravidla vznikly spontánně v důsledku příhodných podmínek. Naproti tomu virtuální huby byly ustaveny na základě regulace. Jsou vymezeny tak, že pokrývají část dané infrastrukturní sítě (např. regionální nebo národní přepravní sítě) a zprostředkovávají obchodování v takto definovaném prostoru.²⁷⁰

Fyzický hub je tedy spíše geograficky úzce definovaná oblast, zatímco virtuální oblast je širěji definovaná zóna. V obou případech musí být nicméně zaručena schopnost fyzicky doručit dodávky (infrastruktura), musí existovat dostatečná nabídka i poptávka (likvidita, diverzifikace) a účastníci se musejí umět vypořádat s riziky, která s sebou nese flexibilní obchodování (know-how). Dalším předpokladem je dostatečná skladovací kapacita a pochopitelně i příznivá regulace – zajišťující nízké vstupní náklady, TPA apod. V rámci hubu mohou probíhat burzovní transakce i OTC transakce. Hub poskytující více možností obchodování je označován jako *Gas trading hub*. Hub nerovná se plynová burza – pokud hub tuto službu poskytuje, označuje se zpravidla jako *Gas exchange hub*.²⁷¹

Systém obchodování prostřednictvím hubů se vyvinul v místech infrastrukturních propojení, která přiváděla dodávky z různých produkčních oblastí a přepravovala je na různé regionální trhy. Na severoamerickém trhu je tak více než 30 regionálních hubů. Dvěma nejvýznamnějšími huby v tomto systému jsou Henry Hub v Louisianě a NIT (NOVA Inventory Transfer) Hub v Albertě. Oba huby jsou umístěny v největších producentských oblastech svých zemí a obstarávají několik regionálních trhů. Ceny na ostatních hubech jsou pak udávány jako diferenciály od HH nebo NIT. Podobně jako je ropný uzel Cushing v Oklahomě místem, kde se stanovuje cena WTI, je HH místem, kde se stanovuje referenční cena pro celé USA; index HH se rovněž užívá na burze NYMEX.²⁷²

Henry Hub je napojen na 14 tranzitních plynovodů, v této oblasti se nachází asi 20 % americké produkce a nachází se zde rovněž druhé největší seskupení LNG terminálů. NIT je napojen na 6 tranzitních plynovodů, v této oblasti se nachází 80 % kanadské produkce. NBP byl zřízen v roce 1996 jako virtuální hub. Jeho založení vedlo k rapidnímu zvýšení obchodovaného objemu – tím, že obchody začaly být v celé síti koordinovány na jednom místě (vznikl rovněž tzv. Netowk Code 1996, který ustavil podmínky TPA), výrazně se snížily transakční náklady (např. nutnost vyjednávat podmínky související se specifickými trasami, projekty apod.).

Zeebrugge, TTF, Bunde: v kontinentální Evropě nejdůležitější huby – belgický Zeebrugge, nizozemský TTF (Title Transfer Facility – virtuální) a německý Bunde (hranice Německa a Nizozemska). Oproti NBP se tyto huby vyznačují stále nízkou likviditou a rovněž objem spotu zůstává malý – s výjimkou Belgie, která na bázi spotu importuje cca 25 % spotřeby (díky propojení s Velkou Británií a LNG terminálu).²⁷³

269 Edwards, D. (2009). *Energy Trading & Investing. Trading, Risk Management, and Structuring Deals in the Energy Markets*. McGraw-Hill, s. 43–68.

270 Marketing. (n.d.). *NaturalGas.org*. Dostupné z <http://www.naturalgas.org/naturalgas/marketing.asp>

271 Tamtéž.

272 Tamtéž.

273 Stern, J., & Rogers, H. (2011, March). *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe*. Oxford Institute for Energy Studies.

Central European Gas Hub: CEGH je nejvýznamnějším plynovým hubem ve střední Evropě s kapacitou 16 bcm. Objem skladovací kapacity, geografická poloha a velmi dobrá konektivita rakouského tranzitního systému jej předurčují k tranzitu ruského plynu dále do západní a jižní Evropy. Provozovatelem CEGH i celého rakouského tranzitního systému je ÖMV, tatáž společnost je rovněž obchodníkem kapacity hubu. Vlastnické podíly drží čtyři společnosti: rakouská ÖMV (30 %), která měla před rokem 2008 CEGH ve 100% vlastnictví; Gazprom Germania (30 %) a Centrex, společnost vlastněná Gazprombank, (20 %) a od července 2010 také Vídeňská burza (20%). Vstup Gazpromu do CEGH vyvolal obavy související jednak s možným získáváním informací týkajících se obchodních záležitostí ostatních společností obchodujících na CEGH a také s vlivem Gazpromu na strategii rozvoje hubu – např. v souvislosti s plynovodem Nabucco. Upozorňuje se na tři možné cíle Gazpromu: 1) odepřít/omezit přístup střeoevropským zemím k jinému než ruskému plynu; 2) využít Nabucco pro dodávky ruského plynu; a 3) prostřednictvím komoditní burzy se etablovat v roli tvůrce trhu ve střední (a snad i kontinentální) Evropě.²⁷⁴

V roce 2009 byla v CEGH ustavena plynová komoditní burza, která od prosince téhož roku obchoduje spotové kontrakty; v brzké době by měla zahájit rovněž obchodování s futures. Znamená to opět vyšší transparentnost, standardizaci a automatizaci obchodování, které bylo předtím uskutečňováno výhradně na základě OTC kontraktů. Dřívějšímu rozvoji spotového obchodování bránilo především 100% vlastnictví společností ÖMV, která nemohla působit jako nezávislý operátor, a absence cenových rozdílů způsobená dominancí jednoho zdroje – ruského plynu. Tato situace se začíná měnit jednak vstupem Vídeňské burzy a také perspektivou napojení CEGH na nové zdroje plynu (Nabucco, LNG, Galsi). Než se tak stane, bude převážnou většinu likvidity (dodávek) poskytovat Gazprom, který tím současně má dosud určující vliv na výši cen. V současnosti v CEGH působí čtyři operátoři (TSO): TAG Pipeline Company (většinově vlastněná italskou ENI), BOG (Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsges, joint venture ÖMV Gas, E.ON Gastransport a Gaz de France), ÖMV Gas a slovenský Eustream.²⁷⁵

Dodejme, že v roce 2007 činil podíl spotového obchodování cca třetinu celkové spotřeby v Evropě; z tohoto množství připadlo asi 10 % na bilaterální kontrakty. Registrované huby v EU v roce 2008 zobchodovaly přibližně 1 090 bcm, z čehož 836 bcm bylo na bázi OTC zobchodováno v NBP.²⁷⁶

5.8.2.4 Regionální trhy s plynem a obchod s LNG

Mezi hlavní charakteristiky současného globálního trhu se zemním plynem patří změna vnímání dostupnosti zásob plynu pod vlivem rozvoje nekonvenčních zdrojů plynu v Severní Americe, dále liberalizační politika Evropské unie a nárůst objemu spotového obchodování v jihovýchodní Asii. Globální trh je ze zřejmých důvodů neodmyslitelně spjat s technologií LNG, jejíž charakteristiky tento trh do značné míry formují.

Historie LNG dodávek začíná v roce 1958, kdy došlo k prvnímu experimentálnímu mezistátnímu transportu z amerického Lake Charles do Canvey Islandu ve Velké Británii. Komerční využití ovšem

274 CEGH Gas Exchange. (n.d.). *Homepage*. Dostupné z <http://www.cegh.at/index.php?id=99>; Austrian bourse buys 20% in new central Europe gas hub. (2010, 17. července). *ICIS Heren*. Dostupné z <http://www.icis.com/heren/articles/2010/06/17/9368985/gas/esgm/austrian-bourse-buys-20percent-in-new-central-europe-gas-hub.html>

275 ÖMV: Vienna Stock Exchange invests in the CEGH. (2010, 21. června). *Mining Reporter*. Dostupné z <http://www.mining-reporter.com/index.php/component/content/article/427-omv-group/4032-omv-vienna-stock-exchange-invests-in-the-central-european-gas-hub-cegh?directory=79>; Gazprom signs deal to take 50% in Baumgarten hub operator CEGH. (2008, 28. ledna). *ICIS Heren*. Dostupné z <http://www.icis.com/heren/articles/2008/01/28/9301958/gazprom-signs-deal-to-take-50percent-in-baumgarten-hub-operator-cegh.html>

276 Laczkó, M. (2009): *Gas Hub as a Source of Regional Market Development in the Central and Eastern European Region*. 24th World Gas Conference – Buenos Aires. Dostupné z <http://www.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00700.pdf>

spadá až do roku 1964, kdy Alžírsko začalo dodávat LNG do Francie a Španělska. V téže době byl zahájen také provoz terminálu na Aljašce (do Japonska). V roce 1972 byly zahájeny dodávky ze severní Afriky do USA. Severoamerický (importní) trh rostl až do začátku 80. let, kdy v důsledku deregulace a poklesu cen došlo ke kontrakci.²⁷⁷ Přestože obchodování s LNG začalo v atlantické pánvi, největšího rozvoje obchod s LNG doznal v Asii, kde Indonésie, Malajsie, Brunej a SAE začaly exportovat LNG do Japonska, později také Jižní Koreje a Tchaj-wanu. Další rozvoj trh prodělal v 90. letech, kdy intenzivně rostl význam atlantické oblasti s klíčovými odběrateli USA, Španělskem, Británií, Francií a Itálií. Objevují se noví dodavatelé jako Nigérie, Trinidad a Tobago nebo Omán. Na přelomu století potom sledujeme mocný nástup největšího hráče na trhu s LNG v současnosti – Kataru.

Trh s LNG je tedy dle zažitého úzu dělen na atlantickou pánev a pacifickou pánev. Dělicí linie přitom prochází Suezským průplavem; tzn., že vše na východ od Suezů až po západní pobřeží obou amerických kontinentů je, navzdory zřejmé geografické nekorektnosti tohoto výrazu, chápáno jako pacifická (někdy také synonymicky asijsko-pacifická) pánev. Vše na západ od Suezů je potom označováno jako atlantická pánev.²⁷⁸

Dále jsou rozeznávány tři hlavní spotřebitelské trhy. Dva z nich, trh severoamerický a trh evropský, se nacházejí v atlantické pánvi:

- 1) severoamerický trh zahrnuje integrované trhy Kanady, Mexika a Spojených států;
- 2) evropský trh zahrnuje všechny evropské země (včetně Velké Británie) a Turecko.

Tohoto rozdělení se užívá především, jde-li o hodnocení konzumentských oblastí v souvislosti s infrastrukturou (a její regulací), tj. především přijímací terminály a distribuční síť, a o umístění cílových destinací dodávek LNG.

Jiné rozlišení se užívá v případě vymezení producentských oblastí, kde není vzhledem k důležitosti Středního východu respektováno binární dělení atlantická/pacifická pánev. Rozeznáváme tak tři hlavní producentské oblasti, a sice:

- 1) atlantickou pánev, kam spadají všichni producenti exportující z terminálů na pobřeží Atlantického oceánu (včetně přilehlých a okrajových moří, tj. především Karibského a Středozemního moře) a v budoucnu rovněž terminálů v Severním ledovém oceánu.
- 2) oblast Středního východu, kam řadíme producenty z Perského zálivu a Arabského poloostrova a
- 3) pacifickou pánev, kam patří všichni zbývající producenti.

V rámci globálního trhu s plynem bylo před ekonomickou krizí možno identifikovat dva významné trendy:

- 1) výrazně nadprůměrné tempo růstu poptávky (10 % ročně) na asijském trhu a v EU;
- 2) nadprůměrné zvyšování světové poptávky po LNG (ročně o cca 7 %).

Přesto, že většina regionů je i nadále zásobována především vlastními zdroji, podíl dodávek zemního plynu, které jsou meziregionálně obchodovány, vzroste z 13 % v roce 2005 na 17 % v roce 2015.

277 University of Texas. (n.d.). *Brief History of LNG*. Center for Energy Economics. Dostupné z http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/LNG_introduction_06.php

278 Černocho, F., Dančák, B., Koďousková, H., & Ocelík, P. (n.d.): *Liquid Natural Gas: The Salvation of the EU Energy Security?* Brno: IIPS (v tisku).

Podíl LNG na světové produkci zemního plynu se zvyšuje. Z 6 % v roce 2004 na více než 9 % v roce 2011, přičemž podíl LNG na světovém obchodu je mnohem vyšší – cca 28% (asi 297 bcm v roce 2011), a to proto, že k zásobování domácího trhu zemním plynem prostřednictvím LNG ve znatelné míře dochází pouze v Norsku, v ostatních případech je LNG využíván výhradně pro export. Podíl LNG na zvýšení celkového meziregionálního obchodu je pak zcela zásadní. V letech 2005 až 2015 se očekává zvýšení objemu meziregionálního obchodu ze 192 bcm na 400 bcm, přičemž LNG se na tomto růstu bude podílet 84 %. Předpokládá se, že vedle Kataru, jenž tuto roli plní již nyní, se významným meziregionálním exportérem stane Austrálie.²⁷⁹

5.8.2.4.1 Severoamerický trh

Kanada a Spojené státy vytvářejí největší integrovaný trh se zemním plynem na světě. Navzdory více než stoleté historii využití plynu nedošlo k rozvoji plynárenství dříve než v 70. letech minulého století. Koncem této dekády byly totiž odstraněny regulované ceny (kompletní deregulace potom proběhla v 90. letech). Mezistátním přepravním společnostem bylo zakázáno obchodování se zemním plynem (unbundling), a během 80. let tak začal vznikat nový liberalizovaný trh, který nahradil právě ten, který byl dominován velkými přepravci. V Kanadě byl podobný proces zahájen v polovině 80. let, kdy byla zrušena regulace cen. Severoamerický trh s plynem se od té doby vyvinul v komoditní trh, což znamená, že rozhodnutí potenciálních kupců ovlivňuje pouze cena produktu; jedná se o nejvíce konkurenceschopný a nejvíce integrovaný trh s plynem na světě. Severoamerický trh je rovněž značně robustní, což se prokázalo při hurikánech v letech 2004 a 2005, které způsobily produkční a transportní infrastrukturu vážné škody. V současnosti tento trh reprezentuje zhruba čtvrtinu světové poptávky, přičemž se očekává, že se jeho podíl bude nadále zvyšovat.

USA jsou v současnosti dominujícím státem v produkci (611 bcm v roce 2010) i spotřebě (683 bcm v roce 2010). Nejdůležitějším faktorem je a do budoucna i bude sektor elektrické energie, nicméně vzhledem k zvyšování efektivity lze očekávat stagnaci poptávky, případně mírný pokles. Mezníkem v historii amerického plynárenství je přelom tisíciletí, kdy vrcholilo dlouhé období vysoké poptávky tažené především elektroenergetickým sektorem a kdy došlo k dosažení produkčního vrcholu konvenční těžby (v roce 2001). USA tak byly schopny pokrýt sezónní flexibilitu pouze pomocí skladovacích kapacit. I když průběžně docházelo k technologickým pokrokům, míra produkce z nových polí se začala snižovat. Ani zvyšování počtu nových vrtů mezi lety 2001 až 2005 nepomohlo a produkce klesala průměrným tempem 1,5 %. V důsledku poklesu produkce docházelo ke zvyšování cen na historická maxima a tržní volatility (související především s úrovní skladovacích kapacit). Vysoké ceny jednak přispěly k oslabení poptávky po plynu v průmyslovém sektoru a jednak umožnily vstup producentů nekonvenčního plynu, jimž vyšší ceny dovolily využít dříve nekonkurenceschopné metody produkce a následně úsporami z rozsahu stlačit produkční náklady na úroveň dokonce často nižší než v případě konvenční těžby.²⁸⁰

279 Hafner, M., Moraleda, P., & Vermeire, J. (2008). *Study on Interoperability of LNG Facilities and Interchangeability of Gas and Advice on the Opportunity to Set-up an Action Plan for the Promotion of LNG Chain Investment*. MVV Consulting. Dostupné z http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/gas/2008_05_lng_facilities_part_1.pdf, s. 11; IEA. (2008). *Natural Gas Market Review 2008*. Paris, s. 38–39; Directorate-General Energy and Transport. (2009). *LNG Discussion Paper*. Bilbao. Dostupné z <http://www.gie.eu.com/workshop/download/Microsoft%20Word%20-%20COM%20LNG%20doc%20for%20MF%20final.pdf>

280 Hartley, P., & Medlock, K. (2007). *North American Security of Natural Gas Supply in a Global Market (Working Draft)*. Institute for Public Policy. Rice University. Dostupné z http://www.rice.edu/energy/publications/docs/natgas/ng_security-nov07.pdf

5.8.2.4.2 Asijský trh

Asijský trh je charakterizován dlouhodobě vysokým tempem růstu. Mezi lety 1995 a 2000 to bylo 6,5 % meziletočně, v letech 2000–2008 o desetinu procenta méně. Tahouni růstu jsou zejména Jižní Korea a Čína s 11 %, respektive 12,6 % ročně. Japonsko je vyspělým trhem, ale i přesto meziletočně roste poměrně vysokým tempem 4 %. V souvislosti s odstavením všech jaderných reaktorů po havárii ve Fukušimě lze očekávat skokový nárůst LNG importů.²⁸¹

Na asijském trhu jsou LNG kontrakty vázány na cenu ropy – cena ropy je zpravidla určována podle ceny (ať už jsou to aktuální měsíční ceny nebo klouzavé průměry) ropy importované do Japonska (index JCC – *Japanese customs cleared / Japanese crude cocktail*).²⁸² V období nízkých cen je stanovována paritní vazba, v obdobích vysokých cen je vazba oslabena, čímž dochází k pomalejšímu růstu cen plynu. Kontrakt má zpravidla vymezen cenové pásmo (např. 30 až 40 USD/b), kde se při překročení jedné z jeho hranic aktivuje klauzule *meet&discuss* – tedy ad hoc úpravy kontraktu.

Začátek nového století byl pro asijský trh charakteristický nedostatečnou nabídkou, a to vzhledem k poklesu produkce v Indonésii, problémům japonského jaderného sektoru a restriktivnímu využití LNG pro elektroenergetiku v Jižní Koreji. Vzhledem k nevhodným geologickým podmínkám trpí asijský trh chronickým nedostatkem skladovacích kapacit (většina zásob je tak uskladněna právě ve formě LNG). Asijscí spotřebitelé byli donuceni k aktivnímu vstupu na spotový trh, což vedlo k odlivu významných objemů LNG z atlantické pánve.

Klíčovým státem asijského trhu je Japonsko. Zemní plyn se na TPES Japonska podílí 15 %. Domácí produkce je nízká a poskytuje cca 3,7 bcm, tj. asi pouze 4 % spotřeby zemního plynu. Zbývající objem, 91 bcm ročně, je importován výhradně ve formě LNG, neboť země nedisponuje ani jedním mezinárodním potrubním propojením; i z tohoto důvodu jsou ceny zemního plynu v historické perspektivě v Japonsku vyšší než na dvou zbývajících trzích.²⁸³

Importy LNG pocházejí jak od producentů v pacifické pánvi (Indonésie, Austrálie, Malajsie, Brunej a Spojené státy), tak od producentů ze Středního východu (Katar, SAE a Omán) a atlantické pánve (Egypt, Alžírsko, Nigérie, Rovníková Guinea a Trinidad a Tobago); přičemž 70 % dodávek v roce 2007 připadalo na Indonésii, Austrálii, Malajsi a Katar. Více jak 90 % importů LNG do Japonska připadá na dlouhodobé kontrakty. Japonsko disponuje 33 importními terminály. Země disponuje celkovou importní kapacitou téměř 240 bcm, tedy největší regasifikační kapacitou na světě. Současně může nakládat se skladovací kapacitou 14 milionů m³ LNG, což je ekvivalent 9 bcm zemního plynu (ekvivalent zhruba roční spotřeby České republiky).²⁸⁴

V roce 1995 byla zahájena liberalizace plynárenství. V současnosti je zhruba 60 % prodaného plynu obchodováno v liberalizovaném režimu. Po přijetí *Gas Business Act*, který vstoupil v platnost v roce 2004, jsou všechny distribuční společnosti zavázány zajistit přístup třetích stran. Vzhledem k tomu, že Japonsko

281 Rogers, H. (2010, March). *LNG Trade-flows in the Atlantic Basin: Trends and Discontinuities*. Oxford Institute for Energy Studies. Dostupné z <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG41-LNGTradeFlowsInTheAtlanticBasinTrendsandDiscontinuities-HowardRogers-2010.pdf>, s. 26–29.

282 Eng, G. (2008, November). *A Formula for LNG Pricing, An Update*. LNGpedia Dostupné z http://www.lngpedia.com/wp-content/uploads/lng_pricing/A%20Formula%20for%20LNG%20Pricing,%20An%20Update%20-%20Gery%20Eng.pdf

283 EIA. (2012, June). *Japan. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=JA>; IEA. (2008). *Natural Gas Market Review 2008*. Paris, s. 121–124.

284 Tamtéž.

bylo a je silně závislé na importu všech tří hlavních zdrojů fosilních paliv (uhlí, ropa a zemní plyn), politika bezpečnosti dodávek se stala politickou prioritou. V roce 2002 byl za tímto účelem přijat *Japan's Basic Act on Energy Policy*, který stanovuje, že všechny dílčí energetické politiky musí brát v potaz nutnost zajištění stabilních dodávek energií, environmentální udržitelnost a fungování tržních mechanismů. Mezi opatřeními posilujícími bezpečnost dodávek jsou zmíněny výstavba a propojení terminálů a rozvoj distribuční sítě, udržování přebytkové regasifikační kapacity, uzavírání flexibilních kontraktů, zajišťování přístupu třetích stran a diverzifikace dodávek. V případě přerušení dodávek plynu je Japonsko schopno reagovat jednak uvolněním státních i soukromých zásob, využitím přebytkové produkční kapacity LNG (odhaduje se, že v každém LNG projektu je vyhrazeno cca 10 % přebytkové kapacity) a vzájemnou výpomocí (akomodací) importérů LNG například prostřednictvím výměn (swapu) LNG nákladů, tj. praktiky, která je dobře známá především na trhu s ropou. Japonsko se rovněž aktivně podílí na rozvoji upstreamu (průzkumu a produkci) zahraničních projektů.²⁸⁵

Japonský obchodní model se tedy opírá o přímou podporu ze strany státu. Na tomto poli aktivní Japan Bank for International Cooperation je vlastněna japonskou vládou a jejím primárním cílem je rozvoj strategicky důležitých přírodních zdrojů a strategická partnerství společností na upstreamu a downstreamu řetězce LNG.

Lze shrnout, že vývoj japonského (a obecně asijského) obchodního modelu byl podmíněn především dvěma faktory, a sice (1) silnou závislostí Japonska na dovozech fosilních paliv a v případě plynu také (2) absencí potrubní tranzitní infrastruktury. Výsledkem bylo vyvinutí strategie založené na dlouhodobých kontraktech a účasti jak japonských soukromých společností, tak veřejných institucí na upstreamu LNG řetězce s cílem kontrolovat destinaci dodávek. Z pohledu evropského trhu je zaznamenání hodný důraz na interoperabilitu LNG infrastruktury, tj. zaměnitelnost jednotlivých přijímacích terminálů, jde-li o schopnost přijímat dodávky z různých destinací, a rovněž způsob regulace trhu směřující k vytváření strategických rezerv v regasifikačním i distribučním systému a umožňující přístup třetích stran.

5.8.2.4.3 Evropský trh

Uvnitř Evropské unie se těžba plynu, jeho přeprava a distribuce rozvinula na úrovni individuálních národních trhů, jejichž podoba a fungování byly určeny velikostí a charakterem rezerv energetických zdrojů a z toho vyplývajících národních energetických politik jednotlivých států. Energetické trhy EU se proto významně liší (mimo jiné) jak podílem plynu na TPES, tak jeho podílem na celkovém importu energie atd. V důsledku tohoto historického vývoje, na rozdíl od severoamerického trhu, nedošlo k významnějšímu rozvinutí přeshraničního obchodu. Výjimku potom představuje Nizozemsko, kde byl mezinárodní obchod s plynem vždy důležitým prvkem tamního trhu s plynem. Jinde v Evropě se distribuční síť rozvinula podél velkých tranzitních plynovodů, v případě středovýchodní Evropy ve východozápadním směru (se zdrojovou oblastí v Ruské federaci), v případě Evropy západní pak jednak v severojižním směru (se zdrojovou oblastí v Severním moři) a také jihoseverním směru (se zdrojovou oblastí v severní Africe). Vnitřní netranzitní infrastruktura (vnitrostátní přeprava a distribuce) EU je ovšem v některých oblastech nerozvinutá. To, že tento soud nelze zobecnit, dokládá i případ České republiky, kde má k dodávkám plynu přístup 98 % populace a všechny obce nad 5 000 obyvatel jsou plynofikovány.²⁸⁶

285 Tamtéž.

286 Srovnání: Kolik zaplatíte za plyn v roce 2011. (2011, 21. únor). ČPU. Dostupné z <http://www.cpu.cz/napsali-o-nas/1904-3>

Fungování evropského trhu bylo zásadně ovlivněno zahájením komerční těžby v Nizozemsku (Groeningenu) a importy ze SSSR. Cena nizozemského plynu byla určována nikoli na ceně samotné komodity, ale na základě konkurenceschopnosti plynu s alternativními palivy. Na tomto principu potom začaly být určovány ceny jak PNG, tak LNG importů do kontinentální Evropy. Ve Velké Británii byly před liberalizací užívány regulované ceny odvozené od nákladů dodávek.²⁸⁷

Ačkoli je obtížné při hodnocení evropského trhu s plynem generalizovat, lze uvést alespoň několik obecných trendů. Zemní plyn je důležitým článkem zdrojové diverzifikace EU. Sledovat lze významné zvýšení jeho podílu na TPES EU. Zatímco roku 1973 to bylo 10 %, v roce 1995 18 % a o deset let později již 25 %. V případě podílu na mixu zdrojů pro výrobu elektrické energie bylo zvýšení ještě výraznější. V období let 1990 až 2005 došlo ke zvýšení z 10 % na 21 %, přičemž 55 % (81 GW) nově instalovaných zdrojů elektrické energie mezi lety 2000 až 2007 využívá coby primární zdroj energie plyn. Největšími spotřebiteli zemního plynu přitom jsou Velká Británie, Německo a Itálie. Důležitost plynu (poměřováno TPES) se přitom značně mění; v případě Německa je jeho podíl na TPES 23 %, v Itálii 39 %, v Maďarsku 42 %, na Slovensku dokonce 45 %.²⁸⁸

Celkově lze evropský trh charakterizovat jako hybridní formu dvou výše popsanych trhů. Přítomny jsou tedy jak některé typické znaky asijského, tak severoamerického trhu, mezi nimiž existuje napětí odrážející specifickou povahu a různorodost evropského trhu. EU disponuje sice významnými, i když zdaleka ne dostatečnými a ke všemu rychle mizejícími domácími zásobami zemního plynu a rozvinutou tranzitní infrastrukturou. Na trhu, s významnou výjimkou Velké Británie a Nizozemska, převládají obdobně jako v případě pacifické pánve dlouhodobé kontrakty a vázaný mechanismus tvorby cen. EU přitom jednoznačně podporuje liberalizaci národních trhů a vytváření trhu společného, tudíž referenčním modelem je severoamerický trh. Na rozdíl od severoamerického trhu je ovšem pro Evropu význam bezpečnostních aspektů zásadní, zejména s ohledem na vzájemné vazby mezi EU a Ruskem a severní Afrikou (především pak Alžírskem). Liberálně-ekonomický přístup k energetické bezpečnosti výše zmíněné za bezprostřední bezpečnostní rizika nepovažuje, neboť předpokládá racionální (tržně motivované) jednání aktérů a s tím související schopnost trhu v případě přerušení dodávek realokovat zdroje od spotřebitelů s nepřerušenými dodávkami, kteří v důsledku zvýšení ceny (způsobené přerušením dodávek) sníží svou spotřebu (i když v případě energetických komodit je tento předpoklad zmírněn nízkou elasticitou poptávky) a takto uvolněné dodávky se přesunou ke spotřebitelům ochotným zaplatit tuto vyšší cenu (jak k tomu došlo během ropných šoků v 70. letech). Problém nastává, pokud energetický trh – jak je tomu v případě EU – není této realokace zdrojů schopen, a to ať z důvodů nedostatečné infrastruktury, či omezeného TPA. Za těchto okolností musí být přítomny také jiné než tržně (cenově) definované mechanismy a opatření umožňující realokaci zdrojů: typicky strategické zásoby a projekty primárně zaměřené na diverzifikaci dodávek (jako např. právě regasifikační terminály a související infrastruktura).²⁸⁹

287 Stern, J., & Rogers, H. (2011, March). *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe*. Oxford Institute for Energy Studies.

288 IEA. (2008). *Natural Gas Market Review 2008*. Paris, s. 134–135.

289 Černocho, F., Dančák, B., Koďousková, H., & Ocelík, P. (n.d.): *Liquid Natural Gas: The Salvation of the EU Energy Security?* Brno: IIPS (v tisku).

5.8.2.4.4 Obchod s LNG

Tab. 21: Kdo je kdo na trhu s LNG²⁹⁰

Export (bcm, 2010)		Import (bcm, 2010)	
Katar	75	Japonsko	93
Indonésie	31	Jižní Korea	44
Malajsie	30	Španělsko	27
Austrálie	25	Velká Británie	19
Nigérie	24	Tchaj-wan	15
Trinidad & Tobago	20	Francie	14
Alžírsko	19	Čína	13
Rusko	13	USA	12
Omán	11	Itálie	9

Vliv na cenu LNG mají v současnosti čtyři hlavní (subregionální) trhy, respektive jádra tří regionálních trhů, a sice trh severoamerický a britský (se souhrnným označením angloamerický), evropský kontinentální a trh zahrnující region severovýchodní Asie (především Japonsko a Jižní Korea). Dva vynořující se LNG trhy, Čína a Indie, dosud nevyvinuly vlastní specifické cenové mechanismy.

5.8.2.4.4.1 Jak se obchoduje LNG?

K uzavření kontraktu na dodávku LNG dochází podpisem dohody o prodeji a koupi (*sale and purchase agreement* – SPA) mezi dodavatelem a přijímacím terminálem a dohody o prodeji plynu (*gas sale agreement*) mezi importním terminálem a distributorem (konečnými zákazníky).

Od 90. let, kdy byl trh LNG kvůli nízkým cenám ropy a dostatečné nabídce trhem, kde pravidla určovali poptávající (*buyer's market*), se při uzavírání kontraktů začala přijímat flexibilní opatření vztahující se k obchodovanému objemu i ceně. V této dekádě se rovněž stala běžnou praxí odklonu obchodu, či jiným výrazem alternativních destinací. Jedná se o situaci, kdy je cílová destinace LNGV odlišná od původní destinace. Dochází tedy k obchodování nekontraktované kapacity v reálném čase „na moři“.²⁹¹ Jinými slovy, dodávka je odkloněna na trh, kde majitel náklad prodá za vyšší cenu. Přes tento vývoj dlouhodobé kontrakty (LTC) i nadále dominují trhu s LNG a i nadále budou hrát významnou úlohu, zejména jde-li o zajištění dostatečného objemu LNG (proto jsou typické zejména pro současné velké konzumenty asijského trhu).

5.8.2.4.4.2 Termínované obchodování

Dlouhodobé kontrakty (LTC) se uzavírají na dobu delší než 5 let, typicky ovšem 15 a více let. Jejich téměř výhradní využívání je typické pro první fázi vývoje (někdy také „první generaci“) trhu LNG a pro tradičně koncipované LNG řetězce. Dle tohoto „tradičního“ modelu bilaterálního obchodování LNG tedy producent i konzument uzavírají dlouhodobý závazek garantovaného odběru (*take-or-pay*) komodity. LTC poskytují minimální flexibilitu a odrážejí potřebu konzumentů zabezpečit si dostatečné množství suroviny

290 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

291 Viz Rogers, H. (2010, March). *LNG Trade-flows in the Atlantic Basin: Trends and Discontinuities*. Oxford Institute for Energy Studies. Dostupné z <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG41-LNGTradeFlowsInTheAtlanticBasinTrendsandDiscontinuities-HowardRogers-2010.pdf>

na straně jedné a snahu producentů zajistit si stabilní odbyt na straně druhé, a tedy i garanci návratnosti investic do LNG řetězce. LTC jsou navázány na ceny ropy, respektive koše ropných produktů, cena LNG v LTC je zpravidla (tj. za podmínek spíše vyšších cen ropy) nižší než v případě flexibilního obchodování a spotu, mezi další výhody patří nižší transakční náklady, není třeba opakovaného vyjednávání s více dodavateli jako v případě flexibilního obchodování. Nevýhodou je zmíněná rigidita, necitlivost k vývoji cen a situaci na trhu a znatelné oslabení možnosti geografické diverzifikace. Ukazuje se rovněž, že terminály s výjimkou TPA (tj. s kapacitou klasicky kontraktovanou prostřednictvím LTC) mají oproti terminálům otevřeným flexibilnímu obchodování výrazně nižší míru utilizace, což je způsobeno tím, že nemohou využívat možnosti arbitráže (nepočítaje arbitráž uvnitř joint ventures vlastních terminálů). Struktura LTC se v posledních letech významně změnila. Zkrátila se průměrná délka LTC z dříve standardních 25 let na cca 8 až 16 let a zeslábla vazba na cenu ropy, vypouštěny jsou často také neflexibilní klauzule garantovaného odběru (take-or-pay), či neměnitelnosti cílových destinací (destination obligations).²⁹²

Střednědobé kontrakty (ITC) se uzavírají na dobu mezi dvěma až pěti lety. Jedná se o mezistupeň mezi LTC a flexibilním obchodováním, který spojuje výhody i nevýhody obou typů kontraktů.

Krátkodobé kontrakty (*short-term contracts* – STC) dnes společně se spotovým trhem (flexibilní obchodování) představují cca 20 % globálních prodejů LNG. Tento údaj nicméně nezahrnuje arbitráže uvnitř vertikálně integrovaných společností, takže podíl flexibilního obchodování je podhodnocen. STC a spotové obchodování slouží především k využití krátkodobých obchodních příležitostí vznikajících v důsledku rozdílných cenových hladin na jednotlivých trzích a k dorovnávání nedostatečných dodávek kontraktovaných prostřednictvím LTC. Tendence producentů LNG kontraktovat menší objem dodávek na LTC za účelem využití pohybu tržních cen sílí. Předpokládá se, že začátkem příští dekády může být podíl krátkodobých kontraktů na globálním trhu až 30%. Dodejme, že zatímco celkový obchod s LNG roste zmiňovaným meziročním tempem 7 %, objem flexibilního obchodování se zvyšuje tempem více jak 15 %. Důležitost flexibilních kontraktů se tedy jasně zvyšuje, což dokládá fakt, že asi 40 % z kontraktů uzavřených v posledních dvou letech je tohoto charakteru. Flexibilní kontrakty, v současnosti s 25% podílem na trhu, zahrnují rovněž spotové obchodování. Polovina flexibilních kontraktů je uzavírána s producenty na Středním východě.²⁹³

5.8.2.4.4.3 Promptní obchodování (spot)

Spotový trh se od termínovaného obchodování liší tím, že mezi uzavřením obchodu a jeho plněním nedochází ke zpoždění. Spotové obchodování probíhá výhradně na bázi vyhodnocování cenových signálů, na jejichž základě mohou být náklady přesměrovány z původní destinace, tj. dodávka je přebrána krátkodobému kontraktorovi. Pro rozvoj spotového trhu je nutný především růst přebytečné kapacity u dodávek na dlouhé vzdálenosti. Dále potom dostatečná poptávka konečných zákazníků (likvidita) v kombinaci s dostatečnou regasifikační kapacitou na příslušných trzích. Při podmínkách dostatečných dodávek, a tedy standardní soutěži mezi dodavateli LNG, spotové obchodování nahrává spotřebiteli – naopak při podmínkách nedostatečného objemu dodávek, a tedy převisu poptávky se zintenzivňuje soutěž mezi spotřebiteli, což vede k výrazně vyšším cenám spotu v porovnání s termínovanými (především dlouhodobými) kontrakty.

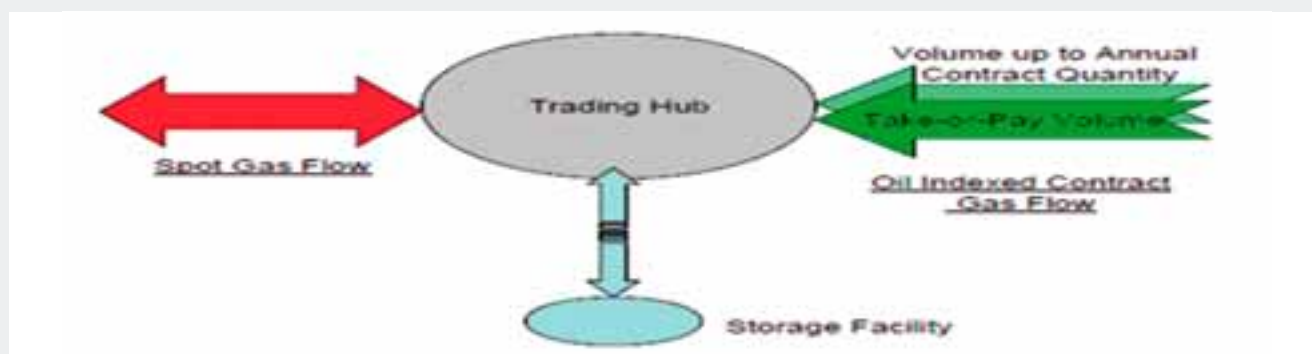
292 IEA. (2008). *Natural Gas Market Review 2008*. Paris, s. 85; Reuster, S. (2010, leden). *Recent Dynamics in the Global Liquefied Natural Gas Industry*. Chair for Energy Economics and Public Sector Management. Working paper. Dostupné z http://www.sophia-ruester.de/files/paper_industry.pdf

293 Hafner, M., Moraleda, P., & Vermeire, J. (2008). *Study on Interoperability of LNG Facilities and Interchangeability of Gas and Advice on the Opportunity to Set-up an Action Plan for the Promotion of LNG Chain Investment*. MVV Consulting. Dostupné z http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/gas/2008_05_lng_facilities_part_1.pdf, s. 24; IEA. (2008). *Natural Gas Market Review 2008*. Paris, s. 85.

Arbitráž je definována jako odklon dodávek z jednoho trhu na druhý, který nabízí vyšší cenu (nebo menší náklady). Odklon dodávek může být za arbitráž považován jen v tom případě, když byl kontraktován původnímu kupci. Lze rozlišit komerční arbitráž motivovanou cenovým diferenciálem trhů a operační arbitráž, za níž stojí minimalizace nákladů (doprava, stav zásobníků apod.), eventuálně také politické důvody. V praxi nacházíme čtyři modely fungování arbitráže: (a) prodávající odkloní náklad na trh s vyšší cenou a zisk si rozdělí s původním kupcem, který získá náhradu jinde; (b) nakupující se rozhodne náklad nepřijmout, odkloní jej na trh s vyšší cenou, zisk si rozdělí s prodejcem a náhradu, pokud ji potřebuje, získá jinde; (c) překupník/obchodník, který sám fyzickou dodávku nepotřebuje a funguje pouze jako zprostředkovatel – tj. nakoupí a prodá na základě cenových diferenciálů; (d) swap, kdy jeden producent zastupuje závazek druhého a naopak (například exportuje-li Egypt plyn do USA a Trinidad do Španělska, Egypt a Trinidad se dohodnou na výměně fyzických cílů dodávek, přičemž ostatní parametry kontraktu zůstávají stejné).²⁹⁴

Box 4: Západní Evropa jako rozhraní komoditního trhu a trhu s indexovanými cenami²⁹⁵

Interakce mezi těmito trhy byla ustavena propojením britského NBP s belgickým Zeebrugge prostřednictvím propojení Bacton-Zeebrugge. Byl tak propojen britský trh s belgickým, ale také nizozemským (TTF), francouzským (PEG) a německým (Gaspool – sever; NGC – jih).



S klesající britskou domácí produkcí se zvyšuje objem importů z Norska a skrze LNG na druhou stranu je regasifikační kapacita Británie využívána pro kontinentální trhy, kde na místních hubech soutěží plyn s indexovanou cenou s plynem obchodovaným komoditně a naopak (v Británii). Tato dynamika bude dále sílit v souvislosti s dostavbou terminálů na západním pobřeží Evropy – mimo Zeebrugge hlavně nizozemské GATE.

Lze identifikovat dvě modelové situace na NBP:

- (1) Cena spotu je nižší než indexovaná cena: v tomto případě se bude v hubu obchodovat více spotu a ceny NBP tak půjdou nahoru. Tak jak se bude poptávka po indexovaném plynu snižovat, budou se snižovat nominace LTC, a to až do chvíle, kdy se ceny NBP zvýší na úroveň indexovaných cen nebo kdy se snížení objemů LTC dostane na úroveň take-or-pay a další arbitráž již nebude možná.
- (2) Cena spotu je vyšší než indexovaná cena: v hubu se bude více obchodovat s indexovaným plynem, takže více plynu zůstane na britském spotovém trhu. Ceny NBP tak budou klesat. Jak se poptávka po indexovaném plynu bude zvyšovat, zvýší se nominace LTC (nároky na kapacitu na upstreamu), což potrvá až do chvíle, kdy se ceny NBP sníží na úroveň kontinentálních indexovaných cen, nebo kdy se objemy LTC zvýší na svoji maximální kapacitu (*annual contract quantity* – ACQ) a další arbitráž již nebude možná.

²⁹⁴ Rogers, H. (2010, March). *LNG Trade-flows in the Atlantic Basin: Trends and Discontinuities*. Oxford Institute for Energy Studies. Dostupné z <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG41-LNGTradeFlowsInTheAtlanticBasinTrendsandDiscontinuities-HowardRogers-2010.pdf>, s. 82–85.

²⁹⁵ Převzato z tamtéž, s. 23–25.

5.8.2.5 Současný stav a trendy

V roce 2009 došlo k (1) poklesu světové poptávky po zemním plynu, zejména v sektorech průmyslu a výroby elektrické energie. Příčinou tohoto poklesu je jednak ekonomická krize a rovněž konkurence jiných primárních zdrojů energie (obnovitelné zdroje a jaderná energie). V případě Spojených států, kde došlo k významnému propadu poptávky po LNG, také (2) konkurence nekonvenčních zdrojů zemního plynu. Dalšími důležitými faktory jsou v této souvislosti (3) dlouhodobé importní závazky EU na dodávky potrubního plynu, (4) vysoké ceny stavebních materiálů a konstrukční kapacity v případě LNG projektů a v letech 2008 až 2010 také (5) razantní zvýšení zkapalňovací kapacity (cca o 35 % oproti roku 2007) v důsledku dokončení projektů s konečnými investičními rozhodnutími (FID) před rokem 2006.²⁹⁶

V krátkodobém výhledu pěti let lze očekávat pokračující průtahy v dokončování nových projektů a zpomalení tempa zvyšování produkční kapacity v letech 2010 až 2013. Odkládání FID několika projektů proto může v letech 2014 až 2015 vést k nedostatku dodávek. Mezi největší producenty se nově zařadí Nigérie v atlantické pánvi, Austrálie v pánvi pacifické. Austrálie nebo Nigérie by mohly z pozice největšího producenta odsunout Katar, zejména v případě Nigérie je ovšem další vývoj velmi nejistý. Pesimistický scénář pak předpokládá meziroční tempo růstu v období let 2013 až 2030 asi jen 3 %. Příčiny tohoto zpomalení bychom našli ve vysokých nákladech LNG řetězce, v politické a obchodní nejistotě na trhu LNG a v rozvoji využití nekonvenčních zdrojů plynu (domácí produkce mimo USA). Globální deficit dodávek lze naopak očekávat v případě souběžného oživení severoamerického importu. Zůstane-li Katar i nadále nejsilnějším producentem, popřípadě připojí-li se k němu státy jako Rusko a Írán, lze očekávat tlak exportérů na vázání cen LNG na cenu ropy. Naproti tomu vzestup producentů, jako je Austrálie, Nigérie, případně severoafrické státy, by mohl naopak napomoci oslabení této vazby.²⁹⁷

5.8.2.5.1 Nekonvenční zdroje plynu: tichá revoluce

Zhruba před třemi lety se předpokládalo, že produkce zemního plynu v USA bude přinejlepším stagnovat, exporty z Kanady se budou snižovat a Spojené státy se během několika dalších let stanou největším spotřebitelským trhem LNG. Dnes to vypadá, že díky novým technologiím horizontálních vrtů a hydraulickému štěpení se z USA stane čistý exportér. Umožňuje to rapidní rozvoj nekonvenčních zdrojů zemního plynu (UNG). Tento vývoj však dalece přesahuje severoamerický trh. Významné osobnosti energetického průmyslu se proto nebojí užívat výrazy jako: *quiet revolution*, *game changer* nebo *paradigm shift*.

Tento paradigmatický posun (alespoň v případě severoamerického trhu) začal asi před deseti lety a vyvíjí se ve třech fázích:

- 1) Počátky: jsou spojeny s nízkonákladovým uhelným metanem v San Juanské pánvi v Coloradu a Novém Mexiku. Dále to byl rozvoj velmi produktivní těžby pískovcového plynu (*tight gas sand*) v polích Jonah a Pinedale v západním Wyomingu.
- 2) Druhým krokem byl rozvoj Barnettské břidličné pánve v Texasu, po níž následovaly další jako Horn River, Marcellus a Haynesville.
- 3) Poslední fází tohoto posunu má být celosvětový rozvoj nekonvenčních zdrojů plynu, který teprve nastává; pomineme-li USA a Kanadu, nejdále jsou Austrálie a Čína.²⁹⁸

296 Vermeire, J. (2009, květen). *Global Dynamics of LNG Business*. GIE Annual Conference. Groningen.

297 Černoch, F., Dančák, B., Koďoušková, H., & Ocelík, P. (n.d.): *Liquid Natural Gas: The Salvation of the EU Energy Security?* Brno: IIPS (v tisku).

298 Kuuskraa, V., & Stevens, S. (2009). *Worldwide Shales and Unconventional Gas: A Status Report*. Advanced Resources International. Dostupné z <http://www.rpsea.org/attachments/articles/239/KuuskraaHandoutPaperExpandedPresentWorldwideGasShalesPresentation.pdf>

Nekonvenční plyn je tradiční zemní plyn, který je ovšem uložen v komplexních, heterogenních a hůře přístupných (proto nekonvenčních) rezervoárech, jako jsou málo propustné pískovce, plynonosné břidlice nebo uhelné sloje. Definičním rozdílem je tedy (řádově menší) propustnost rezervoáru (konvenční jsou strukturální, stratigrafické pasti). V případě konvenčního tedy k těžbě nemusí být využita technologie, která by zajišťovala uvolňování plynu do vrtné jámy. Nekonvenční zdroje plynu se zpravidla dělí na šest kategorií: hluboko uložený zemní plyn (*deep natural gas*), hydráty metanu (*hydrates methane*), zemní plyn v zónách pod enormním tlakem (*geopressurized zones*), pískovcový plyn (*tight gas*), plynonosné břidlice (*gas shales*), uhelný metan (*coalbed methane*).²⁹⁹

Hluboko uložený plyn (nepravý nekonvenční plyn) se nachází hlouběji než ložiska konvenční, tj. v hloubce více než cca 4,5 km – náklady na těžbu jsou proto vyšší. V ostatních aspektech se jedná o konvenční zdroj. Hydráty metanu jsou molekuly plynu zachycené v krystalové mřížce vody (ledu; cca 80 % led; 20 % metan), kde se nachází spolu s dalšími plyny (CO₂, vodík ad.). Nachází se tedy v pevném stavu, přičemž jeden litr hydrátu obsahuje asi 168 litrů metanu. Hydráty jsou stabilní při tlaku 40 atmosfér a teplotách nižších než 5 °C (nacházejí se proto v hloubkách 400 m a více). Odhadované zásoby jen na dně Černého moře hraničí s 1 Tcm. Zemní plyn v zónách pod enormním tlakem se nachází ve velkých hloubkách (3–8 km) v porézních horninách, které jsou pod velmi vysokým tlakem vrstev nad nimi. Odhadované zásoby jsou mezi 140 a 1 400 Tcm, přičemž vytěžitelné zásoby se odhadují na 30 Tcm.

V současnosti je aktuální využívání tří těchto zdrojů, a sice břidlic, písků a uhelného metanu. Pískovcový plyn je uložen v nepropustných, neporézních pevných formacích (zpravidla pískovec nebo vápenec). Vyžadována je proto stimulace vrtu, typicky hydraulickým štěpením, které zvýší propustnost v hornině. Plynonosné břidlice jsou současně zdrojem i rezervoárem zemního plynu (břidlice je usazená, částečně proměněná hornina s jemnou zrnitostí a dobrou rovinnou štěpností), kde se plyn může nacházet buď v pórozitě, nebo jako organická součást břidlice. Rezervoár proto musí být rovněž stimulován hydraulickým štěpením. Břidlice jsou zpravidla regionálně rozloženy, jedná se o spojitě typy nahromadění, která jsou abnormálně (málo i velmi) stlačena. Uhelný metan vzniká při přeměně organických látek v uhlí spolu s vodou a dalšími plyny. Takto vytvořený plyn, spolu s plynem, který může do uhelného rezervoáru migrovat z hlubších matečných vrstev, je absorbován molekulární strukturou uhlí. Podobně jako břidlicový plyn je i uhelný metan současně zdrojem i rezervoárem zemního plynu. Objem plynu v uhlí je funkcí kvality uhlí, tlaku, teploty a míry nasycenosti. Obecně kvalitní uhlí a vysoký tlak značí vyšší objemy plynu.³⁰⁰

Nekonvenční zdroje jsou v současnosti nejlépe zmapovány v Severní Americe. V roce 1997 provedl Hans Rogner dosud autoritativní globální hodnocení uhlovodíkových zdrojů, v němž zdrojovou základnu břidlic v Severní Americe odhadl na 109 Tcm, v současnosti ovšem pouze na sedm největších nalezišť (tzv. *Magnificent Seven*) připadá 146 Tcm, z toho cca 20 Tcm vytěžitelných zdrojů.³⁰¹ Světová zdrojová základna břidlic je Rognerem odhadována na 457 Tcm. IEA ve *World Energy Outlook 2009* odhaduje, že 40 % těchto zdrojů je vytěžitelných, tj. asi 180 Tcm (konvenční zásoby – 185 bcm).³⁰²

299 Tamtéž.

300 Unconventional Natural Gas Resources. (n.d.). *NaturalGas.org*. Dostupné z http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp

301 Rogner, H. (1997). *An Assessment of World Hydrocarbon Resources*. Annual Review of Energy and Environment.

302 IEA. (2009). *World Energy Outlook 2009*. Paris, s. 49.

5.8.2.5.1.1 Rozložení zásob

Zásadní změna v rozložení zásob, kterou přináší nekonvenční zdroje plynu, je dekoncentrace produkce a oslabení importní závislosti spotřebitelů. Zásoby konvenčních zdrojů plynu jsou podobně jako v případě ropy relativně koncentrované v tzv. strategické elipse (území rozkládající se od Perského zálivu přes kaspickou oblast až k ložiskům v Západní Sibiři a poloostrovu Jamal), kde se nachází asi 65 % světových zásob zemního plynu. Regionálnímu rozložení dominují Blízký východ a severní Afrika (40 %) a Evropa + země bývalého Sovětského svazu (36 %).³⁰³ Oproti tomu je distribuce zásob nekonvenčních zdrojů plynu mnohem rovnoměrnější – například země OECD drží pouhých 8 % konvenčních zásob, ale 40 % zásob nekonvenčních.³⁰⁴

To pochopitelně přináší jisté geopolitické implikace. Nekonvenční zdroje mohou výrazně přispět k oslabení importní závislosti zemí OECD. Umožňují také scénáře s masivnějším využitím plynu, ať už jako záložního zdroje pro větrnou a solární energii, nebo pro využití v dopravě. Spojené státy také již oficiálně prostřednictvím své Geologické služby (U.S. Geological Service) nabídly pomoc (konkrétně odhad zdrojů, řízení jejich rozvoje a know-how těžby) při rozvoji nekonvenčních zdrojů v Číně, Indii, Polsku a v dalších zemích.³⁰⁵ To by s sebou mohlo přinést usnadnění integrace vynořujících se ekonomik. Zdá se, že UNG může vytvořit polštář změkčující nástup velkých ekonomik (Čína, Indie, Brazílie). Odhaduje se kupříkladu, že Čína může do 20 let pokrývat až čtvrtinu své spotřeby produkcí plynu z břidlic (a to je jen jedna složka UNG). Čína přitom již podniká první kroky k tomu, aby tichou revoluci, která proběhla ve Spojených státech, napodobila.³⁰⁶

V neposlední řadě lze předpokládat i důsledky pro kontinentální *pipeline policy*. Rozvoj nekonvenčního plynu v USA již zásadně zasáhl do ruské exportní strategie, když bylo odloženo FID projektu LNG Štokman, jenž byl primárně zaměřen na americký trh. Gazprom přitom do roku 2020 plánoval získat 10% podíl trhu USA.³⁰⁷ Obdobný dopad by mohl mít rozvoj nekonvenčních zdrojů v Evropě i na rozvoj (nejen ruské) potrubní infrastruktury a budoucí objem ruských exportů. Obecně lze říci, že tradiční exportéři zemního plynu, tedy země Blízkého východu, severní Afriky a Rusko tak budou při pokračování tohoto trendu nuceni prodávat svůj plyn za nižší ceny a rovněž se sníží jejich podíl na trhu. Producenti jako Rusko (nebo Írán) se tak kvůli nekonvenčním zdrojům mohou stát méně atraktivními pro zahraniční investory.

5.8.2.5.1.2 Transformace trhu

V nadcházejících letech pravděpodobně dojde k udržení nadbytku plynu na světovém trhu. Přestože predikce pro světovou produkci z nekonvenčních zdrojů dosud nejsou k dispozici, EIA předpokládá mezi lety 2008 a 2035 zvýšení od cca 50 % v případě USA a Kanady po 72 % v případě Číny.³⁰⁸ Do roku 2015 sice

303 BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf

304 Rogner, H. (1997). *An Assessment of World Hydrocarbon Resources*. Annual Review of Energy and Environment.

305 U.S. Department of State. (2010, 24. srpna). *Briefing on the Global Shale Gas Initiative Conference*. Dostupné z <http://www.state.gov/s/ciea/rmk/146249.htm>

306 Bai, J., & Aizhu, Ch. (2011, 27. prosince). *China Reforms Shale Gas Prices, Pilots New Scheme*. Reuters.com. Dostupné z <http://www.reuters.com/article/2011/12/27/china-gas-pricing-idUSL3E7NR3UR20111227>

307 Gazprom bets on LNG and shale gas for the future. (2010, 4. března). *Neftegaz.ru*. Dostupné z <http://neftgaz.ru/en/news/view/93311>

308 EIA. (2011). *International Energy Outlook 2011*. Dostupné z <http://205.254.135.7/forecasts/ieo/pdf/0484%282011%29.pdf>, s. 3.

doběhne investiční cyklus z první poloviny první dekády významných LNG projektů (především v Kataru), nově se ovšem masivně rozvíjejí investice do LNG v Austrálii. Vzhledem k vývoji na severoamerickém trhu se navíc uvolnily LNG kapacity původně určené pro USA, které představují konkurenci ruským dodávkám do Evropy i Asie. Podobně jako v případě pole Štokman by mohlo dojít také ke zpomalení rozvoje zdrojů na poloostrově Jamal a v ostatních arktických oblastech, kde jsou náklady na těžbu vysoké. Do cesty mu přitom vstupují právě nízké ceny spotu stlačené nástupem UNG: v první polovině roku 2009 největší zákazníci Gazpromu snížili své odběry na smluvní minimum (jednalo se asi o 7% snížení, tj. cca 10 bcm o ceně 2,5 mld. \$). V únoru 2009 pak německé, francouzské a italské společnosti (např. E.ON GdF nebo Eni, ale také RWE Transgas) začaly s renegociací kontraktů a vyjednaly změnu podmínek pro nadcházející tři (krizové) roky. Lze předpokládat, že dlouhodobé kontrakty budou stále více koncipovány s ohledem na spotové ceny (na úkor vazby na ropu) a budou více flexibilní.³⁰⁹

309 Dempsey, J. (2010, 24. února). *European Energy Giants Seek Lower Prices From Gazprom*. The New York Times. Dostupné z http://www.nytimes.com/2010/02/25/business/global/25gas.html?_r=1

6. Elektroenergetika

6.1 Kvalita energie

Z prvního termodynamického zákona vyplývá, že energii nelze ani vyrobit, ani zničit. Na konci jakéhokoliv termodynamického procesu je tedy stejné množství energie, jako bylo na jeho začátku. Intuitivně je však zřejmé, že se (část) energie využitá ve formě práce musí nějak změnit – tato změna leží v *kvalitě* energie.

Box 5: Termodynamické zákony³¹⁰

První termodynamický zákon říká, že teplo, které je dodáno uzavřené soustavě, a práce, jež je na této soustavě vykonána, jsou v součtu rovny práci a teplu, které soustava vykoná nebo odevzdá. Proces je doprovázen dočasnou změnou vnitřní energie soustavy – na jeho konci nicméně vnitřní energie soustavy odpovídá její vnitřní energii na počátku. Z tohoto zákona vyplývá, že absolutní množství energie je vždy zachováno (zákon zachování energie), je možné však měnit poměr práce a tepla na vstupu a na výstupu. Nikdy ovšem nelze přeměnit všechno teplo na práci.

Druhý termodynamický zákon říká, že samovolně může teplo přecházet jen z tělesa teplejšího na těleso chladnější. Podobně jako voda směřující z vyšší do nižší výšky přitom teplo může konat práci. Přecho-dem tepla dochází k vyrovnání teplot a obecně vzato ke vzniku méně uspořádaného stavu. V nejobecnějším vyjádření tak druhý termodynamický zákon říká, že samovolné děje směřují k méně uspořádaným stavům (smíšení dvou dříve oddělených plynů, rozpad opuštěných staveb).

Třetí termodynamický zákon říká, že nelze dosáhnout absolutní nuly – teploty, při níž ustává veškerý pohyb částic. (0 °K nebo také −273,15 °C). Dosažení této teploty by umožnilo 100% účinnost tepelného stroje:

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1}$$

Účinnost tepelného stroje je dána pouze rozdílem teplot na vstupu (T_1) a na výstupu (T_2). Z uvedeného vztahu plyne, že bude-li teplota na výstupu rovna absolutní nule (0 °K), účinnost dosáhne hodnoty 1, a tedy 100 %.

Kvalita je představována ve formě užitečnosti systému založeného na specifické formě energie – přičemž tato užitečnost je poměřována zejména na základě fyzických, technických, ekonomických a sociálních atributů. Hodnocení jednotlivých energetických komplexů vzešlých z těchto atributů je pochopitelně obsáhlé a nelze jej přesně kvantifikovat. Kvalita energie je tak částečně subjektivní hodnocení schopnosti jednotlivých forem energie zprostředkovávat lidem zboží a služby.

Kvalitu energie určuje její koncentrovanost (například zemní plyn je díky vyšší výhřevnosti zdrojem kvalitnější energie než dřevo) a její variabilita při konverzi (zemní plyn je opět zdrojem kvalitnější energie než dřevo, neboť kromě snadné přeměny na chemickou energii – skrze spalování – umožňuje i snazší přeměnu na mechanickou energii – například v autech jezdících na plyn). Přeměnit všechnu energii na práci není možné, její část je nutno odevzdat okolí. Tato energie je bez výjimky méně kvalitní, než její původní forma. Při spalování se chemická energie uhlí přeměňuje v teplo, jehož část je možno využít k práci a část odevzdat okolí. Toto rozptýlené teplo je mnohem složitější k zachycení a využití – kvalita energie klesá.

310 Gruber, J. (1999). *Základní zákony termodynamiky*. Dostupné z http://www.spstr.pilsedu.cz/osobnistranky/josef_gruber/td/td_teach.pdf

O kvalitě energie rozhodují také externality – v energetice obvykle nežádoucí vedlejší produkty energetické konverze (emise) – a gradient – míra, s jakou klesá využitelnost energie s rostoucí vzdáleností od jejího zdroje, jinými slovy míra ztrát při přenosu. Například umístění továren vzniklých v 19. století prakticky pouze přímo na říčních tocích naznačuje, že gradient mechanické energie poskytnuté říčním proudem je velmi vysoký. Efektivita pouze mechanického přenosu pomocí kladek, pásů nebo ozubených kol je tak nízká, že budovat vodou poháněné továrny jinde než přímo u náhonů nedává velký smysl.

Elektřina je nejkvalitnější formou energie, kterou lidstvo využívá. Výroba i užití dosahují slušných hodnot efektivity (i přes 90 % u užití v elektromotorech) a transportní ztráty ve výši jednotek procent přisuzují elektřině velmi pozvolný gradient – její užití je bez velkých ztrát možné i ve velmi vzdálených lokalitách od místa výroby. Vysoké hodnoty efektivity a snadnost konverze činí z elektřiny preferovanou přechodnou formu energie. Elektřinu je možné pomocí relativně jednoduchých a nenákladných zařízení přeměnit v mechanickou energii, teplo, elektromagnetické vlny, zvukové vlny, radiologické vlny a jiné, prakticky veškeré formy energie. Jedinou výjimkou je vytápění, kdy je konverze teplo – elektřina – teplo méně efektivní než transport surovin pro výrobu tepla na místě, u kratších vzdáleností lze transportovat přímo teplo z centrálního zdroje.

Stejně jako je variabilní užití elektřiny, je variabilní i její výroba. Elektřinu lze vyrobit pomocí celé řady způsobů, lišících se v technických a ekonomických parametrech vstupů. Náklady na výrobu elektřiny se pro jednotlivé zdroje v čase mění. Je tak možné upravovat podíl jednotlivých zdrojů tak, aby byl výsledný mix ekonomicky co možná nejvýhodnější. Pružnost změn podílu jednotlivých zdrojů je dána opět technologickou a s ní úzce související ekonomickou rovinou takovéto změny (u využití plynu, uhlí nebo obnovitelných zdrojů v řádu měsíců až let, v závislosti na situaci, u jaderné energie v řádu dekád), ale také hodnotami ve společnosti, které do energetických rozhodnutí nutně vstupují – existují společnosti, pro něž jsou některé aspekty určitých způsobů výroby elektřiny nepřijatelné, ale i společnosti, pro které tyto aspekty nehrají v rozhodování žádnou roli. Ukázkovým příkladem je zde jaderná energie. Společenské hodnoty rovněž definují způsob, jakým výsledné rozhodnutí reflektuje externalitu vznikající při výrobě energie: Co je přijatelnější – velmi malé množství vysoce radioaktivního odpadu, nebo velmi velké množství CO₂ a znatelně poškozené ovzduší?

V případných modelech vývoje energetického mixu jsou tyto hodnoty velmi obtížně kvantifikovatelné. Je třeba ovšem zdůraznit, že to stejné platí i pro ekonomické aspekty energetického mixu. Řetězec (těžba, transport, zpracování, využití) jednotlivých paliv je nesmírně komplikovaný a obsahuje tolik leckdy navzájem propojených, stále se měnících proměnných (cena paliv a oceli v rámci těžby, poptávka po železné rudě nebo potravinách v rámci dopravy, palivové substituty v rámci zpracování a užití), některé jeho části spadají do kategorie „chráněné odvětví“ – jinými slovy jsou státy v různých fázích dotované, a jak bylo naznačeno, vývoj energetického mixu může mít poměrně dlouhou reakční dobu, během níž se opět změní řada nezávislých proměnných, a tedy i celková finanční rozvaha. Veškeré odhady a porovnání ekonomických parametrů pro jednotlivá paliva, popřípadě způsoby výroby elektřiny³¹¹ jsou tedy spíše kvalifikované odhady nesmírně komplikované, v reálném čase se měnící skutečnosti, z nichž bylo vybráno a zhodnoceno jedno až několik málo konkrétních nastavení některých proměnných.

311 Například v analýzách možnosti rozvoje těžby plynu z nekonvenčních zdrojů v Evropě se často objevuje tzv. *break-even price*, tedy cena, na níž začíná konkurenceschopnost produktu.

6.2 Elektřina

Elektroenergetika je součástí energetiky, tedy souhrnu procesů získávání, přeměn, dopravy a využití různých forem energie. Analogicky, elektroenergetika je vyjádřením procesů výroby, kvalitativní přeměny (změny napětí, frekvence), přenosu elektřiny, dále její konverze na jiné druhy energie a její využití. Všechny procesy jsou uskutečňovány prostřednictvím elektrizační soustavy. Protože množství vyráběné energie musí v každém okamžiku odpovídat spotřebované energii, musí elektrizační soustava reagovat prakticky v reálném čase na jakékoliv změny poptávky, aby zajistila adekvátní množství energie dostatečné kvality – tedy jmenovitého napětí a frekvence.

Box 6: Elektřina

Elektřina je energií související s existencí a přenosem elektrického náboje. Elektřina, kterou využíváme, je výsledkem pohybu elektricky nabitých částic (obvykle elektronů) elektrickými obvody – tedy uzavřenými smyčkami tvořenými materiály (například měď), jejichž atomy umožňují snadné vydělení elektronu a jeho pohyb napříč těmito vodiči. Rozlišujeme elektrický proud (množství elektronů procházejících vodičem) a elektrické napětí (energie nesená těmito elektrony).

Elektrický proud dělíme na stejnosměrný a střídavý. U stejnosměrného proudu se elektrony pohybují napříč celým obvodem – od zdroje přes vodič ke spotřebiči, kde konají práci, a poté přes další vodič zpět ke zdroji. V případě střídavého proudu se elektrony pohybují střídavě jedním a druhým směrem. Pro řadu spotřebičů je rozhodující pohyb elektronů, nikoliv jejich směr, tudíž změny směru pohybu nemají na funkčnost přístrojů vliv.³¹² Střídavý proud, který užíváme, mění směr s frekvencí 50 Hz (tedy 50x za sekundu) v Evropě nebo 60 Hz například v USA či Japonsku.

Hlavní výhodou střídavého proudu oproti stejnosměrnému je snadné zvyšování a snižování napětí.³¹³ Při transportu na velké vzdálenosti lze při vyšším napětí dosáhnout výrazně nižších ztrát. Dálkový transport se tak uskutečňuje formou vysokonapěťových transportních sítí využívajících snadno transformovatelný střídavý proud. V některých situacích se ovšem využívá i proud stejnosměrného, který je při zvláště vysokém napětí efektivnější při transportu energie než proud střídavý. Změna napětí u stejnosměrného proudu je však komplikovanější a dražší, a tudíž se vysokonapěťového stejnosměrného proudu (*high voltage direct current* – HVDC) využívá jen při transportu na dlouhé vzdálenosti (více než 600 km u vedení po souši).³¹⁴ V praxi se tak HVDC využívá při zapojování odlehklých zdrojů (typicky přepravy a jiné obnovitelné zdroje) nebo při propojování elektrických soustav s odlišnou frekvencí střídavého proudu. Zde narážíme na jednu z nevýhod střídavého proudu, již je nutnost udržovat stabilní frekvenci v síti (tedy synchronizovat všechny připojené generátory).³¹⁵

Typickým zdrojem stejnosměrného proudu je baterie, střídavého proudu potom alternátor. Baterie využívá rozkladu molekul na ionty, přičemž uvolněné elektrony jsou nuceny projít elektrickým obvodem, než se setkají s protony; alternátor funguje na principu elektromagnetické indukce, kdy pohyb cívky v magnetickém poli vyvolá vznik (indukovaného) elektrického proudu. Otáčením cívky se mění pozice pólů magnetického pole vůči směru vinutí cívky, a stejně se mění i směr indukovaného proudu.

312 Z tohoto pravidla existuje řada výjimek – například všechny přístroje poháněné bateriemi.

313 Ke změně napětí se využívají jednoduché transformátory, které tvoří dvě cívky ovinuté okolo společného magnetického jádra. Podíl přicházejícího a odcházejícího napětí je úměrný podílu počtu vinutí cívek.

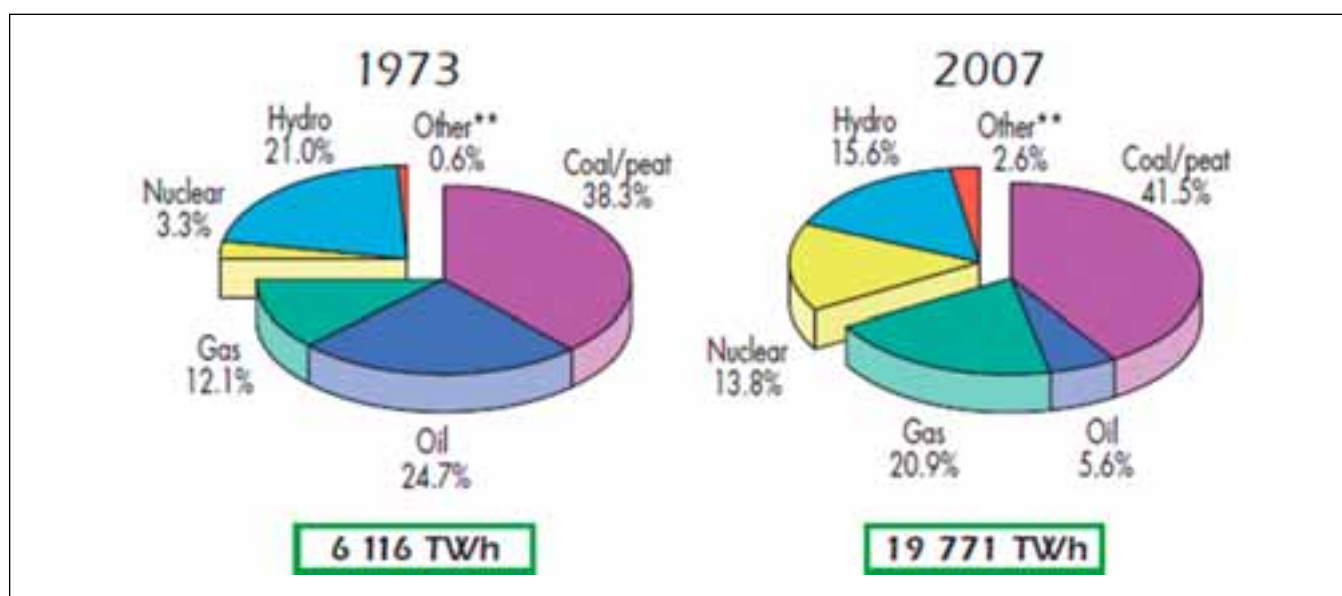
314 Pro příklad, při přenosu velkých výkonů celkem 6 gigawattů (GW) do místa vzdáleného 1 500 km se při použití vedení stejnosměrného napětí 800 kilovoltů ztratí 5 % elektřiny. Ztráty se vyšplhají na 6 % při použití stejnosměrného vedení 500 kV a na 7 % u konvenčních střídavých linek 800 kV. ABB. (2010). *Co je HVDC?* Dostupné z <http://www.abb.cz/cawp/db0003db002698/5b74330e5d48634cc12575c100396c52.aspx>

315 Mezi další nevýhody lze uvést bezpečnostní rizika nebo složitější vrácení energie do sítě (rekuperace).

6.2.1 Výroba elektřiny

Celosvětové výrobě elektřiny dominují tepelné elektrárny využívající fosilních paliv, případně jaderné reakce. V roce 2007 bylo 41,5 % veškeré elektřiny vyrobeno z uhlí, 20,9 % ze zemního plynu a 5,6 % z ropy (topných olejů). Podíl jaderných elektráren se pohyboval okolo 13,8 % a zbytek připadá na obnovitelné a další zdroje – 15,6 % na vodní elektrárny a 2,6 % tvoří geotermální energie, biomasa, sluneční a větrná energie a spalování odpadu. Oproti situaci z roku 1973 sledujeme zřetelný ústup důležitosti ropných produktů (1973: 24,7 %), který je vyvažován ostatními tepelnými zdroji, zejména potom jádrem a zemním plynem (1973: 3,3 %, respektive 12,1 %). Relativně ustupuje hydroenergetika (1973: 21 %), ale to je dáno spíše omezenými možnostmi rozvoje vodních děl tváří v tvář více jak trojnásobnému nárůstu roční spotřeby elektřiny (19 771 TWh v roce 2007 oproti 6 116 TWh za rok 1973),³¹⁶ a obecně lze říci, že podíl bezemisních zdrojů se zvyšuje – viz dělení následujících dvou grafů:

Obr. 19: Srovnání struktury výroby elektřiny pro roky 1973 a 2007³¹⁷



Cílem následující kapitoly je představit základní nástin fungování nejvýznamnějších technologií výroby elektřiny: elektrárny spalující fosilní paliva (zejména uhelné a plynové), jaderné elektrárny a obnovitelné zdroje (vodní, sluneční a větrné). Jednotlivé celky věnované dílčím technologiím budou rozděleny do tematicky si odpovídajících podkapitol, jimiž budou:

- základní principy (jakým způsobem a přes jaké mezikroky vzniká elektrická energie);
- využití technologie výroby (jaké typy těchto zařízení existují, v čem spočívají rozdíly mezi nimi);
- palivo (co je zdrojem energie, která je nakonec přeměněna v elektrickou);
- ekonomie výroby (náklady, investice, trhy s palivem).

Nejdříve je ale potřeba stručně se zmínit o přenosu elektřiny. Na první pohled se jeho zařazení před výrobu elektřiny může jevit jako nekonceptní, nicméně jak uvidíme, transport elektřiny je pro její výrobu mnohem více utvářejícím faktorem, než tomu je naopak.

³¹⁶ IEA. (2010). *Key World Energy Statistics*. Dostupné z http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf

³¹⁷ Tamtéž.

6.2.1.1 Přenos elektřiny

Transport elektřiny má oproti ostatním druhům energie výhodu, že k němu není potřeba žádné hnací síly. Elektřina totiž samovolně směřuje z míst s vyšším napětím do míst s napětím nižším (podobně jako se šíří voda pod tlakem). Pohyb elektřiny ve vodičích se řídí Ohmovým a Kirchhoffovými zákony:

Box 7: Zákonitosti pohybu elektřiny

První Kirchhoffův zákon říká, že při průchodu uzlem je součet elektrických proudů na vstupu do uzlu roven součtu proudů z uzlu vycházejících. Například spojují-li se dva vodiče v jeden, je proud na výstupním vodiči roven součtu proudů na vodiči vstupním, či naopak, rozděluje-li se jeden vodič na několik dalších, je součet proudů po nich z uzlu odcházejících roven proudu na původním vodiči.

Ohmův zákon říká, že je-li napětí na koncích vodiče stejné, proud procházející vodičem je nepřímo úměrný odporu vodiče.

Druhý Kirchhoffův zákon říká, že v uzavřeném obvodu je součet napětí na všech prvcích – aktivních (zdrojů) i pasivních (rezistorů, tedy například spotřebičů) – v každém okamžiku roven nule. Přitom napětí na rezistorech vyjadřujeme jako $U = RI$ (Ohmův zákon), kde R je odpor rezistoru a I proud jím protékající. Z toho vyplývá, že je-li obvod větvený (existuje více cest průchodu proudu), bude největší proud procházet větví s nejnižším odporem – tedy, zcela zjednodušeně, elektrický proud jde cestou nejmenšího odporu.³¹⁸

Pro účinný transport elektřiny tak stačí vybudovat dostatečně vodivé spojení mezi zdroji a spotřebiči. Tato spojení dohromady vytvářejí elektrickou síť.

Transportní část elektrizační soustavy (elektrická síť) se vývojem ustálila do následujícího schématu: elektřina je produkována v elektrárnách, v jejich transformátorech je napětí změněno na 220 nebo 380 kV,³¹⁹ tedy hodnoty lépe odpovídající dálkovému transportu. Tato část elektrické sítě se nazývá přenosová síť. Oproti tomu distribuční síť, jež na přenosovou síť navazuje, přenáší elektřinu o napětí 110 kV. Dalším článkem, opět v rámci geograficky omezenějšího prostoru, je rozvodná síť (napětí 22 a 35 kV). Na tu pak již navazují jednotlivé lokální sítě s napětím 230/400 V. Rozlišujeme také průmyslové sítě, které slouží k rozvodu elektřiny (6 kV, 10 kV) v rámci větších průmyslových objektů.

Základními prvky elektrické sítě jsou vedení a stanice. Elektrické vedení je buď kabelové (pod zemí, na lávkách nebo na stožárech), nebo venkovní (holé dráty nadzemního vedení izolované od stožárů). Elektrické stanice jsou uzlové body přepravy elektřiny. Umožňují transformaci na jiné napětí (transformovny a rozvodny), rozvod elektřiny o stejném napětí (spínací stanice), přeměnu střídavého proudu na proud jiné frekvence, případně změnu na stejnosměrný proud (měničny) a kompenzaci³²⁰ elektřiny (kompenzační stanice).³²¹

318 Kekule, J. (2004). Kirchhoffovy zákony. In *Elektřina a magnetismus*. Dostupné z http://elektross.gjn.cz/elektrina/el_proud/vedeni_proudu/kovy/kirch_zak.html

319 Platí pro evropskou síť provozovatelů elektrizačních soustav (*Union for the Coordination of the Transmission of Electricity* – UCTE), ve Velké Británii a síti Nordel (Dánsko, Finsko, Island, Norsko, Švédsko) je to 275 nebo 400 kV. V České republice využívá dálková síť taktéž napětí o velikosti 400 kV.

320 Kompenzace snižuje ztráty způsobené neužitečným, jalovým výkonem, který spotřebiče fungující na indukčním principu potřebují k vytvoření magnetického pole. U střídavého proudu tato magnetická pole v každé periodě vzniknou, ale také zaniknou – výkon nutný k jejich vytvoření je pak navrácen zpět do sítě, takže se v čase pohybuje od zdroje ke spotřebiči a zpět, čímž zbytečně zatěžuje produkční a transportní kapacity.

321 Blažek, V., & Skála, P. (2008): *Distribuce elektrické energie*. Brno: Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií VUT, s. 11.

Dle velikosti dělí normy napětí do následujících skupin: malé napětí (do 50 V), nízké napětí (50 V až 1 000 V), vysoké napětí (1 000 V až 52 kV), velmi vysoké napětí (52 kV až 400 kV), zvláště vysoké napětí (400 kV až 800 kV) a ultra vysoké napětí (více než 800 kV).

6.2.1.1.1 Náklady na konstrukci dálkového vysokonapěťového vedení

Na základě ekonomických výsledků nových elektrifikačních projektů na přelomu 20. a 21. století³²² vypracovala poradenská společnost ICF model nákladů na výstavbu dálkových přenosových sítí. Tyto náklady se pohybují v rozmezí od 200–300 €/1 000 km ve Finsku a Švédsku, kde je rovnější terén a nižší hustota zalidnění, po 600–800 €/1 000 km v Rakousku a Švýcarsku, které se vyznačují komplikovanou topografickou situací (hory, silný vítr) a také vysokou cenou práce.

Poměrně rozdílné jsou náklady na výstavbu vedení střídavého (AC) a stejnosměrného (DC) proudu. DC vykazuje mnohem vyšší kapitálové náklady (řádově 6x), nicméně ztráty, kterými je zatíženo (5 % na 1 000 km), jsou srovnatelně nižší než v případě AC vedení (20 % na 1 000 km). AC je tudíž vhodnější na přenos na krátké a střední vzdálenosti skrze hustě propojenou síť (příklad UCTE v Evropě), DC potom na delší tratě mezi menší množstvím spojných bodů, popřípadě k propojení dvou soustav s různými provozními frekvencemi (Nordel a UCTE). V Evropě se s DC propojeními setkáme například mezi Francií a Anglií, Německem a Švédskem, Itálií a Řeckem, Dánskem a Norskem a Švédskem a Polskem.³²³

Přenosové sítě mají ve většině případů podobu nadzemního vedení, tedy linií ocelových stožárů a drátů. Podoba sloupů je určena převážně terénem, operačními požadavky, bezpečností a environmentálními faktory. V zásadě lze identifikovat dva typy stožárů: nosné (stožáry v jedné linii) a kotevní (stožáry v místě, kde vedení zatáčí).³²⁴

Stožáry dosahují rozměrů 40–60 metrů na výšku a 7–25 metrů na šířku v závislosti na typu. Umísťují se na vzdálenosti 350–450 metrů od sebe, přičemž vzdálenost drátů od země nebývá menší než 7 metrů za jakéhokoliv počasí. V případě křížení se silnicemi nebo potrubími je tato vzdálenost ještě vyšší. Dle napětí, pod kterým proud přenáší, se bezpečnostní pásmo podél linie obecně pohybuje mezi 25 a 30 metry pro 110 kV vedení a 30–50 metry pro 380 kV.³²⁵ V České republice je to dnes 15 metrů pro linie 220 kV a 20 metrů pro 400 kV, přičemž uvnitř těchto koridorů se nesmí vyskytovat porost vyšší než 3 metry.³²⁶

322 Jedná se například o rakouské kruhové propojení Vídně s jejím jihovýchodním sousedstvím, propojení Řecka a Itálie, řadu projektů ve Španělsku (propojení s Portugalskem, linie vedoucí k větrným farmám a spojení Madridu s Aragonií), podmořské propojení Švédska s Polskem nebo podmořské propojení Anglie s ostrovem Man a Severním Irskem. ICF Consulting (2002). *Unit Costs of Constructing New Transmission Assets at 380 kV within the European Union, Norway and Switzerland*. Dostupné z http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/comp_cost_380kV_en.pdf, s. 4–5.

323 ICF Consulting (2002). *Unit Costs of Constructing New Transmission Assets at 380 kV within the European Union, Norway and Switzerland*. Dostupné z http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/comp_cost_380kV_en.pdf, s. 10.

324 Kotevní stožáry se umísťují i v případě delších rovných linií kvůli prevenci kolapsu dominovým efektem (položením). Zpravidla je každý osmý až desátý stožár kotevní. ICF Consulting (2002). *Unit Costs of constructing new transmission assets at 380 kV within the European Union, Norway and Switzerland*. Dostupné z http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/comp_cost_380kV_en.pdf, s. 10.

325 ICF Consulting (2002). *Unit Costs of Constructing New Transmission Assets at 380 kV within the European Union, Norway and Switzerland*. Dostupné z http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/comp_cost_380kV_en.pdf, s. 11.

326 ČEPS, a. s. (2011). *Výstavba přenosové soustavy*. Dostupné z <http://www.ceps.cz/CZE/Media/Ke-stazeni/Documents/Publikace/V%C3%BDstavba%20veden%C3%AD%202011%20web.pdf>, s. 11.

Stožáry nesou zpravidla jeden nebo dva obvody ve třech fázích. Každá fáze je vedena jedním vodičem, nebo dvěma až čtyřmi vodiči ve svazku. Více vodičů znamená vyšší stabilitu a menší ztráty, zároveň ale také větší hmotnost a potřebu více stožárů na trase. 380kV vodiče jsou vyráběny z hliníku, jejich průměr se pohybuje mezi 24 a 41 mm.³²⁷

Součástí zákonných limitů na dálkové elektrické vedení jsou v některých zemích i teplota vodiče a odolnost vůči větru. U vodičů s rostoucí teplotou materiálu roste i odpor (a tedy klesá proud). Některé země tak upřednostňují vyšší náklady na materiály vodiče zamezující nárůstu teploty nad povolené hodnoty (např. 75 °C v Německu) před vyššími ztrátami, které by vykazovaly standardní materiály. Co se odolnosti vůči větru týče, evropské požadavky se pohybují mezi 110 km/h v některých oblastech Itálie po 190 km/h na francouzském pobřeží.³²⁸ V českých podmínkách je vyžadována odolnost vůči větru o síle vichřice, tedy 120 km/h.³²⁹

Kde je to možné, jsou dálkové, vysokonapětové kabely vedeny vzduchem. Kde hustá zástavba, ekologické nebo kulturní faktory tuto variantu vylučují, je vedení umísťováno pod zem. Podzemní varianta je nicméně méně praktická a nákladnější. Kabely vyžadují dodatečnou izolaci, v místech, kde přechází do nadzemního vedení je třeba vykoupit další pozemek, kabely musí být přístupné – pozemky, pod nimiž se nacházejí tedy nemohou být zastavěny, popřípadě zorány, podzemní AC kabely je kvůli fyzikálním vlastnostem složitější napojovat na nadzemní kabely a v podstatě musejí být operovány v rámci samostatné části sítě. V závislosti na velikosti napětí je tak podzemní AC vedení dražší než nadzemní, a to dvakrát pro zhruba 90 kV, třikrát pro 225 kV a patnáctkrát pro 400 kV. Současné projekty, například v Dánsku, nicméně ukazují, že náklady na podzemní 400 kV AC vedení mohou díky přebytku na trhu s kabely přesáhnout nadzemní linie pouze tři- až čtyřikrát. Náklady se liší i u provozu a údržby. Zatímco provoz vychází vzhledem k nižším ztrátám lépe pro podzemní vedení, obtížnější lokalizace a opravy jej naopak prodražují.³³⁰

6.2.1.1.2 Řízení sítě

V evropském prostředí je řízení sítí koordinováno skrze Evropskou asociaci provozovatelů elektrických sítí (*European Network of Transmission System Operators for Electricity* – ENTSO-E), která v sobě sdružuje operátory z většiny evropských synchronních oblastí: UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*), NORDEL, BALTSO (*Baltic Transmission System Operators*, pobaltské země), UKTSOA (*UK Transmission System Operators Association*, Velká Británie) a ATSOI (*Association of the Transmission System Operators of Ireland*, Irsko)

327 ICF Consulting (2002). *Unit Costs of Constructing New Transmission Assets at 380kV within the European Union, Norway and Switzerland*. Dostupné z http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/comp_cost_380kV_en.pdf, s. 11.

328 Tamtéž, s. 11–12.

329 ČEPS, a. s. (2011). *Výstavba přenosové soustavy*. Dostupné z <http://www.ceps.cz/CZE/Media/Ke-stazeni/Documents/Publikace/V%C3%BDstavba%20veden%C3%AD%202011%20web.pdf>, s. 12.

330 ICF Consulting Ltd. (2003). *Overview of the Potential for Undergrounding the Electricity Networks in Europe* (Study Contract No. 2002/009/C2). Dostupné z http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2003_02_underground_cables_icf.pdf, s. 2–4.

Tab. 22: Organizace evropského trhu s elektřinou³³¹

Druh	Organizace	Charakteristika, cíle
Národní	Národní TSO	Zodpovídá za přenos elektřiny. Zprostředkovává přístup na trh s elektřinou dodavatelům, zákazníkům, obchodníkům. Rozvíjí a udržuje síť.
	Národní regulátor	Průvodní jev liberalizace trhů. Nastavují pravidla trhu. Kontrolují přístup k sítím.
Regionální	UCTE	Koordinuje národní TSO a vytváří celoevropské elektrické dálkové linie. Zásobuje na 500 milionů lidí 2 300 TWh ročně. 1. 7. 2009 splynula s ENTSO-E.
	NORDEL	Přeshraniční spolupráce severských TSO (Dánsko, Finsko, Island, Norsko, Švédsko). 1. 7. 2009 splynulo s ENTSO-E.
	CENTREL	Sdružení operátorů zemí Visegrádské čtyřky. Založeno 1992, od 1999 součástí UCTE, od 1. 7. 2009 splynulo s ENTSO-E.
	UKTSOA	Sdružení operátorů Velké Británie, 1. 7. 2009 splynulo s ENTSO-E.
	AKTSOI	Sdružení operátorů Irsko, 1. 7. 2009 splynulo s ENTSO-E.
	BALTSO	Sdružení operátorů pobaltských zemí, 1. 7. 2009 splynulo s ENTSO-E.
	IPS/UPS	<i>Integrated Power System</i> (IPS) sdružuje TSO Ukrajiny, Kazachstánu, Kyrgyzstánu, Běloruska, Ázerbájdžánu, Tádžikistánu, Uzbekistánu, Gruzie, Moldávie a Mongolska. <i>Unified Power System</i> (UPS) je ruská část systému.
Evropské	ACER	Sdružení evropských energetických regulátorů, navazuje na činnosti ERGEG.
	ETSO	Organizace zaměřená na spolupráci TSO, bezpečnost dodávek, transportní tarify a zapojení obnovitelných zdrojů. Činná mezi lety 1991 a 2008 (poté její činnost převzala ENTSO-E), sdružovala ATSOI, UKTSOA, NORDEL a UCTE.
	ENTSO-E	Organizace rozšiřující a prohlubující spolupráci TSO na evropské úrovni směrem k budování evropského trhu s elektřinou. ENTSO-E je jednacím partnerem Evropské komise a ACER ve věcech liberalizace trhu s elektřinou.
	CEER/ERGEG	<i>Council of European Energy Regulators</i> a <i>European Regulators Group for Electricity and Gas</i> sdružují nezávislé energetické regulační úřady v evropských zemích. ERGEG se podílí na Regionálních iniciativách a přípravných pracích k liberalizační legislativě. Cílem je pomoci v utváření jednotného volného trhu s elektřinou a plynem.
	Florentinské fórum	Fórum je diskusní platforma pro všechny stakeholdery evropského trhu. Setkávají se zde představitelé Evropské komise, TSOs, obchodníci, spotřebitelé, uživatelé sítě a elektrické burzy.

V českém prostředí je dle licence udělené Energetickým úřadem výhradním provozovatelem přenosové sítě společnost ČEPS, a. s. Licence stanovuje tři úkoly: (1) poskytovat všem uživatelům přenosové a systémové služby³³² za nediskriminačních podmínek a za konkurenceschopné ceny; (2) zajistit propojení s elektrizačními soustavami sousedních zemí; a (3) dispečersky řídit zařízení přenosové soustavy a systémové zdroje na území ČR.³³³

331 Nies, S. (2009). *At the Speed of Light? Electricity Interconnections in Europe*. Paříž: Ifri. Dostupné z: www.ifri.org/files/Energie/Interconnectionbis.pdf

332 Přenosové služby představují fyzický transport elektřiny z místa na místo, dispečerské služby jsou suma řídicích procesů sloužících k vyrovnávání sítě – tedy neustálé rovnováhy mezi poptávkou a nabídkou.

333 ČEPS, a. s. (2011). *Dispečerské řízení ČEPS*. Dostupné z http://www.ceps.cz/CZE/Media/Ke-stazeni/Documents/Publikace/WEB_dispecink.pdf, s. 1.

Dle ČEPS dispečerské řízení soustavy zahrnuje:³³⁴

- přípravu provozu – plánování provozu elektrizační soustavy a výroben, zpracování predikcí spotřeby, bilance výkonů a energie v soustavě a plánování struktury a objemu podpůrných služeb;³³⁵
- operativní řízení provozu – realizace plánů stanovených přípravou provozu při současném řešení vlivu nepředvídaných provozních událostí na elektrizační soustavu;
- hodnocení provozu – analýza a vyhodnocení provozu elektrizačních soustav.

K těmto úkolům ČEPS používá dispečerských pokynů, tedy provozních instrukcí dispečera, popřípadě aktivace podpůrných služeb; dále technických prostředků ve smyslu dispečerského řídicího systému a telekomunikačního propojení se všemi řízenými a spolupracujícími objekty soustavy; a také obchodní postupy, tedy nákupy regulační energie prostřednictvím vyrovnávacího trhu a ze zahraničí.³³⁶

Obr. 20: Dispečerské stanoviště ČEPS³³⁷



334 Tamtéž, s. 2.

335 Podpůrné služby jsou služby nutné k zajištění systémových služeb. Konkrétně se jedná o rezervaci regulačního výkonu na elektrárenských blocích na základě smluv s jednotlivými poskytovateli/dodavateli (tj. výrobci elektrické energie). ČEPS tyto služby nakupuje, protože ze zákona nesmí vlastnit žádné zdroje elektrické energie.

336 ČEPS, a. s. (2011). *Dispečerské řízení ČEPS*. Dostupné z http://www.ceps.cz/CZE/Media/Ke-stazeni/Documents/Publikace/WEB_dispecink.pdf, s. 4.

337 Tamtéž, s. 3.

Systémové služby, za něž je ČEPS zodpovědný, spočívají v udržování rovnováhy v elektrizační soustavě. Rovnováha znamená, že v každém okamžiku je suma čistého výkonu dodávaného generátory (elektrárnami) rovna sumě zatížení soustavy (spotřeba, včetně spotřeby samotných elektráren) a ztrát v sítích. Tato výkonová rovnováha je určována automaticky. Mezi změny, na které musí reagovat, patří:

- náhodné změny zatížení;
- trendové změny související s tvarem denního diagramu zatížení (denní špičky);
- poruchové výpadky bloků;
- neregulované dodávky (např. větrné nebo sluneční elektrárny);
- změny dodávek ve zlomech obchodních hodin (změny ve výrobě k pokrytí nasmlouvaných hodinových bloků energie).

Box 8: Výpadky elektrického proudu

Přechodný výpadek proudu nastává po omezeně krátkou dobu například při kontaktu drátů se stromy, zvířaty či zásahu bleskem. Přechodné výpadky jsou soustavou automaticky napraveny.

Brownout je náhlý pokles výkonu – projevuje se například pohasínáním žárovek. Není-li způsoben nekvalitními lokálními rozvody, bývá taktéž napraven automaticky.

Blackout je úplný výpadek proudu. Blackout nelze napravit automaticky, v závislosti na velikosti zasaženého území a charakteru sítě je možné obnovit toky proudu v řádu minut až týdnů. Mezi nejvýznamnější blackouty posledních let patří například: září 2003 v Itálii (výpadek na 95 % území), červenec 2004 v Řecku, leden 2007 v Polsku (v důsledku hurikánu Kirill), říjen 2008 ve Francii (silná bouře poškodila vedení) nebo leden 2008 v Polsku (přepětí polské soustavy v důsledku náporu elektřiny ze severoněmeckých větrných elektráren).

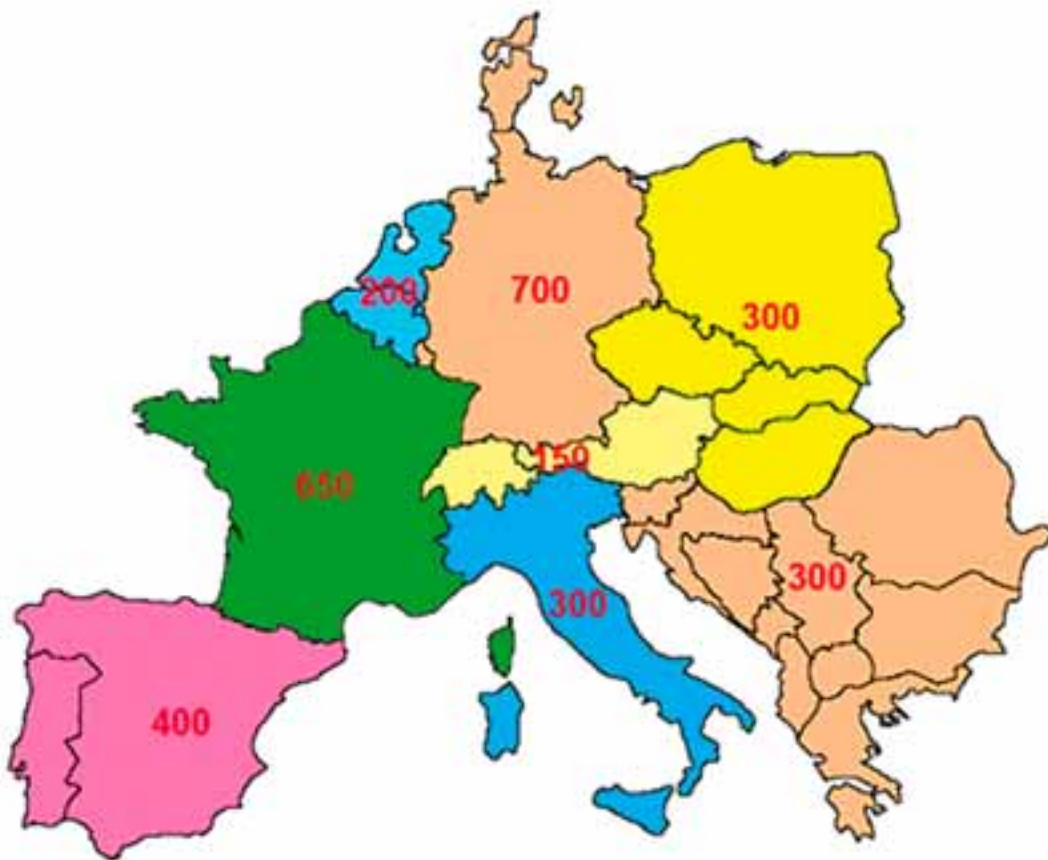
Dojde-li k výpadku elektrárenského bloku, převezmou jeho výkon ostatní synchronně pracující generátory v závislosti na jejich elektrické vzdálenosti od místa výpadku. Toto nahrazování funguje na principu solidarity napříč celou sítí, v případě České republiky tedy UCTE. Sít' je rozdělena na osm oblastí, které dohromady disponují primární regulační rezervou ve výši 3 000 MW.³³⁸ Zapojení náhradních zdrojů a vyrovnaní výkonu pomocí primárních záloh probíhá do 15–30 sekund od vzniku výpadku v závislosti na jeho velikosti.³³⁹

338 Na Českou republiku připadá 90 MW, Slovensko 34 MW, Maďarsko 37 MW a Polsko 163 MW.

Máslo, K. (n.d.). *Řízení frekvence – bilance činných výkonů v ES*. Přednáška k předmětu Řízení ES, Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava, Fakulta elektrotechniky a informatiky, Katedra elektroenergetiky. Dostupné z http://feil.vsb.cz/kat410/studium/studijni_materialy/res/Prednaska_Rizeni_frekvence3_Maslo.pdf

339 Výpadek projevující se změnou frekvence do 100 mHz do 15 sekund, u výpadků se změnou frekvence 100–200 mHz do 30 sekund.

Obr. 21: Rozmístění primárních regulačních záloh v jednotlivých regulačních oblastech soustavy UCTE (ENTSO-E)³⁴⁰



Při obnovování výkonové rovnováhy navazuje na primární regulaci regulace sekundární,³⁴¹ jejímž úkolem je do 15 minut nahradit výkon poskytnutý v rámci principu solidarity výkonem pocházejícím z regulační oblasti výpadku. Není-li v oblasti k dispozici dostatečná sekundární rezerva k pokrytí chybějícího výkonu, aktivuje dispečink rychle startující rezervu (přečerpávající vodní elektrárny nebo elektrárny Vltavské kaskády). Terciární rezerva potom slouží k nahrazení vyčerpaných kapacit sekundární rezervy. Pro terciární regulaci se používá točivá rezerva na blocích dosažitelná do 30 minut. Pro dlouhodobější pokrývání výkonové nerovnováhy slouží dispečerská záloha, která je tvořena odstavenými bloky schopnými najetí do specifikované doby od pokynu od dispečera.³⁴²

340 Máslo, K. (n.d.). *Řízení frekvence – bilance činných výkonů v ES*. Přednáška k předmětu Řízení ES, Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava, Fakulta elektrotechniky a informatiky, Katedra elektroenergetiky. Dostupné z http://feil.vsb.cz/kat410/studium/studijni_materialy/res/Prednaska_Rizeni_frekvence3_Maslo.pdf

341 Primární regulace je zaměřena na udržení frekvence, jejíž pokles se může objevit v souvislosti s výpadkem zdrojů. Cílem sekundární regulace je kromě frekvence (f) i výkon (P). V literatuře se proto označuje jako sekundární regulace f a P . Je důležité si uvědomit, že nebezpečná změna frekvence souvisí nejen s výpadkem zdroje (nedostatek), ale i významnějším výpadkem na straně spotřeby. Primární záloha tak musí fungovat oběma směry, aby vždy docházelo k úpravě frekvence na požadované hodnoty.

342 Máslo, K. (n.d.). *Řízení frekvence – bilance činných výkonů v ES*. Přednáška k předmětu Řízení ES, Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava, Fakulta elektrotechniky a informatiky, Katedra elektroenergetiky. Dostupné z http://feil.vsb.cz/kat410/studium/studijni_materialy/res/Prednaska_Rizeni_frekvence3_Maslo.pdf

6.2.1.2 Uhlí

Uhlí patří mezi energetické suroviny – tedy mezi nerosty, z nichž je možno získávat energii.³⁴³ Energetické suroviny se dělí na kaustobiolity a radioaktivní suroviny. Kaustobiolity jsou hořlavé uhlovodíky vzniklé nahromaděním odumřelé organické hmoty (nekromasy), jejího překrytí vrstvou jiné horniny, takže vlivem času, teploty a tlaku může dojít k jejímu prouhelnění (karbonifikaci), kdy se postupně zvyšuje obsah uhlíku a snižuje obsah vodíku a kyslíku.³⁴⁴ Kaustobiolity se dělí na dvě řady: (1) uhelnou: rašelina, lignit, hnědé uhlí, černé uhlí, antracit; a (2) živičnou: ropa, roponosné písky, roponosné břidlice, zemní plyn, hydráty metanitu, ozokerit, minerální vosky nebo asfalt. Mezi (přírodní) radioaktivní suroviny potom patří uran, thorium a radium.³⁴⁵

Klasifikace kaustobiolitů uhelné řady není sjednocena. Existují klasifikace dle norem, kterým podléhají (u nás např. ČSN ISO), klasifikace vypracované institucemi (např. *Working Party on Coal, Economic Commission for Europe UN*), případně klasifikace soukromých osob (např. dle geologa Václava Havleny).³⁴⁶ Z hlediska vývoje uhlí lze identifikovat tři základní stadia:

Rašelina ($C_{50}H_{60}O_{20}$) obsahuje (v původním vytěženém) vzorku velké množství vody (75–95 %) a kolísavý podíl nekromasy různého stupně rozkladu. Vzhledem k nízké výhřevnosti (do 15 MJ/kg) není příliš vhodná pro výrobu tepla, používá se tak hlavně v zemědělství, zahradnictví, lázeňství apod. Jako palivo je využívána jen v některých státech (převážně ve Finsku, Irsku, Rusku, Estonsku, Kanadě), a to zejména v místech výskytu, neboť kvůli nízké energetické hustotě je neekonomické rašelinu transportovat.

Hnědé uhlí ($C_{60}H_{60}O_{12}$) vzniká poklesem rašeliny do větších hloubek, kde podléhá teplotám cca 150–200 °C. Za těchto podmínek dochází k intenzivnější karbonifikaci, hnědé uhlí tak obsahuje zhruba 60–75 % uhlíku a v původním vzorku o polovinu méně vody než rašelina (přes 30 %), jeho výhřevnost se pohybuje okolo 17–23 MJ/kg. Přechodová fáze mezi rašelinou a hnědým uhlím se nazývá lignit, jenž je někdy řazen do skupiny hnědého uhlí. Obvyklé využití hnědého uhlí je ve výrobě elektřiny, tepla a v chemickém průmyslu.³⁴⁷

Černé uhlí ($C_{70}H_{50}O_7$) vzniká dalším poklesem uhelné vrstvy do větších hloubek a další karbonizací hnědého uhlí. Původní vzorek obsahuje malé množství vody (přes 5 %) a velké množství uhlíku (až 92 %), což ve výsledku znamená výhřevnost zhruba 24 až 32 MJ/kg. V delších časových horizontech vzniká antracit, což je nejvyšší stadium uhelné hmoty. Hodnota uhlíku se pohybuje mezi 92 a 97 %, vody 2 až 5 %. V extrémních případech se černé uhlí přeměňuje na grafit. Černé uhlí se využívá pro výrobu elektřiny, koksu³⁴⁸ a v chemickém průmyslu; antracit lze využít pouze pro výrobu elektřiny.

343 Jirásek, J., & Vavro, M. (2008). *Základní pojmy*. Studijní materiál Ministerstva školství, mládeže a tělovýchovy ČR & Vysoké školy báňské – Technické univerzity Ostrava. Dostupné z <http://geologie.vsb.cz/loziska/suroviny/index.html>

344 Petránek, J., & Synek, J. (n.d.). Uhlí. In *Geologická encyklopedie on-line*. Dostupné z <http://www.geology.cz/aplikace/encyklopedie/term.pl?uhli>

345 Jirásek, J., & Vavro, M. (2008). *Základní pojmy*. Studijní materiál Ministerstva školství, mládeže a tělovýchovy ČR & Vysoké školy báňské – Technické univerzity Ostrava. Dostupné z <http://geologie.vsb.cz/loziska/suroviny/index.html>

346 Dopita, M., & Havlena, V., & Pešek, J. (1985). *Ložiska fosilních paliv*. Praha: SNTL.

347 Jirásek, J., & Vavro, M. (2008). *Využití uhlí*. Studijní materiál Ministerstva školství, mládeže a tělovýchovy ČR & Vysoké školy báňské – Technické univerzity Ostrava. Dostupné z http://geologie.vsb.cz/loziska/suroviny/vyuziti_uhli.html

348 Metalurgický koks vzniká za ohřevu uhlí až na teploty okolo 1 000 °C bez přístupu vzduchu. Oproti původnímu vzorku obsahuje koks řádově vyšší množství kyslíku a vodíku a nabízí vyšší výhřevnost. Díky těmto vlastnostem je koks nejvhodnějším palivem pro hutnický průmysl, kde jsou vyžadovány vysoké teploty a efektivita spalování. Jirásek, J., & Vavro, M. (2008). *Využití uhlí*. Studijní materiál Ministerstva školství, mládeže a tělovýchovy ČR & Vysoké školy báňské – Technické univerzity Ostrava. Dostupné z http://geologie.vsb.cz/loziska/suroviny/vyuziti_uhli.html

Obecně lze říci, že s přibývajícím časem a zvyšující se hloubkou uhelné vrstvy v uhlí stoupá energetický obsah a klesá poměr vodíku k uhlíku.³⁴⁹

Tab. 23: Klasifikace uhlí dle obsahu vody a uhlíku³⁵⁰

Vyšší obsah vody		Vyšší obsah uhlíku / vyšší energetická hustota		
Lignit (podíl na výskytu 17 %)	Hnědé uhlí (30 %)	Černé uhlí (52 %)		Antracit (1 %)
		Elektrárenské	Metalurgické (koksovatelné)	
Elektřina	Elektřina, výroba cementu, vytápění	Elektřina, výroba cementu, vytápění	Výroba železa a oceli	Vytápění

Počátky využití uhlí jako zdroje energie datují archeologové do doby zhruba před 120 000 lety, kdy se jím zahřívali lovci na území dnešního Německa. Před 10 000 lety využívali starověcí Číňané uhlí k topení, ale i k výrobě litých kovů. V některých dalších částech světa jsou stopy užití uhlí datovány do doby bronzové (zhruba 2 000–1 000 před Kristem). Extenzivní užití uhlí začalo v Číně zhruba v 11. století, kdy se významně rozšířily oblasti trpící nedostatkem dřeva (z něž se vyrábělo dřevěné uhlí). V Evropě se tento trend objevil až o několik století později, jeho nástup byl navíc zpomalen určitými předsudky, které se vztahovaly k silnému zápachu, jenž pálené uhlí vydávalo a který měli Evropané spojený s čarodějnictvím a kacířstvím.³⁵¹ Během 17. a 18. století ale uhlí zvítězilo, neboť dřevo neposkytovalo takovou výhřevnost a jeho produkce dosahovala svých limitů – kromě zdroje energie se dřevo využívalo ke stavbě budov a lodí.³⁵²

Dnes se uhlí využívá zejména jako palivo – tři čtvrtiny spotřeby uhlí připadají na výrobu elektřiny, domácnosti jej využívají jako zdroj tepla pro vaření a vytápění a neméně důležitá je i role uhlí jako vstupní suroviny pro chemický průmysl, popřípadě koksovaného uhlí pro metalurgický průmysl (na výrobu 1 000 tun oceli je ve vysokých pecích potřeba 600 tun uhlí).³⁵³ Rozložení v roce 2006 vypadalo asi takto: v elektrárnách se spotřebovalo 74 %, v ocelárnách 13 % a v teplárenství, při výrobě cementu, hliníku a dalších produktů zbylých 13 % veškerého spotřebovaného uhlí.³⁵⁴

6.2.1.2.1 Zásoby uhlí

Stejně jako u ropy nebo plynu se u uhlí zásoby dělí na 3P – prokázané (*proved*: množství uhlí určené průzkumem, které lze vytěžít při současných cenách a technologiích), pravděpodobné (*reserves*: množství uhlí určené průzkumem) a předpokládané (*resources*: množství uhlí, které se ve slojích může nacházet).³⁵⁵ Stejně jako u ropy nebo plynu se velikost prokázaných rezerv pohybuje dle současných cen a současných technologií. V praxi to znamená hloubku uhelné sloje maximálně 1,8 km a mocnost větší než 35–80 cm. Hodnota světových (pravděpodobných) zásob uhlí se dnes pohybuje okolo 850 miliard tun, přičemž více než polovina z tohoto množství je kvalitnější černé uhlí. Na rozdíl od živých uhlovodíků (ropa, plyn)

349 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 61.

350 Höök, M. (2007). *Coal Fundamentals: A Brief Overview*. Dostupné z webových stránek Uppsala Universitet, Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group: <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Popular/CoalBasics.pdf>, s. 3.

351 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 56.

352 Tamtéž.

353 Tamtéž, s. 63.

354 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 74.

355 IEA. (2009). *Coal Information 2009*. Paris: IEA Publications, s. 9.

jsou zásoby uhlí rozprostřeny více rovnoměrně – Evropa, Asie a Severní Amerika disponují každá zhruba větší čtvrtinou uhelných zásob, menší podíly připadají na Oceánii (9 %), Afriku (6 %), Jižní Ameriku (2 %) a malé množství uhlí lze nalézt i na Blízkém východě (0,2 %).³⁵⁶

6.2.1.2.2 Těžba

U uhlí existují dva základní způsoby těžby – povrchové a hlubinné doly. Odhady výnosnosti těžby a zvolená technika závisí zejména na mocnosti sloje a jejímu poměru k mocnosti nadloží, důležitou roli ale hrají i další ukazatele jako například struktura a stabilita nadloží, přítomnost nebo blízkost podzemních vod. Je-li ekonomické velkým rypadly shrnout svrchní vrstvu k přístupu ke sloji, děje se tak. V opačném případě – obvykle u hloubek přesahujících 50–100 metrů se hloubí důlní šachty, kde horníci vyrubávají uhlí ze sloje. Výhody a nevýhody obou způsobů jsou zřejmé: povrchová těžba je mechanizovanější a efektivnější v poměru nasazené pracovní síly k výsledku. Nabízí větší výtěžnost zdroje (až 90 % oproti 60 % v případě hlubinné těžby),³⁵⁷ zároveň však produkuje méně kvalitní uhlí³⁵⁸ a obvykle s sebou nese výraznější zásahy do životního prostředí a krajinného rázu. Povrchová těžba je také méně nebezpečná, nehrozí zde závaly, výbuch metanu nebo respirační choroby. Pracovních úrazů je zde zhruba o polovinu méně.³⁵⁹ Existuje několik způsobů pro obě základní těžební techniky, u povrchové těžby záleží kromě geologie sloje i na terénu v místě dolu – kopcovité oblasti kladou větší nároky zejména na nakládání s odtěženou vrstvou nadloží.³⁶⁰ Hloubka, ve které se sloje nacházejí, se liší region od regionu. Například v Apalačských horách se jedná o méně než 100 metrů, ve Francii je třeba překonat zhruba 400 metrů nadloží a v německém Porúří 700 metrů.³⁶¹ Většina uhlí (zhruba 60 %) je dnes celosvětově těžena hlubinnou těžbou. Mezi výjimky z tohoto pravidla patří například Austrálie, největší exportér uhlí, jejíž produkce pochází z 80 % z povrchových dolů.³⁶²

Tab. 24: Fáze těžebního projektu³⁶³

(1) Průzkum			(2) Těžba					(3) Rekultivace
Předběžné schválení	Plán těžby	Výstavba pomocné infrastruktury	Čištění území	Skrývka /hloubení šachty	Těžba	Odvoz, skladování	Drcení, úpravy	

356 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 64–65.

357 Cockrell School of Engineering. (n.d.) *Coal Utilization*. Dostupné z: http://www.che.utexas.edu/course/che359&384/lecture_notes/topic_3/Chapter3.pdf, s. 40.

358 Povrchová těžba je neselektivní – rypadla těží všechno, co leží. Naproti tomu horníci zkušeným okem vybírají kvalitní místa, zatímco okolní horninu nechávají netknout; z geologické definice se také povrchová těžba soustředí na méně kvalitní uhlí, což mírně kompenzuje její výhody v masové produkci.

359 Cockrell School of Engineering. (n.d.) *Coal Utilization*. Dostupné z: http://www.che.utexas.edu/course/che359&384/lecture_notes/topic_3/Chapter3.pdf, s. 40.

360 U slojí nacházejících se při povrchu svahů lze použít techniku, kdy se hloubí vrstevnicové příkopy v rovnoběžkách směrem od paty k vrcholu kopce, přičemž odtěženou horninou z vrchních příkopů se zaplňují ty spodní.

361 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 68.

362 Höök, M. (2007). *Coal Fundamentals: A Brief Overview*. Dostupné z webových stránek Uppsala Universitet, Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group: <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Popular/CoalBasics.pdf>, s. 3.

363 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 63.

Základní metody hlubinné těžby jsou dvě: (1) metoda „sálů a sloupů“, kdy se prostřední z každých devíti pomyslných políček vodorovného průřezu slojí nechávají netěžené a jejich další funkce je podpírat strop sloje (dovolují-li to okolnosti, mohou být nakonec také odtěženy); (2) metoda „dlouhého průřezu“, kdy těžbu zajišťují velké hydraulické systémy těžící naráz 100–400 metrů široký průřez a které zároveň slouží jako provizorní pilíře. Po odtěžení dané části sloje tyto stroje odjedou a stropy jsou tak ponechány ke zborcení. Tato metoda je v porovnání s metodou „sálů a sloupů“ nákladnější a zdoluhavější, nicméně dosahuje větší výtěžnosti.

Povrchová těžba se dělí na kontinuální a diskontinuální. Kontinuální těžba se využívá u souvislých povrchových vrstev uhlí umožňujících využití velkých kolesových rypadel.³⁶⁴ Diskontinuální těžba je nutná v místech nepravidelného rozložení uhlí v povrchové vrstvě – využívají se zde spíše bagry a menší rypadla.³⁶⁵

Obr. 22: Kontinuální povrchová těžba v německém dole Garzweiler³⁶⁶



364 Největší stroj, jaký kdy byl vyroben, je s rozměry 240 x 96 x 46 metrů a hmotností 13 500 tun kolesové rypadlo Bagger 288 společnosti ThyssenKrupp. Koleso, kterým odkrajuje uhelnou vrstvu, má průměr necelých 22 metrů a skládá se z 18 rypadel o objemu 18 x 6,6 m². Díky frekvenci 48 otáček za minutu dokáže za jeden den přemístit 240 000 m³ materiálu. Obsluhu rypadla tvoří čtyři lidé. Ideje.cz. (n.d.). *Hvězdný exkavátor Bagger 288 svádí boj s uhlím*. Dostupné z <http://www.ideje.cz/cz/clanky/hvezdny-exkavator-bagger-288-svadi-boj-s-uhlim>

365 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 63.

366 Kobert, R. (n.d.). *Tagebau Garzweiler 02*. Dostupné z http://www.fotografie.fabrik1design.de/wpcontent/myfotos/garzweiler/tagebau_garzweiler_02.jpg

6.2.1.2.3 Zpracování

Přeprava a využití vytěženého uhlí by bylo neekonomické a neekologické. Uhlí se proto po vytěžení vymývá, což v podstatě znamená redukci podílu prachu na celku. Prvně se nicméně uhlí drtí, přesívá (čímž se odstraňují malé částičky, které jsou nevhodné k vymývání) a nakonec je ponořeno do roztoku, jehož hustota umožňuje oddělení lehčího uhlí od těžších rud. Z jedné tuny vytěženého uhlí se tak při mezních nákladech 3 USD/t vydělí 0,65 tuny vymytého uhlí. Stanice k vymývání uhlí zpravidla dosahují kapacity několika stovek tun uhlí za hodinu.³⁶⁷ Čím větší část vytěženého materiálu se odplaví, tím více je odpadních hmot. V ceně vysoce výhřevného, koncentrovaného uhlí tak bývají započítány i náklady na sanaci odpadů po vymytí.

6.2.1.2.4 Transport

6.2.1.2.4.1 Námořní přeprava

Velké objemy transportované při relativně nízkých nákladech činí z námořní dopravy prakticky jedinou ekonomicky přijatelnou možnost transportu uhlí. Z povahy věci je námořní přeprava spojena především s mezinárodním obchodem, jenž se z 90 % odehrává na moři. K přepravě se užívají čtyři základní typy nákladních lodí: Capesize (80 000–175 000 DWT), Panamax (65 000–80 000 DWT), Handymax (35 000–65 000 DWT) a Handysize (10 000–35 000 DWT).

6.2.1.2.4.2 Pozemní přeprava

Typ použité pozemní přepravy závisí na množství, vzdálenosti, nákladech, flexibilitě, spolehlivosti a také environmentálních důsledcích. V dnešní době je většina vnitrozemsky transportovaného uhlí převážena nákladními vlaky (60–70 %). Lze nicméně využít i říční přepravy (5–15 %), nákladních automobilů (10–15 %), běžících pásů (8–10 %) nebo potrubí (do 1 %).³⁶⁸

Po železnici je možné uhlí přepravovat víceúčelovými nákladními vlaky nebo vlaky zvlášť určenými pro transport uhlí. Víceúčelové nákladní vlaky uvezou v průměru zhruba 3 000 tun, využívají se pro cesty dlouhé cca 150–800 (a více) km rychlostí maximálně 110 km/h. Uhelové vlaky skládající se ze 4–6 lokomotiv a zhruba 100 vagónů (do jednoho lze naložit okolo 100 tun uhlí) se typicky využívají pro delší trasy (400–3 200 km), po kterých převážejí 7 500–12 500 tun uhlí. Vzhledem k této hmotnosti je jejich rychlost omezena na 65 km/h.³⁶⁹

Říční transport je řešen nákladními prámy, jejichž kapacita se pohybuje okolo 1 500 tun uhlí. Dodávky většinou probíhají pomocí vícero (typicky 10) takových prámů pohybujících se současně rychlostí zhruba 10 km/h. Kapacita nakládacích a vykládacích stanic se pohybuje mezi 1 000–4 000 tunami za hodinu. Energetické nároky prámů se pohybují okolo 400 Btu/tuna/míle pro plavbu po proudu až po 1 000 Btu/tuna/míle pro plavbu proti proudu.³⁷⁰

367 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 69.

368 Ewart, E. (2002). *Coal Supply and Demand Fundamentals*. Dostupné z webových stránek Carnegie Mellon University, Electricity Industry Center: http://wpweb2.tepper.cmu.edu/ceic/SeminarPDFs/Ewart_CEIC_Seminar_11_25_02.pdf, s. 15.

369 Cockrell School of Engineering. (n.d.) *Coal Utilization*. Dostupné z: http://www.che.utexas.edu/course/che359&384/lecture_notes/topic_3/Chapter3.pdf, s. 62.

370 Tamtéž, s. 67.

Nákladní automobily se pohybují po běžných silnicích a dálnicích, jeden náklad představuje 15–30 tun uhlí přepravovaných do vzdálenosti cca 100 km. Offroad automobily, jimž je přístup na silnice zakázán a jejichž náklad dosahuje až 200 tun, jsou využívány pro spotřební místa lokalizovaná poblíž dolů – do vzdálenosti zhruba 25 km. Nespornou výhodou automobilové dopravy je vysoká flexibilita, na druhou stranu jsou tu však vysoké energetické nároky (2 500 Btu na tunu a míli pro silniční automobily a 1 900 pro off-roady), vysoké provozní náklady a extenzivní zatěžování silnic a dálnic.³⁷¹

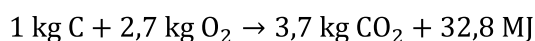
Uhelné potrubí je technika, kdy se uhlí rozdrtí na prášek, smísí s transportní tekutinou (voda, metanol, ropa aj.) a poté transportuje potrubím vybaveným pumpovacími stanicemi v rozestupu 130–160 km. V místě určení je uhlí od tekutiny odděleno, a ta je následně využita, nebo vypuštěna. Tento způsob dopravy se v praxi příliš nepoužívá. Příkladem budiž The Black Mesa pipeline (273 tun, 4,8 Mt ročně) spojující oblast Kayenta v Arizoně s nevadskou elektrárnou Mojave. Oproti železnici má potrubí dvě nevýhody: menší operační flexibilita (pevná trasa a rychlost jen okolo 6 km/h) a vyšší spotřeba vody (800–1 000 litrů na tunu přepraveného uhlí v případě jednosměrného transportu, 200–250 l/t v případě, že je voda recyklována) – tento problém odpadá užitím ropy nebo methanolu jako transportního média, neboť obě látky jsou kapalné a hořlavé. Na druhou stranu je ovšem potřeba mít v dosahu jejich dostatečné zásoby.³⁷²

Běžící pásy jsou ze své podstaty vhodným řešením pro kopcovité úseky do 25 km, přičemž jen zřídka přesahují délku 15 km. Nepotřebují vodu, mohou být poháněny elektřinou z místa, kam dodávají uhlí, ale na druhou stranu jsou poměrně energeticky náročné: 20 000–50 000 Btu/tuna/míle. Americké pásy jsou stacionární, v Evropě jsou používána i zařízení přenosná.

6.2.1.2.5 Využití

Jak už bylo zmíněno, pro energetické účely se využívají zhruba tři čtvrtiny vytěženého uhlí. Uhelné elektrárny pracují vícestupňově – proces výroby elektřiny se odehrává v několika krocích (energetických konverzích), které mají specifickou účinnost. Výsledná účinnost elektrárny je rovna násobku účinností všech kroků. V uhelné elektrárně najdeme následující tři stupně:

(1) Konverze chemické energie na tepelnou: spalování uhlí. V kotli se odehrává exotermická reakce, při níž se uvolňuje teplo. Spalování uhlí probíhá při 1 300–1 700 °C a vyžaduje velké množství kyslíku, jak naznačuje následující rovnice probíhající reakce:³⁷³



(2) Konverze tepelné energie na kinetickou: kotel. Uvolněné teplo je využito k ohřevu vody proudící v trubkách na vnitřní stěně kotle a její přeměně na páru, pára o vysoké teplotě a tlaku (nejmodernější elektrárny využívají tzv. superkritické páry o teplotě 500–600 °C a tlaku 25 MPa) se rozpíná a skrze turbínu směřuje do kondenzátoru, kde se ochlazuje a v kapalné podobě směřuje zpět do kotle.

I když moderní elektrárny pracující se superkritickou párou mají kvůli nutnosti využití odolnějších materiálů vyšší investiční náklady, jejich operační náklady jsou o zhruba 15 % nižší díky vyšší účinnosti. Z Carnotova cyklu (určujícího maximální efektivitu tepelného stroje) vyplývá, že účinnost je

371 Tamtéž, s. 68.

372 Tamtéž, s. 66.

373 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 26.

dána rozdílem teplot média (zde páry) na vstupu a na výstupu. Vyšší vstupní teplota superkritické páry znamená zvýšení účinnosti ze zhruba 38 % obvyklých u konvenčních elektráren až na zhruba 47 %.³⁷⁴

(3) Konverze kinetické energie na elektrickou: generátor. Na stejné ose jako turbína bývá z důvodu maximální účinnosti umístěna i osa generátoru. Uvnitř statického magnetického pole v generátoru se na ose otáčí smyčka z vodivého materiálu, na jejíchž koncích v duchu Faradayova zákona elektromagnetické indukce vzniká střídavé elektrické napětí. Čím rychleji se smyčka otáčí (v elektrárnách je běžná frekvence 3 000 otáček za minutu), tím větší je indukované napětí.³⁷⁵

Ještě předtím, než je uhlí spalováno, je nutné jej naposledy upravit. Do skladů elektráren se přivážejí kusy o velikosti zhruba 5 cm v průměru. Z haldy u elektrárny je uhlí běžícím pásem přiváděno do mlýnů, kde je drceno na jemný prášek. Ten je následně mísen se vzduchem a vháněn do kotle.

Uhelné elektrárny se stejně jako ty jaderné skládají z bloků. Blok tvoří kompletní výrobní zařízení: mlýn, kotel (parogenerátor), turbína, generátor, odlučovač popílku, chladicí věže, blokový transformátor a odsiřovací zařízení. V ČR je obvyklý výkon jednoho bloku 200 MW.³⁷⁶

Box 9: Elektrárna Dětmarovice³⁷⁷

Výkon: 4 x 200 MWe
Roční produkce: 2,5 TWh elektřiny, 800 TJ tepla
Spalované uhlí: 22 MJ/kg z Ostravsko-karvinské pánve
Denní spotřeba: 1 600 tun (32 vagónů)
Chlazení: uzavřené (řeka Olše), dodávky tepla do Orlové

Kotel (4x):
Výška: 60 metrů
Teplota: 1 400 °C
Výkon: 650 tun páry za hodinu
Parametry páry: 540 °C, 17 MPa
Účinnost: 90 %
Mlýny: 4 okruhy o výkonu 36 tun za hodinu

Turbogenerátor:
Výkon: 200 MW
Otáčky: 3 000/min

374 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 73.

375 ČEZ, a. s. (n.d.). *Jak funguje uhelná elektrárna*. Dostupné z <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektřiny/uhelne-elektřiny/flash-model-jak-funguje-uhelna-elektřarna.html>

376 Tamtéž.

377 ČEZ, a. s. (n.d.). *Elektrárna Dětmarovice*. Dostupné z <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektřiny/uhelne-elektřiny/cr/detmarovice.html>

Obr. 23: Elektrárna Dětmarovice

6.2.1.2.5.1 Další možnosti spalování

Spalování ve fluidní vrstvě

Tento způsob využívá svislého proudu vzduchu, který nadnáší 3mm částice uhlí, které se tak po celou dobu spalování drží rozptýlené ve vzduchu. Ačkoliv tento způsob vykazuje o 3–4 % nižší tepelnou účinnost, jeho výhodami jsou značná palivová flexibilita (lze zde spalovat všechno od uhlí až po komunální odpad) a ekonomicky nenáročná filtrace nežádoucích produktů – trvale rozptýlené částice umožňují efektivní spalování za atmosférického tlaku a při teplotách 850–950 °C, což jsou teploty, při kterých ještě nedochází k reakci kyslíku a dusíku a vzniku oxidů dusíku, a povaha spalování umožňuje snadnou instalaci kalcitových filtrů pro zachycení emisí síry.

Možností, jak zvýšit účinnost fluidního spalování potenciálně až na 45 %, je tlakování vzduchu na vstupu do kotle na 1,2–2,5 MPa a mírné snížení teploty na 800–900 °C.³⁷⁸

378 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 74; U.S. Department of Energy. (n.d.). *Fluidized Bed Technology – Overview*. Dostupné z http://www.fossil.energy.gov/programs/powersystems/combustion/fluidizedbed_overview.html

6.2.1.2.5.2 Kombinovaná výroba tepla a elektřiny (kogenerace)

Kogenerace dosahuje vysoké účinnosti (až k 60 %) díky menšímu množství odpadního tepla. Tepelný stroj přemění část příchozí energie na práci a zbývající část nutně musí odevzdat okolí – oproti výrobě elektřiny je tak část této odpadní energie využita k výrobě tepla, což zvyšuje množství využité energie a snižuje množství odpadní energie. V praxi je nicméně toto řešení spíše ojedinělé: investiční náklady jsou vyšší kvůli turbíně, která musí být dostatečně flexibilní, aby mohla vyrábět elektřinu a teplo, nebo elektřinu samotnou. Kogenerace může probíhat jen tehdy, existuje-li současně poptávka po elektřině i po teple. V případě nedostatečné poptávky po teple a výrobě pouze elektřiny jsou tyto elektrárny oproti konvenčním elektrárnám zbytečně nákladné. Jejich využití se tak omezuje na chladnější regiony (typicky Skandinávie) s dlouhou topnou sezónou. Elektrárna musí být také umístěna v blízkosti aglomeračních center, neboť ztráty při dálkovém rozvodu tepla jsou řádově vyšší než u elektřiny.³⁷⁹

Příkladem může být dánská elektrárna Avedøre schopná spalovat uhlí, zemní plyn i biomasu. V posledních 15 letech vystřídala všechny možnosti, neboť po celonárodním zákazu spalování uhlí v roce 1996 přešla na zemní plyn a poté postupně na biomasu, která dnes představuje 100 % paliva. Elektrárna dosahuje výkonu 200 MWe a účinnosti 55 % při kombinované produkci a 300 MWe a 42 % účinnosti při výrobě pouze elektřiny.³⁸⁰

6.2.1.2.5.3 Spalování pomocí integrovaného gasifikačního kombinovaného cyklu (IGCC)

IGCC znamená velmi čisté spalování při poměrně vysoké účinnosti. Zároveň ale o 30 % vyšší investiční náklady a o 15 % vyšší provozní náklady ve srovnání s konvenční uhelnou elektrárnou. IGCC využívá velkých tlakových nádob (gasifikátorů),³⁸¹ v nichž se z uhlí uvolňuje syntetický plyn. Uhlí je v nich spalováno za teploty mezi 1 300 a 1 600 °C a tlaku 2–8 MPa. Energetická náročnost tohoto zařízení je kompenzována zapojením kombinovaného cyklu: na prvním stupni dochází ke spalování plynu, který se rozpíná a pohání první turbínu. Odpadní zahřátý plyn je pak směřován do tepelného výměníku, kde předává svoji vnitřní energii vodě nebo páře, která na druhém stupni pohání parní turbínu. Celková účinnost IGCC přesahuje 40 %, přičemž cílem je až 50 %. Největší výhodou stojící proti vysokým nákladům je palivová flexibilita a v porovnání s konvenčními elektrárnami výrazně čistší spalování (zplodiny z uhlí jsou zachytávány v uzavřeném gasifikátoru a do ovzduší jsou vypouštěny prakticky jen odpady ze spalování poměrně čistého syntetického plynu. Podmínky gasifikátoru navíc umožňují snadné zapojení zařízení, které by zachytávalo a zpracovávalo oxid uhličitý. V současné době jsou však IGCC elektrárny spíše v experimentálním provozu, neboť dokud nebude zavedeno zdanění emisí CO₂, nebude jejich provoz ekonomicky výhodný.³⁸²

379 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 74.

380 Tamtéž, s. 75.

381 Například gasifikátor IGCC elektrárny v Tampě měří 40 metrů na výšku a váží 680 tun. Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 75.

382 Tamtéž, s. 75.

6.2.1.2.6 Trh

6.2.1.2.6.1 Nejvýznamnější producenti na trhu s uhlím

6.2.1.2.6.1.1 Austrálie

Nejvýznamnější australská naleziště se nacházejí na východě země v provinciích Queensland a Nový Jižní Wales. Australská produkce, jejíž 78 % je exportováno, pochází ze zhruba 100 převážně povrchových dolů dosahujících hloubek cca 70 metrů. 200 metrů dosahují hlubinné doly, jichž je zhruba 20 %. V roce 2006 zaměstnával australský uhelný průmysl 35 000 lidí, což je oproti 10 000 z roku 2004 znatelný nárůst (o 250 %). V souvislosti s o poznání menším nárůstem produkce ve stejném období (z 351 na 367 tun – tedy o necelých 5 %) při zachování obdobných těžebních podmínek lze konstatovat jistý pokles produktivity.

Australský uhelný sektor je téměř stoprocentně privatizován a více než polovina australské produkce a australského exportu připadá na čtyři společnosti: BHP, Rio Tinto, Xstrata a Anglo. Stále významnějším trendem jsou dílčí akvizice asijských společností na australském trhu.

Tab. 25: Struktura australské produkce

Společnost	Dolů	Produkce (Mty, 2006)	Export (Mty, 2006)
BHP – Billiton	16	45	40
Rio Tinto	8	37	31
Xstrata	21	54	40
Anglo Coal	7	31	20
Σ /celek	52	167/314	131/237
Podíl na celku		53 %	55 %

Silnou stránkou australského uhlí je dlouhodobá homogenita a dobrá kvalita. Na druhou stranu australské exporty trpí nedostatečnou kapacitou infrastruktury jak na pozemních cestách, tak donedávna i v přístavech.³⁸³ Jejich exportní kapacita (268 Mty v roce 2006) by bez rozšíření na současných zhruba 330 Mty³⁸⁴ nemohla stačit kontinuálně rostoucím exportům.

Těžební náklady při FOB cenovém mechanismu jsou odhadovány v rozmezí 21 USD/t pro povrchové doly v Queenslandu po 44 USD/t pro hlubinné doly v Novém Jižním Walesu.³⁸⁵

6.2.1.2.6.1.2 Indonésie

Indonésie se do mezinárodního obchodu zapojila teprve nedávno – moderní těžba uhlí zde byla zahájena teprve v 80. letech 20. století a významnějším exportérem se stala teprve až po roce 2000. Indonéský uhelný trh byl až do konce první dekády 21. století poměrně silně regulovaný. Jeho následné otevření bylo motivované rychlejším rozvojem domácí těžby k dalšímu navýšení exportů a saturaci domácí poptávky, která je tažena pokračující elektrifikací Indonésie pomocí uhelných elektráren. Zhruba dvě

383 Těmi nejvýznamnějšími jsou: Newcastle, Dalrymple Bay, Gladstone, Hay Point, Abbot Point, Port Kembla a Brisbane.

384 Více viz: Australian Coal Association. (n.d.). *Ports and Transport*. Dostupné z: <http://www.australiancoal.com.au/ports-and-transport.html>; Fraser, A. (2011, 2. červen). State proposes \$6bn coal port expansion. *The Australian*. Dostupné z <http://www.theaustralian.com.au/>

385 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 44.

třetiny produkce pochází z provincií Východní a Jižní Kalimantan na Borneu. Téměř 100 % uhlí se těží v povrchových dolech. Šest společností se podílí na dvou třetinách indonéské produkce, a i když jsou údaje leckdy nepřehledné, dle odhadů zde působí více jak 500 společností.³⁸⁶

Tab. 26: Struktura indonéské produkce

Společnost	Produkce (Mty, 2006)	Export (Mty, 2006)	Pozn.
PT Adaro	34	34	místní
PT Kaltim Prima	34	25	Bumi Resources (místní)
PT Kideco	18	19	46 % Indika Energy (místní), 49 % Samtan (J. Korea)
PT Arutmin	16	16	Bakrie, Tata Power (Indie)
PT Berau Coal	11	11	místní
PT Indominco Mandiri	9	11	místní
Σ/celek	122/205	115/171	
Podíl na celku	59 %	67 %	

Indonéské exportní uhlí zpravidla nedosahuje kvalit obvyklých u ostatních významnějších exportérů. Více výhrevné uhlí proto Indonésie vyváží na „náročné“ trhy typu Japonsko, Čína, Jižní Korea, Tchaj-wan nebo Hongkong, pro méně kvalitní produkci hledá odbyt spíše na Filipínách, v Thajsku nebo Indii. Co se týče infrastruktury, ze všech exportních států má Indonésie nejvýhodnější geografické podmínky – dlouhé, protáhlé ostrovy a široké řeky minimalizují nutnost železniční či automobilové dopravy a do přístavů je to všude nedaleko. Indonésie disponuje zhruba 15 přístavy a 20 offshore nakládacími terminály, k nimž se uhlí transportuje plovoucími jeřáby nebo pomocí říčních prámů. Prámy uvezou 3 000–12 000 tun a v případě obchodu s nepříliš vzdálenými zeměmi někdy zajišťují veškeré dodávky bez nutnosti využití velkých námořních plavidel. I když jsou plány na rozšíření pozemní infrastruktury (například k dosažení kvalitních rezerv ve středním Borneu) rozvíjeny centrální vládou i soukromými společnostmi, exportní infrastruktura pravděpodobně nebude největší brzdou produkce a exportu. Důvodem je fakt, že většina indonéských obchodních partnerů jsou menší asijské spotřebitelé, jejichž přístavy nedokážou přijímat větší lodě než zmíněné říční prámy.

Indonésie má jedny z nejnižších produkčních nákladů na světě. Zásahu na tom má – jak již bylo naznačeno – převážně snadný vnitrozemský transport, ale i geologické faktory (povrchová těžba) a minimální náklady na pracovní sílu. Mzda průměrného horníka byla ještě před pěti lety na úrovni 50–100 dolarů měsíčně. Mezní náklady při FOB mechanismu a cenách z roku 2006 se odhadují v rozmezí 20 USD/t pro velké doly ve Východním Kalimantanu spravované jednou z šesti největších společností až po 35 USD/t pro menší a méně efektivní doly v Jižním Kalimantanu. Lze předpokládat růst mezní bariéry, a to zejména vzhledem k rostoucí ceně paliv – celosvětově, ale i lokálně kvůli stále menší ochotě centrální vlády udržovat dotované ceny ropných výrobků.³⁸⁷

³⁸⁶ Tamtéž, s. 46.

³⁸⁷ Tamtéž, s. 48.

6.2.1.2.6.1.3 Jihoafrická republika

Ačkoliv se JAR na celkovém exportu podílí pouze zhruba 8 %, její význam pro mezinárodní obchod s uhlím (a obzvláště atlantický trh) je neoddiskutovatelný. V JAR se nachází největší³⁸⁸ a nejefektivnější exportní přístav na světě (Richards Bay Coal Terminal), JAR udává cenové trendy pro evropské importy a od jihoafrické FOB ceny je odvozen index API4.³⁸⁹ Stejně tak je ovšem těžební průmysl klíčový pro JAR – představuje 16 % HDP, 50 % exportu, 20 % investic, 35 % kapitálu na jihoafrické burze JSE,³⁹⁰ 50 % přepravovaného objemu skrze železniční síť a přístavy.

Specifikem jihoafrického trhu je rasová otázka. V roce 2002 byl přijat zákon, který převedl nerostné zásoby do vlastnictví státu (dříve patřily vlastníkům pozemku podobně jako v USA), tudíž dnes lze udělovat těžební licence nezávisle na vlastníkovu půdy (všechny již uzavřené licence také byly přehodnoceny). Dle nového zákona je pro udělení licence nutné, aby společnost měla mezi vlastníky i černochy.³⁹¹

Téměř polovina jihoafrických rezerv se nachází v oblastech na okraji Johannesburgu (Highveld, Witbank). Uhlenná produkce je výrazně koncentrovaná – pět největších producentů kontroluje 86 % exportu.

Tab. 27: Struktura jihoafrické produkce

Společnost	Produkce (Mty, 2006)	Export (Mty, 2006)
Anglo Coal	59	19
BHP – Billiton	52	21
Sasol ³⁹²	47	4
Exxaro	24	2
Xstrata	21	13
Σ/celek	203/247	59/69
Podíl na celku	82 %	86 %

Roky 2007 a 2008 znamenaly další předěl v jihoafrickém uhelném průmyslu. Zaprvé, nedostatečná kapacita infrastruktury zabránila JAR zúčastnit se celosvětového vzestupu mezinárodního obchodu s uhlím (poptávkou tažené vysoké ceny nejen energetických surovin), a zadruhé, v lednu 2008 JAR čelila extenzivním výpadkům proudu. Důsledkem obou těchto událostí bylo rozhodnutí posílit exportní i vnitrostátní infrastrukturu.³⁹³ Největší brzdou rozvoje jihoafrických exportů nicméně zůstává 600km železniční transport mezi hlavní těžební oblastí a Richards Bay. Železnice o kapacitě 72 Mty je ve vlastnictví státu a vztahy mezi představiteli dráhy a zákazníky (těžebními společnostmi) jsou místy napjaté: těžaři požadují expanzi transportní kapacity, na což dráhy přistoupí jen tehdy, dostanou-li 20leté záruky využití

388 Alespoň do chvíle, než Austrálie dokončí expanzi svých přístavů, z nichž největší, Abbot Point, by mohl dosahovat až 350 Mty. Grant, M. (2011, 10. květen). Australia: Plan for Abbot point terminal development unveiled. *Dredging Today*. Dostupné z <http://www.dredgingtoday.com/>

389 API4 index je cena jedné tuny uhlí o výhřevnosti 25,12 MJ/kg (6 000 kcal/kg) a obsahu síry menším než 1 %, dopravené při cenovém mechanismu CIF do jednoho z hlavních evropských přístavů (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpy – tzv. ARA) lodí velikosti Capesize. Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. xxiii.

390 Dříve Johannesburg Stock Exchange.

391 Jedná se o část širšího programu nazvaného *Black Economic Empowerment*.

392 Sasol naprostou většinu své produkce využívá k výrobě kapalných uhlovodíků z uhlí (*coal to liquids* – CtL).

393 Příkladem budiž rozšíření terminálu Richards Bay z 72 na 91 Mty.

kapacit. Na to ale společnosti angažované v tak volatilním odvětví mohou jen stěží přistoupit. Takřka veškerá jihoafrická produkce pochází z povrchových dolů. Mezní náklady při FOB cenovém mechanismu se v roce 2006 pohybovaly v rozmezí 27 USD/t u nejeftivnějších dolů některé z pěti největších společností až 48 USD/t u menších lokálních společností.³⁹⁴

6.2.1.2.6.1.4 Rusko

Rusko má na světovém trhu podobnou roli jako JAR – představuje zhruba 12 % celkového exportu a po JAR a Kolumbii je třetím nejdůležitějším dodavatelem pro evropský trh.³⁹⁵ Rusko má druhé největší zásoby uhlí a ze všech významnějších producentů největší poměr rezerv k produkci.³⁹⁶ Rusko je zřejmě také nejvýznamnějším mezním producentem – světové a ruské FOB mezní náklady jsou zhruba ve stejné výši, takže klesá-li cena, Rusko je první zemí, která začne snižovat export. Specifikem ruského uhelného sektoru je jistý stupeň mezisektorové koordinace: například v roce 2007 jednala SUEK, největší ruská uhelná společnost, o sloučení s Gazpromem. Předpokladem bylo větší využití uhlí v energetickém mixu Ruska, které by Gazprom pokryl pomocí SUEK, a zbylo by tak více plynu pro export. Ruská uhelná produkce, na rozdíl od zbytku energetického sektoru, je z velké většiny v rukou soukromých společností.

Tab. 28: Struktura ruské produkce

Společnost	Produkce (Mty, 2006)	Export (Mty, 2006)
SUEK	89	28
Kuzbassrazresugol	41	18
Yuzhkuzbassugol	16	3
South Kuzbass	17	5
Russian Coal	14	2
SeverStal Resource	13	1
Sibuglemet	12	1
Raspadskaya	10	6
Σ/celek	212/309	63/77
Podíl na celku	69 %	82 %

Těžiště ruské produkce (zhruba 80 %) je v sibiřské oblasti Kuzbass. Bližší produkční data k jednotlivým dolům jsou jen obtížně dostupná. Ruská produkce obsahuje velmi málo síry, nicméně vlivem špatné kvality železničních vozů, jimiž je uhlí přepravováno, nejsou navzdory vymývání uhlí a přísným kontrolám v přístavech / předávacích bodech stížnosti na nedostatečnou homogenitu, nežádoucí kovové příměsi a kvalitu obecně ničím výjimečným. Nízký obsah síry dělá ruské uhlí velmi zajímavé pro evropské zákazníky, kteří je mísí s uhlím s vyšším obsahem síry, čímž dosahují toho nejeftivnějšího výsledku, který zároveň splňuje environmentální limity. Nízký obsah síry tak do jisté míry kompenzuje komparativní nevýhodu ruského uhlí, jíž jsou vyšší mezní náklady (FOB, 2006: 39–53 USD/t), než lze hledat u konkurentů z Austrálie nebo JAR. Ačkoliv je efektivita ruské těžby s těmito producenty plně srovnatelná, náročný vnitrozemský transport čítající dvě třetiny až tři čtvrtiny FOB ceny ruskou konkurenceschopnost příliš nepodporuje. V posledních letech lze také pozorovat asertivní snahy baltských států o zvýšení exportních poplatků v přístavech na 10 USD/t a více.

394 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 51.

395 Tamtéž, údaje z roku 2006.

396 Ačkoliv se nejedná o příliš validní ukazatel, 12 000 let, které uvádí Schernikau, je impozantní hodnota.

Další výhoda ruského uhlí vyplývá z geografické polohy Ruska a z charakteru přístavů v klíčových zemích, které ruské uhlí odebírají – kromě vnitrozemských států východní Evropy jsou to Turecko, Finsko, Dánsko, Německo, Velká Británie. Jejich uhelné terminály nejsou dostatečně velké, aby mohly přijímat zaoceánské nákladní lodě – je-li tedy námořní transport drahý (tzn., že není ekonomické překládat uhlí ve velkých holandských nebo belgických přístavech ARA), musejí tyto státy spoléhat na menší lodě dovážející uhlí z nedalekých zemí (částečně Polsko, zejména ale Rusko). Ruské uhlí vyplouvá z přístavů Južnyj (Černé moře), Murmansk (Barentsovo moře), Riga (Baltské moře) a Vostočnyj a Vanino (Dálný východ).

Vzhledem k ruským vzdálenostem zůstává logickým slabým místem ruského exportu vnitrozemská infrastruktura. Na cestě do přístavu musí uhlí urazit až 4 000 km, což znemožňuje větší expanzi objemu a zvyšuje náklady. Státem vlastněná železniční společnost RhZD v posledních letech poměrně významně navyšuje přepravní tarif – z 10 USD/t v roce 2003 přes 23 USD/t v roce 2006 až na 35 USD/t v polovině roku 2008.³⁹⁷

6.2.1.2.6.1.5 Kolumbie a Venezuela

Kolumbie je klíčovým exportérem Latinské Ameriky. Venezuela je důležitým produkčním i tranzitním státem – část kolumbijského uhlí je exportována z venezuelských přístavů. Uhlí obou zemí má v podstatě stejné vlastnosti – je poměrně kvalitní (malé množství prachu má za důsledek vysokou výhřevnost), nicméně obsahuje nadprůměrné množství vody. Exportní produkce obou zemí je vcelku rovnoměrně rozprostřena mezi USA a EU-15 (po 40 %). Kolumbijský trh je de facto duopolem domácí společnosti Cerrejon (konsorcium BHPB, Anglo, Xstrata – Glencore; 2006: 28 Mt exportu) a americké Drummond (2006: 21 Mt exportu), které dohromady kontrolují 80 % exportu. Vezmeme-li v úvahu i (co do exportu) třetí největší společnost na trhu – Prodeco –, připadá na tři top exportéry 93 % celku.

Mezní náklady Kolumbie a Venezuely jsou poměrně nízké (FOB, 2006: 23–51 USD/t), produkce je tedy konkurenceschopná a po rozšíření kapacity přístavů lze očekávat i nárůst exportu.³⁹⁸

6.2.1.2.6.1.6 USA

Spojené státy jsou druhým největším konzumentem, významným importérem, ale i exportérem uhlí. Nejvýznamnějším trhem pro americké uhlí je Kanada (zhruba 40 % v roce 2006). Trh je poměrně koncentrovaný, okolo 90 % amerického exportu představovaly čtyři největší společnosti: Peabody, Consol, Massey, Alpha (2006). Americká infrastruktura (železnice a přístavy) dosahuje téměř úplné utilizace a vůči uhlí se vymezují některé politické autority a veřejné mínění. Není vyloučeno, že americká poptávka v budoucnu spíše poklesne.³⁹⁹

6.2.1.2.6.1.7 Vietnam

Charakteristickým znakem vietnamského exportu je vysoká kvalita obchodovaného antracitu. Z hlediska objemu není Vietnam příliš významným hráčem – v roce 2009 vyvážel zhruba 26 Mt do jižních provincií Číny, naopak, část své spotřeby dovážel z Indonésie. Role Vietnamu tak zůstává spíše v rámci několika málo bilaterálních vztahů.⁴⁰⁰

397 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 51–55.

398 Tamtéž, s. 56–57.

399 Tamtéž, s. 57–58.

400 Tamtéž, s. 59.

6.2.1.2.6.1.8 Polsko

Historicky bylo Polsko významným dodavatelem uhlí pro Německo, severní Evropu a místy i pro středomořské země. Současný vývoz se pohybuje okolo 13 Mty (2009), přičemž podíl námořní a vnitrozemské dopravy je zde zhruba rovnocenný. Polské mezní náklady jsou největší na trhu – pohybují se okolo 71 USD/t (FOB, 2006), Polsko tudíž v zásadě určuje minimální evropskou cenu uhlí. Dalšími slabinami polské produkce je poměrně nízká efektivita, přísná evropská regulace a neefektivní železnice.⁴⁰¹

6.2.1.2.6.1.9 Kanada

Kanadské exporty (29 Mt v roce 2009) tvoří z velké většiny koksovatelné uhlí. Kanada je tak jedním z rozhodujících hráčů na trhu metalurgického uhlí a na druhou stranu poměrně marginálním exportérem uhlí pro výrobu páry.⁴⁰²

Jak již bylo naznačeno, každý z exportérů pochopitelně dosahuje jiných FOB mezních nákladů. Pokud bychom je seřadili podle výše těchto nákladů, zjistíme, že největší prostor pro marži (cena minus náklady) má Indonésie a Austrálie, naopak nejvyšší mezní náklady má Polsko a Rusko.

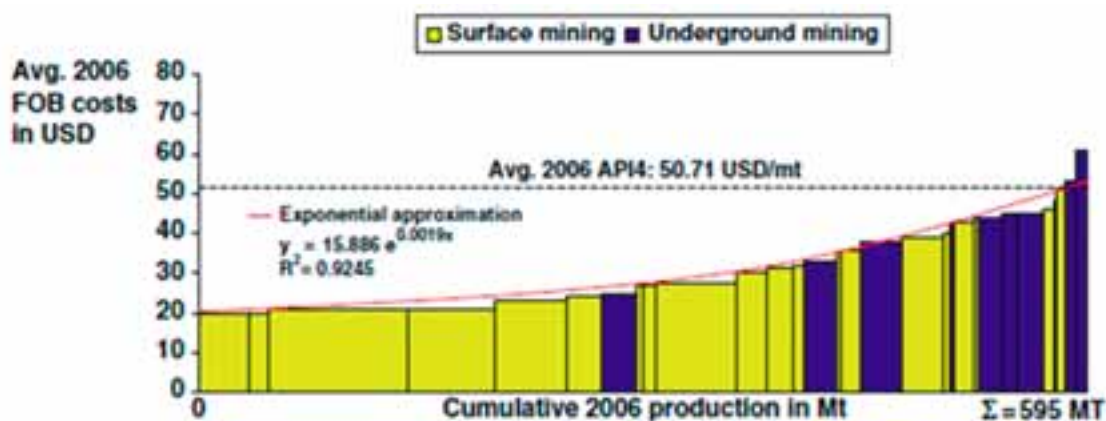
Mezinárodního obchodu se tak účastní ty státy, jejichž mezní náklady jsou stejné nebo nižší než cena. V praxi to však spíše znamená, že poptávka tlačí cenu nahoru, což postupně umožňuje i méně konkurenceschopným producentům zapojit se do obchodu (nebo jinak: vyšší poptávka je nucena spokojit se s uhlím za vyšší ceny pocházejícím od méně konkurenceschopných producentů). Vyšší cena však pochopitelně snižuje poptávku, takže se obchodované množství (a následně i cena) ustálí někde mezi poptávkou odvozenou od původní ceny a poptávkou při ceně odvozené od dorovnání nabídky producenty s vyššími mezními náklady.

V roce 2006 byla průměrná hodnota API4 (FOB JAR) 50,71 USD/t. Mezními producenty (tedy těmi, jejichž mezní náklady se pohybují ve stejné výši jako cena – těmi, kteří jako první přestanou vyvážet, dojde-li k poklesu ceny), bylo Polsko a Rusko.

Náklady na těžbu představovaly v roce 2006 průměrně 40 % celkových FOB nákladů. 44 % připadá na vnitrozemský transport a 16 % na překlád v přístavech. Poměrně značný vliv na FOB náklady má i způsob těžby. Průměrné náklady na povrchovou těžbu byly v referenčním roce 2006 10 USD/t, u hlubinné těžby to bylo o polovinu více (15 USD/t). Rozdíly nicméně neleží pouze v nákladech na těžbu samotnou, ale i ve vnitrozemské poloze. Hlubinné doly se zpravidla nacházejí dál od moře (a od přístavů), což dále zvyšuje celkové FOB náklady:

401 Tamtéž, s. 58.

402 Tamtéž, s. 59.

Obr. 24: FOB mezní náklady: hlubinné vs. povrchové doly⁴⁰³

6.2.1.2.6.2 Nejvýznamnější importéři

Evropské země jsou obecně lépe vybaveny zásobami uhlí – dva největší evropsští importéři (Německo, Velká Británie) dovážejí do dvou třetin své spotřeby. Oproti tomu některé vysoce industrializované země jihovýchodní Asie jsou závislé na zahraničních dodávkách ze 100 % – jedná se o Japonsko, Jižní Koreu a Tchaj-wan, jež dohromady představují třetinu světového importu.⁴⁰⁴

6.2.1.2.6.2.1 Japonsko

Jakožto průkopník asijské industrializace a zároveň země prakticky bez zdrojů (energetických) surovin se Japonsko musí dlouhodobě spoléhat na mezinárodní obchod a dobré vztahy s relevantními producenty (převážně Austrálie, Indonésie a částečně Rusko). Japonsko je největším importérem uhlí určeného pro výrobu páry, ale minimálně stejný význam má pro něj koksovatelné uhlí. Japonský ocelářský průmysl, v roce 2006 druhý největší na světě (dle objemu produktu) pochopitelně vyžaduje extenzivní množství uhlí. Železo a ocel jsou potom klíčem k dalšímu industriálnímu rozvoji – stavebnictví, strojírenství, automobilový průmysl a další.

Očekává se, že japonská spotřeba uhlí nadále poroste, a to nejméně dalších 15 let. V Japonsku se v posledních letech objevují negativní postoje veřejnosti vůči jaderné energii, což bude rozhodně umocněno havárií elektrárny Fukušima na jaře 2011. Na druhou stranu je Japonsko vázáno Kjótským protokolem.

6.2.1.2.6.2.2 Jižní Korea

Na rozdíl od Japonska Jižní Korea nepodepsala Kjótský protokol, nicméně i když se zde předpokládá počáteční zvýšení spotřeby uhlí, v dlouhodobém horizontu bude jeho podíl na výrobě elektřiny postupně klesat. Spotřeba a import budou stagnovat, možná dojde i k mírnému poklesu. Klíčovými obchodními partnery jsou pro oba zmíněné státy shodně Austrálie, Indonésie a Rusko. V roce 2007 nicméně do Jižní Koreje dorazily i dodávky z JAR.

⁴⁰³ Tamtéž, s. 134.

⁴⁰⁴ U.S. Energy Information Administration. (n.d.). *International Energy Statistics*. Dostupné z <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=1&pid=1&aid=24>

6.2.1.2.6.2.3 Tchaj-wan

U Tchaj-wanu se očekává postupné zvyšování spotřeby (a importu) uhlí. Ze všech importérů pacifického trhu má Tchaj-wan nejvýhodnější polohu díky své geografické blízkosti k Indonésii. Ta nicméně pravděpodobně nebude moci pokrýt rostoucí tchajwanskou spotřebu, což zakládá na větší důležitost australského uhlí na tchajwanském trhu. Další výhodou Tchaj-wanu je jistá flexibilita ve spotřebě uhlí různých kvalit. Na rozdíl od Japonska má tak lepší diverzifikační možnosti a v případě nutnosti může rozšířit své dovozní portfolio o více producentů.

6.2.1.2.6.2.4 Čína

Čína má specifickou roli na uhelném trhu: je poměrně významným exportérem, ale v posledních několika letech se stává též velice významným importérem. Z řady vybočující čínská spotřeba uhlí je dána soupeřením mezi centrální vládou snažící se omezit spotřebu uhlí (ve prospěch čistších paliv – zemního plynu a jádra) a provinciemi, které na oplátku usilují o co nejvyšší těžbu a potažmo i spotřebu. Podle čínské legislativy je vlastníkem čínské ropy a plynu stát, ovšem uhlí patří provinciím, které potřebují levnou elektřinu ke zvládnutí rychle postupující urbanizace. V budoucnu lze také předpokládat vyšší environmentální standardy, což nutí provincie vytěžit co nejvíce uhlí, než se tak skutečně stane. Státní orgány (zde konkrétně *National Development and Reform Commission* – NDRC) v tomto střetu tahají za kratší konec – cíl NDRC pro současnou (dvanáctou) pětiletku (2011–2015) je těžba ve výši 700 Mty, po zásahu provincií byl plán znovu projednán a stanovené maximum se dnes pohybuje okolo 3 800 Mty.⁴⁰⁵ Na pokyn centrální vlády probíhá v současné době rušení a slučování uhelných společností do čtyř superkompetitivních, které budou moci expandovat na zahraniční trhy a více využívat mezinárodního obchodu s uhlím. Od roku 2008 se také uzavírají některé menší a méně efektivní doly, které dříve patřily právě menším zrušeným společnostem. Důsledkem tohoto kroku je pochopitelně konec převisu čínského exportu nad importy a posun k čistému dovozu uhlí.⁴⁰⁶

6.2.1.2.6.2.5 Indie

Indie sice disponuje značnými zásobami uhlí, nicméně indické Ministerstvo pro uhlí očekává jejich vyčerpání během 20–30 let. Indické těžební společnosti nyní expandují na zahraniční trhy (nejvíce do Indonésie) a na indickém trhu se stále více objevuje zahraniční uhlí: v roce 2007 byla Indie největším importérem jihoafrického uhlí, což by ještě rok předtím bylo považováno za nemyslitelné.

6.2.1.2.6.2.6 Velká Británie

Velká Británie neočekává nárůst spotřeby elektřiny a oficiální vládní politika před uhlím jednoznačně upřednostňuje jadernou energii. Je nicméně možné, že britský import uhlí poroste, a to kvůli poklesu domácí produkce. Spíše se nicméně očekává jeho pokles, což by mohlo znatelně ovlivnit cenu ruského uhlí (Rusko je pro Británii hlavním dodavatelem) a charakter toků uhlí ze Sibíře, kdy by se část uhlí původně určená pro atlantický trh přesunula na trh pacifický.

6.2.1.2.6.2.7 Německo

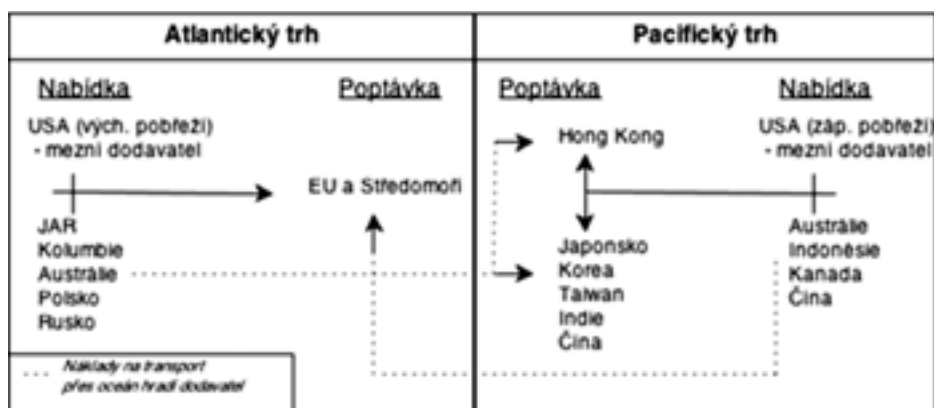
Německo je jedním z největších konzumentů uhlí v Evropě. Podíl uhlí na elektroenergetickém mixu a celková spotřeba se má navíc zvyšovat, a to i v souvislosti s dlouhodobě silnou antijadernou náladou ve veřejné i politické sféře.

405 Konzal, P. (2011, červen). China. *Pawel Konzal Summer Session*. Cyklus přednášek, FSS MU, Brno.

406 Tamtéž.

6.2.1.2.6.3 Obchodování

Kvůli vysokým transportním nákladům (leckdy tvořící až 70 % výsledné ceny)⁴⁰⁷ se obchoduje pouze kvalitní uhlí (černé uhlí, antracit a koksovatelné uhlí) a po co nejkratších vzdálenostech. To v praxi vede k faktickému rozdělení na dva regionální trhy: atlantický trh s hlavními importními státy Velkou Británií, Německem, Španělskem; a pacifický trh s importéry, jako jsou Japonsko, Jižní Korea nebo Tchaj-wan. K atlantickému trhu se řadí i dodávky z Ruska do bývalých satelitních států. Pacifický trh v současnosti představuje zhruba 57 % námořního obchodu s uhlím. Na straně exportu jsou hlavními hráči Austrálie a Indonésie, respektive JAR a Kolumbie.

Obr. 25: Duální uhelný trh⁴⁰⁸Tab. 29: Nejvýznamnější hráči na trhu s uhlím⁴⁰⁹

Produkce (Mt, 2009)		Spotřeba (Mt, 2009)		Export (Mt, 2009)		Import (Mt, 2009)	
Čína	2 721	Čína	2 721	Austrálie	261	Japonsko	165
USA	907	USA	904	Indonésie	233	Čína	112
Indie	556	Indie	611	Rusko	108	Jižní Korea	99
Austrálie	411	Německo	224	Kolumbie	67	Indie	75
Rusko	311	Rusko	220	USA	54	Tchaj-wan	58
Indonésie	291	JAR	191	JAR	52	Německo	41
JAR	249	Japonsko	164	Čína	23	Velká Británie	38
svět	6 350	svět	6 350	svět	907	svět	907

Jednotkami v obchodování s uhlím jsou malé tuny (USA, cca 907 kg) a metrické tuny (ostatní), hlavní obchodní měnou americký dolar. Kontraktované množství se tedy obvykle určuje v dolarech za (malou) tunu. Uhlé kontrakty se obchodují ve dvou základních množstvích – 1 550 malých tun na newyorské burze (New York Mercantile Exchange – NYMEX) nebo 5 000 tun na mezikontinentální burze (Intercontinental Exchange – ICE). Hlavní obchodní místa jsou New York (NYMEX), Rotterdam (ICE) a Richards Bay v JAR (ICE).⁴¹⁰

407 Höök, M. (2007). *Coal Fundamentals: A Brief Overview*. Dostupné z webových stránek Uppsala Universitet, Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group: <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Popular/CoalBasics.pdf>, s. 5.

408 Upraveno dle: Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 141.

409 U.S. Energy Information Administration. (n.d.). *International Energy Statistics*. Dostupné z <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=1&pid=1&aid=24>

410 MineFund. (n.d.). *Market Basics: Coal*. Dostupné z <http://www.minefund.com/market-basics/?c=coal>

Uhelné kontrakty, které Joskow ve své studii z roku 1987 označuje za dlouhodobé, mají velmi různorodou dobu trvání – konkrétně 1–50 let.⁴¹¹ V posledních letech nicméně stále větší roli hrají kontrakty krátkodobé (3–6 měsíců), popřípadě spot nebo obchod s deriváty.⁴¹² V rámci obchodování se využívají především tyto dva typy kontraktů – spot (okamžitá dodávka za aktuální cenu), futures (dodávka dohodnutého množství k určitému datu v budoucnu za aktuálně dohodnuté ceny), forwards (obchodované tzv. *over the counter* spíše mimo burzu, kdy se obě strany domlouvají na podobě plnění na bilaterální bázi – jednání jsou obvykle zprostředkována brokery, kteří je usnadňují a urychlují a navíc umožňují anonymitu obou stran).⁴¹³

Za rozmachem krátkodobého obchodování stojí především dvě věci: přechod na uhelné indexy (API2 – CIF cena JAR – ARA; a API4 – FOB cena v JAR), které přesně vymezují kvalitu uhlí a podmínky kontraktu, a poskytují tak věrohodný základ pro určení ceny; a začátek obchodování odvozených cenných papírů (virtuální uhlí v papírové podobě) v roce 1998, se podobně jako u ropy staly oblíbeným nástrojem hedgeování proti cenovým výkyvům a spekulacím. Na rozdíl od ropy však obchodování s deriváty zatím není plně etablované a masově rozšířené – jestliže v roce 2008 se obchodovalo 4 000 virtuálních barelů ropy za každý jeden skutečný barel, u uhlí je tento poměr pro stejný rok 10:1, i když s představením futures na pacifickém trhu se tento poměr rychle zvyšuje. Obchodování s deriváty pomocí indexů má i své vnitřní limity. Například teoreticky by index API2 měl odpovídat hodnotě API4 plus náklady na transport do Evropy. Mezi roky 2006 a 2008 byl nicméně API2 index až o 12 USD/t větší než ekvivalent API4 + transport. Nesprávným hedgeovacím rozhodnutím tak bylo možné ztratit 1,8 milionu dolarů na jedné Capesize lodi.⁴¹⁴

Obchod s papírovými deriváty se během posledních let rozvinul zejména v rámci atlantického trhu. Vývoj obdobné instituce na pacifickém trhu byl pomalejší, a někteří asijské zákazníci se tak účastnili evropského obchodu pomocí svých londýnských poboček. Rozvoj futures trhu v Asii byl zahájen společností GlobalCOAL v prosinci 2008. Uhelné kontrakty (nazývané *Newcastle future*) jsou obchodovány v letech o velikosti 1 000 Mt na mezinárodní burze ICE, přičemž minimální velikost kontraktu je 5 lotů. GlobalCOAL futures jsou vázány na cenu uhlí vyjádřenou pomocí Newcastle index. V červenci 2009 zahájila obchodování s futures i australská ASX (Australian Security Exchange). Největší rozdíl oproti GlobalCOAL futures je v tom, že ASX futures jsou vázány přímo na fyzické dodávky, nikoliv na cenu. Kontrakty se obdobně skládají z lotů, přičemž se předpokládá, že 1–5 % kontraktů se fyzicky uskuteční.⁴¹⁵

Papírové obchodování ve svých důsledcích přineslo větší transparentnost trhu, ale i náročnější podmínky pro menší producenty, větší cenové výkyvy, ingerenci trhů propojených s uhlím jen nepřímo a do jisté míry se podílelo i na vyšších cenách uhlí.⁴¹⁶

411 Joskow, P. L. (1987). *Price Adjustment in Long Term Contract: The Case of Coal* (Working Paper, No. 444); Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology, Department of Economics. Dostupné z <http://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/64080/priceadjustment00josk.pdf?sequence=1>, s. 3.

412 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 122.

413 mineFund. (n.d.). *Market Basics: Coal*. Dostupné z <http://www.minefund.com/market-basics/?c=coal>; Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 122.

414 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 124.

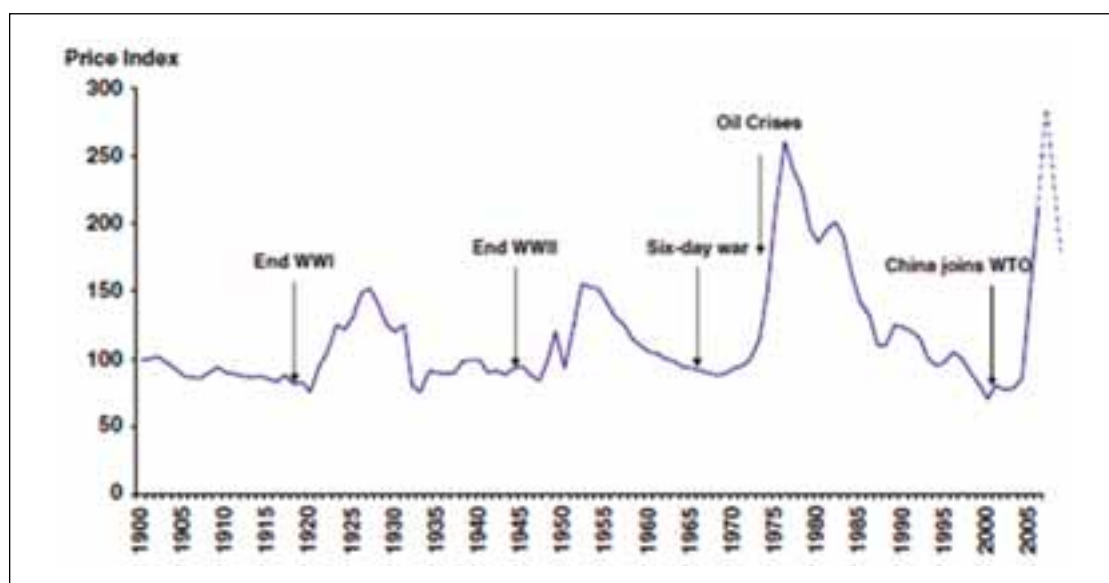
415 Carpenter, G. (Ed.). (2009). *The Rise of Futures in International Coal Markets – The Asian Challenge*. Dostupné z <http://www.platts.com/IM.Platts.Content/InsightAnalysis/IndustrySolutionPapers/coal/futures0709.pdf>

416 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 124.

6.2.1.2.6.4 Cena

Cena uhlí závisí na jeho vlastnostech, čím větší výhřevnost, tím je uhlí pochopitelně dražší.⁴¹⁷ Uhlí se nachází v různých podmínkách a má různé vlastnosti – jeho heterogenní složení činí oceňování a obchodování složitější. Důležitou roli hrají i mezní FOB produkční náklady, elasticita nabídky, růst poptávky, zdanění emisí a náklady na námořní transport.⁴¹⁸ Mezi další uváděné proměnné lze zařadit i směnné kurzy (silný kurz měny exportéra bude tlačit na zvýšení cen na v dolarech denominovaném trhu), produktivitu (vyšší produktivita dolů snižuje cenu) nebo ceny ropy (přímá úměrnost).⁴¹⁹

V následující podkapitole budou představeny dva nejdůležitější determinanty tržní ceny uhlí: nabídka + poptávka a transport.

Obr. 26: Vývoj ceny uhlí⁴²⁰

6.2.1.2.6.4.1 Nabídka a poptávka

Vzhledem k tomu, že většina obchodovaného uhlí (na 70 %) se používá k výrobě elektřiny, je uhlí vystaveno konkurenci ze strany ostatních energetických surovin, a to zejména zemního plynu. Dále, investiční cyklus, odstavení starých a konstrukce nových uhelných elektráren do značné míry určují budoucí poptávku po uhlí. Produkce je spojena s očekávanou poptávkou související s výstavbou nových elektráren, ale také s frontami v přístavech, nehodami, stávkami, dostupností zkušené pracovní síly a techniky nebo s hladinou vody na vnitrozemských transportních trasách. Do budoucna je také potřeba počítat s environmentálním zdaněním, které pravděpodobně omezí konkurenceschopnost uhlí ve vztahu například k zemnímu plynu.

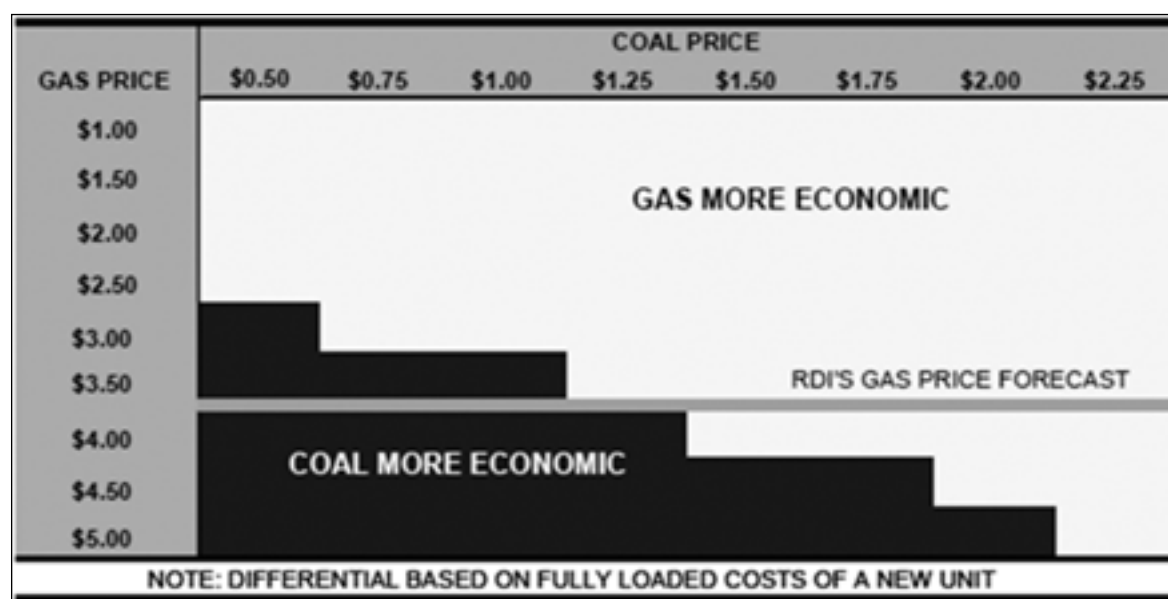
417 Například v březnu 2008 byly ceny spotu pro středo-apalačské uhlí (výhřevnost 12 500 Btu/t) 84,3 USD/t, uhlí z illinoiské pánve (11 800 Btu/t) 46,8 USD/t a uhlí z pánve Powder River (8 800 Btu/t) 14,4 USD/t. Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 63.

418 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 127.

419 mimuroto, Y. (2000). *An Analysis of Steaming Coal Price Trends – Factors Behind Price, Fluctuations and Outlook*. Coal Research Group: International Cooperation Department, s. 194.

420 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 121.

Obr. 27: Cenové faktory konkurence uhlí a plynu v rámci současného severoamerického trhu (ceny v USD/MMBtu)⁴²¹



Výtěžnost a efektivita dolu je primárně dána náklady na hmotnostní jednotku vytěženého uhlí. Pohybují se od 10 USD/t až po 200 USD/t, přičemž více než polovina světových zásob je vytěžitelná v pásmu do 100 USD/t.⁴²² Produkční náklady se skládají z fixních a variabilních. Efektivitu dolu do značné míry určují variabilní náklady, které jsou rozloženy zhruba následovně: paliva (30–40 %), údržba a opravy techniky (30–49 %), práce (10–20 %), další (10–20 %).⁴²³ Vzhledem ke zhruba dvoutřetinovému podílu nákladů na techniku jsou těžební stroje rozhodujícím faktorem určení efektivy dolu, těžební oblasti, případně uhelného průmyslu v daném státě (i když geologie zůstává samozřejmě rozhodujícím faktorem): v Číně je průměrem 300 t/horník/rok,⁴²⁴ v Jihoafrické republice 4 000 t/horník/rok a 8 500 tun ročně na jednoho horníka ve Spojených státech. V některých amerických oblastech lze dokonce dosáhnout až na 15 000 t/horník/rok.⁴²⁵ Dostupnost kvalitní těžební techniky tak může mít pro stranu nabídky a cenu stejné důsledky jako krátké čekací doby v přístavech či dostatek volných transportních kapacit. Vzhledem k omezené flexibilitě výrobců těžebních zařízení (postavit kolesové rypadlo o hmotnosti přes 10 000 tun chvíli trvá) je v letech, kdy kulminuje poptávka (například 2003–2008), technika nedostatkovým zbožím, což vede k vyšším nákladům na její pořízení či pronájem, delší přípravě těžby a delší těžbě, a následně k vyšším produkčním cenám.

421 Ewart, E. (2002). *Coal Supply and Demand Fundamentals*. Dostupné z webových stránek Carnegie Mellon University, Electricity Industry Center: http://wpweb2.tepper.cmu.edu/ceic/SeminarPDFs/Ewart_CEIC_Seminar_11_25_02.pdf, s. 25.

422 Při množství odpovídající srovnatelné energetické hodnotě ropy (1 tuna ropy odpovídá 1,83 tunám uhlí), je produkční cena 100 USD/t uhlí ekvivalentní k ceně 25 USD/barel ropy. V regionech, kde odpadá náročný transport, je tak uhlí vysoce kompetitivní palivo. Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 68.

423 Údaje pro povrchový důl v rozvojovém světě. Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 67.

424 Každý horník tedy narube zhruba tunu uhlí denně.

425 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 68.

V příštích letech lze očekávat vyšší produkční cenu uhlí, a to z následujících důvodů:

- nová ložiska vyžadují budování pozemní infrastruktury;
- nové povrchové doly se obvykle vyznačují mocnější vrstvou nadloží;
- rostoucí ceny paliva;
- rostoucí náklady na techniku;
- licenční a další poplatky pravděpodobně porostou;
- kvalita těženého uhlí postupně klesá.

6.2.1.2.6.4.2 Transport

Meziregionální a mezinárodní obchod je brzděn menší potřebou mezinárodní směny (ve srovnání s živými uhlovodíky je uhlí na světě distribuováno rovnoměrněji) a náročností transportu. Velké transportované objemy navíc činí námořní dopravu nesrovnatelně konkurenceschopnější s omezenými kapacitami pozemní dopravy, takže leckdy dochází na první pohled k paradoxním situacím, kdy i největší producenti jsou nuceni do některých oblastí uhlí dovážet ze zahraničí – například východní oblasti Číny nebo severní Polsko, které namísto z jižního Polska dováží uhlí z Austrálie. Kde je to možné, transportuje se spíše energie než uhlí (elektrony místo molekul).

Přesto se však mezinárodní obchod s uhlím poměrně rychle rozvíjí – během posledních 20 let stoupal rychlostí 7 % ročně (v případě uhlí určeného k výrobě páry, u koksovatelného uhlí je to 1,6 %).⁴²⁶ Důsledkem tohoto rozvoje může být i napjatý trh s transportními kapacitami. Nákladní lodě pro transport materiálů jsou víceúčelová plavidla a náhlý nárůst poptávky po jedné komoditě vede k růstu cen transportu i pro zbývající komodity převážené stejným systémem (což se stalo například v souvislosti s růstem čínské poptávky po železné rudě v roce 2003). V transportu surovin a materiálů si navzájem konkurují trhy s železnou rudou (4 849 miliard tunomílí v roce 2009), uhlím (3 905 miliard) a zrnem (2 029 miliard). Pět hlavních typů suchých materiálů (železná ruda, uhlí, zrn, bauxit/hliník a fosfáty) tvoří více jak polovinu suchého nákladu (11 209 miliard tunomílí v roce 2009).⁴²⁷ Ceny transportu tak mohou být velice nestálé. Například mezi lety 2002–2007 stoupla cena za přepravu jedné tuny z JAR do Evropy o 700 % a usadila se na 50 USD/t. Naopak, během čtyř měsíců roku 2008 (červen–říjen) cena za tutéž přepravu klesla z 60 USD/t na 8 USD/t.⁴²⁸

Fluktuace mezních nákladů na transport jsou z velké části způsobeny cenami paliv a materiálu. V porovnání s konečnou cenou (například dle některého z níže zmíněných mechanismů) je jejich rozpětí výrazně menší – pro zmíněný rok 2008, kdy trh zaznamenal pohyb 50 => 60 => 8 USD/t, byly mezní náklady odhadovány na 9–14 USD/t (trasa JAR–ARA, loď velikosti Capesize).⁴²⁹ Cena transportu je tvořena reakcí nabídky a poptávky, tzn. jaká část celkové přepravní kapacity je k dispozici, případně jaká kapacita chybí k uspokojení poptávky. Přepravní kapacitu (nabídku) ovlivňují následující proměnné:

- množství lodí;
- nové objednávky;
- vyřazené lodě;
- nenaložené cesty;
- fronty v přístavech.

426 World Coal Association. (n.d.). *Coal: Market & Transportation*. Dostupné z <http://www.worldcoal.org/coal/market-amp-transportation/>

427 Pro srovnání, ostatní suché materiály představovaly 10 245 miliard tunomílí, ropa a ropné produkty 11 292 miliard tunomílí. United Nations Conference on Trade and Development. (2009). *Review of maritime transport 2009. Report by the UNCTAD Secretariat*. New York / Geneva: UN Publications. Dostupné z http://www.unctad.org/en/docs/rmt2009_en.pdf, s. 30.

428 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 120.

429 Tamtéž.

Ceny zůstávají stabilní, dokáže-li nabídka dostatečně rychle reagovat na změny poptávky. Vzhledem k tomu, že navýšení volných kapacit je při trvale rostoucím objemu možné pouze pomocí konstrukce nových lodí, nabídka proto zpravidla nebývá flexibilní směrem vzhůru a nedostatek kapacit bývá v kratších horizontech vyvažován zvyšováním cen (některé plánované dodávky tak ztratí konkurenceschopnost a neuskuteční se).

U ceny transportu existují v zásadě dva cenové mechanismy: (1) FOB (*Freight on Board*) je dáno cenou v místě naložení (typicky přístavu) – dodavatel platí transport do místa naložení a náklady na naložení. Kupující platí transport z místa naložení, pojištění, vyložení a transport do místa určení. Mezní FOB náklady jsou rozloženy zhruba následovně: 40 % těžba, 45 % vnitrozemský transport, 15 % námořní transport.⁴³⁰ (2) CIF (*Cost, Insurance, Freight*) je cena v místě vyložení (opět typicky přístavu) – dodavatel zde hradí transport do místa naložení, náklady na naložení, transport a pojištění.⁴³¹ Za podmínky *ceteris paribus* tak cena CIF převyšuje cenu FOB.⁴³² Pacifický trh (Japonsko) upřednostňuje CIF kontrakty, evropské země v rámci atlantického trhu jasnou preferenci nemají.

Námořní transport uhlí je založen na obdobných principech jako transport ropy – nezávislí přepravci, smluvní ceny, aktualizované sazby za definované trasy, vysoká konkurence, nízké vstupní náklady a další. Na rozdíl od přepravy ropy můžeme nicméně pozorovat významnější tendence některých odběratelů k vytvoření vlastních transportních kapacit,⁴³³ i když tyto snahy jsou stále spíše ojedinělé. Námořní přeprava je svojí obchodní povahou značně odlišná od produkce uhlí. Producenti jsou často velkými společnostmi o mnoha divizích, což je činí značně neflexibilními co do přizpůsobování velikosti společnosti aktuálním podmínkám na trhu. Naproti tomu námořní přeprava je ze své podstaty vysoce volatilní obchodní odvětví a ti nejflexibilnější jsou zpravidla těmi nejméně úspěšnějšími.⁴³⁴

6.2.1.3 Jádro

6.2.1.3.1 Jaderné elektrárny: historie

Během zhruba 60leté historie výroby elektřiny pomocí jaderné reakce prošlo vnímání této energie značným vývojem. První dvě dekády byly ve znamení limitovaného přístupu veřejnosti daného rozvojem technologií a jejich inherentní „dual use“ povahou. V průběhu 60. let přišla postupná demilitarizace jaderné energetiky spojená s dotacemi jadernému průmyslu a extenzivním rozvojem instalovaných bloků, jenž vrcholil na přelomu 70. a 80. let, kdy byl utlumen rostoucí ingerencí veřejného mínění a ekonomickými výsledky jaderných elektráren. Ve Spojených státech utlumilo takřka přirozenou nedůvěru veřejnosti k jaderným technologiím v prvních dekádách vnímání jaderné energetiky jako součásti národního zájmu a americké *grand strategy*. Extenzivní rozvoj soukromého provozu s sebou přinesl rozmělnění tohoto jasného obrazu a spolu s otázkami jaderného odpadu a s haváriemi, které se nevyhnuly ani jedné z tehdejších supervelmocí, stál v centru počínajícího odporu veřejnosti. Nenaplnila se ani místy přehnaná očekávání v ekonomickou bilanci jaderných elektráren, jejichž technologický vývoj postupoval pomaleji, než se čekalo, a způsobil, že po dlouhou dobu nebyla jaderná energie plně konkurenceschopná.

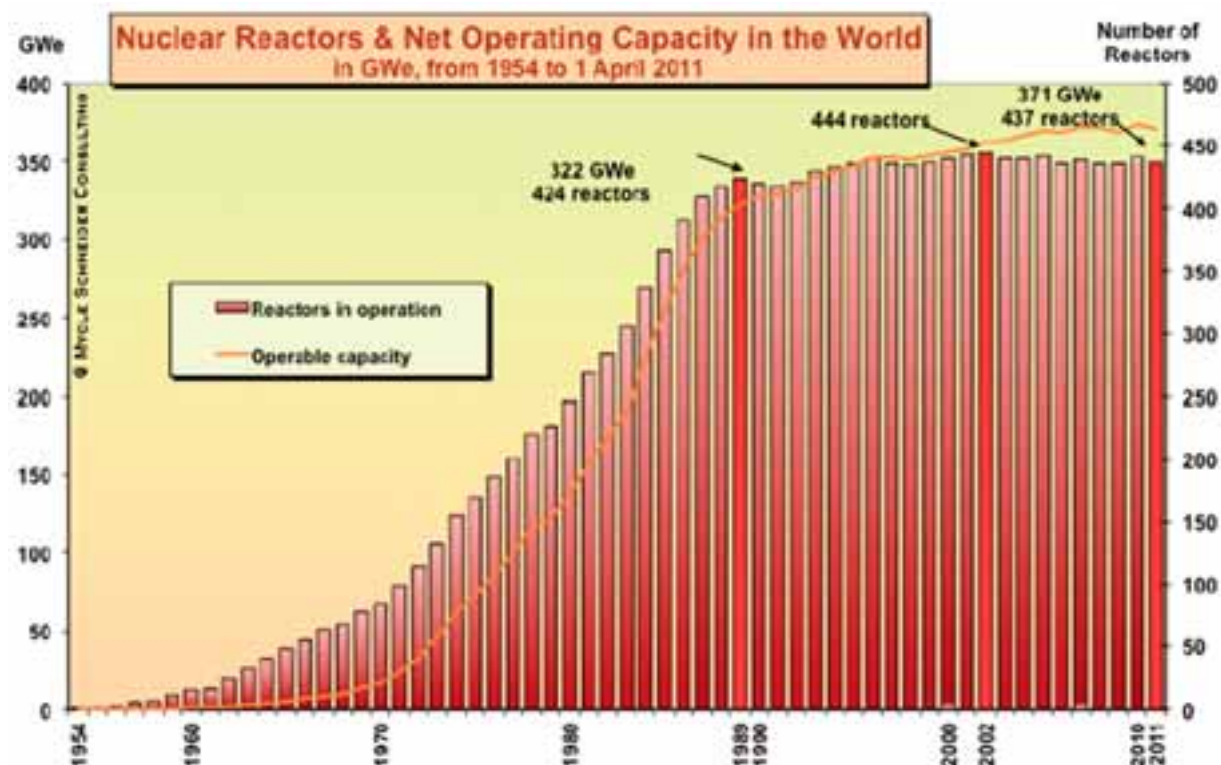
430 Data z roku 2006. Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 61.

431 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 71.

432 Například na severoamerickém trhu převyšuje cena CIF cenu FOB v průměru o 20 %. Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 71.

433 Schernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer, s. 120.

434 Tamtéž, s. 117.

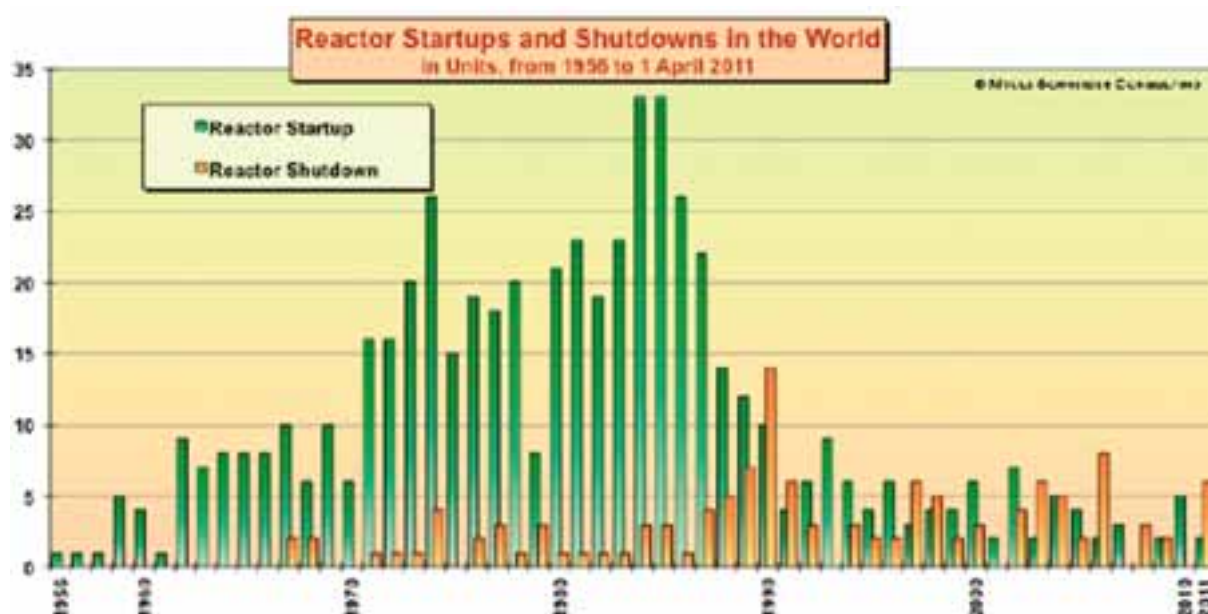
Obr. 28: Kumulativní výkon a počet reaktorů v letech 1954 až 2011⁴³⁵

Počátky využití jaderné energie pro jiné než válečné účely spadají do 50. let. První výroba elektřiny pomocí jaderné energie se uskutečnila 20. 12. 1951, kdy reaktor EBR-I v americkém Idahu (Experimental Breeder Reactor I), jehož účelem bylo experimentálně potvrdit možnost výroby elektřiny pomocí řízené jaderné reakce, dokázal rozsvítit 4 žárovky. V roce 1954 byla uvedena do provozu první jaderná elektrárna (Obninsk, SSSR) a první jaderná ponorka (USS Nautilus). Západní státy se také chlubí prvenstvím ve výstavbě komerční jaderné elektrárny – byla jí britská Calder Hall (1956) a dále americká Shippingport (1957). Pro poválečné období byl charakteristický sdílený zájem na všestranném rozvoji jaderné energie a rozdílné postupy k němu směřující. Američané se vydali cestou vodou chlazených a vodou moderovaných reaktorů ve dvou podobách – tlakovodních (Westinghouse) a varných (GE). Sověti též využívali tlakovodních reaktorů (VVER), kromě toho vyvinuli i reaktor chlazený vodou a moderovaný grafitem (RBMK). Všechny tyto reaktory pracovaly s obohaceným uranem. Vojenský program Velké Británie a Francie nebyl natolik pokročilý, a tyto evropské země se tudíž soustředily na reaktory poháněné přírodním uranem, moderované grafitem a chlazené plynem. Kanada se rozhodla pro kombinaci přírodního uranu a těžké vody.

Počátkem 60. let disponovaly všechny průmyslové země experimentálními reaktory, v USA se začaly prodávat „elektrárny na klíč“⁴³⁶ a očekávání byla vysoká. Podle všeho měly být nové elektrárny plně konkurenceschopné ve vztahu k uhelným či poháněným topnými oleji. V 60. a 70. letech tak zájem o jaderné elektrárny převýšil zájem o oba zmíněné typy elektráren dohromady. Americká Komise pro atomovou energii (Atomic Energy Commission – AEC) v době, kdy během sedmi let bylo objednáno téměř dvě stě nových reaktorů, předpovídala existenci 1 000 reaktorů v roce 2000.

435 Schneider, M., Froggatt, F., & Thomas S. (2011). Nuclear Power in a Post-Fukushima World. *World Nuclear Industry Status Report 2010–2011*. Washington, D.C.: WorldWatch Institute. Dostupné z http://www.worldwatch.org/system/files/WorldNuclearIndustryStatusReport2011_%20FINAL.pdf

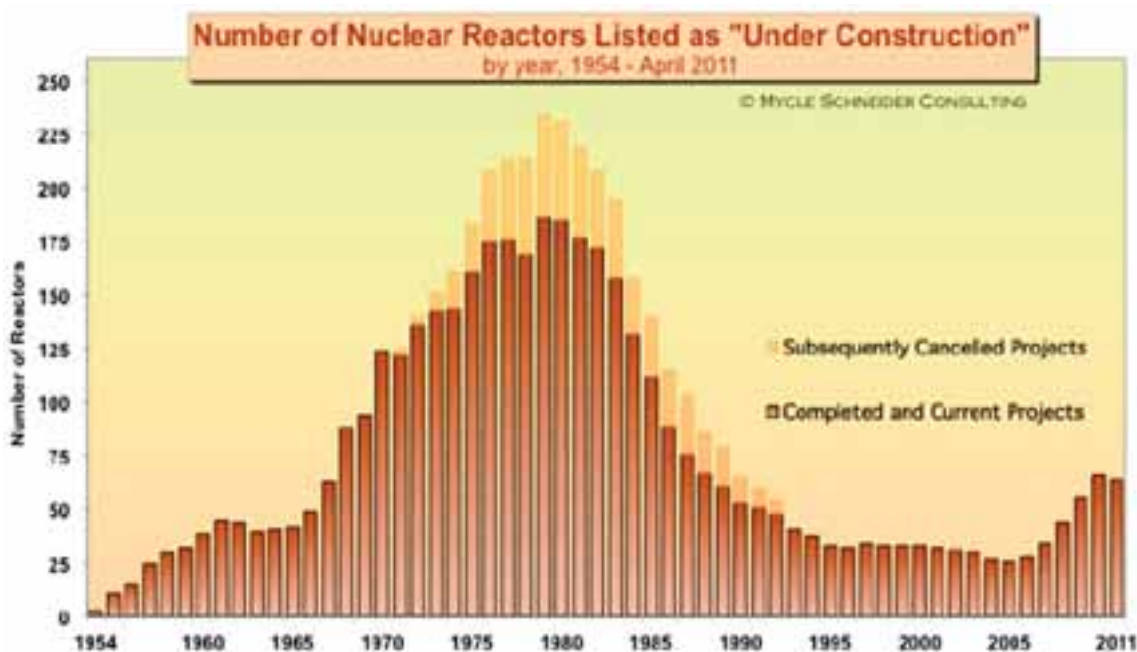
436 Elektrárny s pevným termínem dostavby za předem garantovanou cenu.

Obr. 29: Graf připojení a odstavení reaktorů v jednotlivých letech⁴³⁷

Elektrárny na klíč nicméně nedokázaly naplnit přehnaně optimistické předpoklady a díky podmínkám kontraktů byly prodělečné. Do toho přišel všeobecný nárůst cen stavebních materiálů a paliv a samozřejmě stále přísnější regulace bezpečnostních požadavků, která poznamenala výslednou cenu elektráren na klíč nejvíce. Na přelomu 60. a 70. let nabíralo na síle environmentální hnutí – zákon o národní environmentální politice (NEPA) byl schválen v roce 1969 a první Den země Američané oslavili v roce 1970.

Výsledkem byl vrchol v množství objednaných jednotek dosažený v letech 1973–1974. Všechny objednávky učiněné bezprostředně po roce 1973 byly zrušeny. Stagnující tempo rozvoje jaderné energetiky v 80. letech znamenalo nutné přehodnocení predikce dalšího vývoje technologie jaderných elektráren a poptávky po jaderném palivu. Odpadla například očekávaná nutnost rozvoje rychlých množivých reaktorů (FBR), které kromě toho, že palivo spotřebovávají, palivo také vytvářejí. Rozvoj FBR tak probíhal pouze v zemích, které z různých důvodů trpěly nedostatkem uranu a byly nuceny nebo chtěly být ve zvládnutí jaderného cyklu soběstačné (Indie, Francie, Velká Británie, rozvoj pochopitelně dále probíhal v USA a SSSR). Většina zemí postupně opouštěla své unikátní konstrukce a přijímala ekonomicky nejvýhodnější a provozně praktické lehkovodní reaktory, které si během posledních 30 let zajistily dominanci na trhu.

⁴³⁷ Schneider, M., Froggatt, F., & Thomas S. (2011). Nuclear Power in a Post-Fukushima World. *World Nuclear Industry Status Report 2010–2011*. Washington, D.C.: WorldWatch Institute. Dostupné z http://www.worldwatch.org/system/files/WorldNuclearIndustryStatusReport2011_%20FINAL.pdf

Obr. 30: Reaktory ve výstavbě, 1954–2011⁴³⁸

80. a 90. léta přinesla stagnaci v rozvoji nových bloků, ale na druhou stranu, i v souvislosti s deregulací energetických trhů, také vyšší výkony stávajících reaktorů. Pomocí dílčích konstrukčních úprav například na turbíně či vysokotlakých částech sekundárního okruhu byly nalezeny poměrně rozsáhlé rezervy ve výkonu, které se pod tlakem na cenu energie dařilo využít. Poslední dekády jsou tak spíše ve znamení intenzivního než extenzivního růstu.⁴³⁹

6.2.1.3.1.1 USA⁴⁴⁰

Jaderná energie byla zpočátku podřízena značnému stupni kontroly ze strany Kongresu Spojených států. Bezprostředně po válce a po rozpuštění vědecké základny podílející se na projektu Manhattan bylo v důsledku debaty o co nejdelším uchování jaderného monopolu rozhodnuto o vytvoření dvou těles zodpovědných za veškerý jaderný program země. V rámci zákona o atomové energii (1946) byla vytvořena Komise pro atomovou energii, jež disponovala veškerými (vlastnickými) právy a veškerou mocí týkající se amerického jaderného programu. Na Komisi bylo delegováno vlastnictví všech jaderných laboratoří, know-how a dokonce i štěpného materiálu a zařízení k jeho produkci. Jako dozorčí orgán pro Komisi byl vytvořen Spojený výbor pro atomovou energii (Joint Committee on Atomic Energy – JCAE), do nějž každá komora Kongresu nominovala 9 členů. První dekády jaderného výzkumu tak byly pod striktní parlamentní kontrolou, přičemž převažoval vojenský charakter výzkumu. Uvádí se, že ještě v roce 1961 byly zhruba dvě třetiny veškerého výzkumu, vývoje a konstrukce reaktorů ve Spojených státech určeny pro vojenské účely.

Během tohoto období vznikla silná pozice parlamentních elit kontrolujících skrze AEC a JCAE americký jaderný program. Tato skupina podporovala rozvoj jaderné energetiky coby nadějí na velké množství levné energie dostupné i v regionech chudých na alternativní možnosti výroby elektřiny (voda, ropa, uhlí). Jaderná energie se tak ještě více stala nezpochybnitelným národním zájmem.

⁴³⁸ Tamtéž.

⁴³⁹ International Atomic Energy Agency. (n.d.). *50 Years of Nuclear Energy*. Dostupné z <http://www.iaea.org/>

⁴⁴⁰ Kapitola vychází z Duffy, R. J. (2004). History of Nuclear Power. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 395–408. New York: Elsevier. doi:10.1016/j.bbr.2011.03.031

V průběhu 50. let bylo sice jasné, že vojenský význam jaderné energie nebude klesat (naopak), ale objevovala se i rostoucí tendence k rozvoji jaderné energie pro nevojenské účely – typicky výroby elektrické energie pomocí jaderného štěpení. Důležitou roli v této souvislosti sehrál i první sovětský jaderný test v roce 1949 a motivace USA nenechat se druhou stranou předběhnout v tak prestižní záležitosti, jakou bylo mírové využití jaderné energie. Po roce 1949 bylo jasné, že USA nemohou zabránit dalším zemím v ovládnutí jaderné energie, a jejich strategie tak logicky přešla k co největší kontrole tohoto procesu. Pomocí iniciativy Atomy pro mír prezidenta Eisenhowera a zákona o atomové energii z roku 1954 byly podpořeny transfery know-how k výstavbě reaktorů do Evropy. Nikoliv nevýznamné byly i ekonomické motivy, kdy podle některých odhadů měl potenciální evropský trh s jadernou energií velikost ekvivalentní cca 30 miliardám tehdejších dolarů. Atomový zákon z roku 1954 také otevřel jadernou energii soukromým subjektům (licencovaným AEC) na bázi přístupu k některým materiálům, patentům a know-how. Výraznou roli hrály i vládní dotace pro rozvoj jaderné energetiky: soukromé pojišťovny mohly nabídnout krytí škody pouze do výše 60 milionů USD, což by velmi pravděpodobně nepokrylo důsledky vážnější nehody reaktoru, a vláda tak rozšířila krytí na 500 milionů USD, čímž umožnila firmám beze strachu vstoupit do jaderného průmyslu. Jiný příklad hovoří o odkupu v reaktorech vzniklého plutonia vhodného k výrobě zbraní za fixní ceny, čímž AEC ušetřila firmám provozujícím elektrárny řadu starostí s odpadem, a navíc získala chronicky nedostatečný materiál pro výrobu zbraní.

Navzdory těmto stimulům nedocházelo během prvních let následujících po atomovém zákonu z roku 1954 k viditelnému rozvoji jaderné energetiky. Produkce elektřiny pomocí reaktorů byla ve srovnání s tradičními palivy jako ropa a uhlí nekompetitivní. Americké vládě a AEC se stálou výstavbou a podporou výzkumu a vývoje nicméně podařilo vyvolat ve společnosti dojem, že budoucnost výroby elektřiny v USA leží v jaderné energii, ať už s participací soukromého sektoru, nebo bez něj. Firmy začaly skupovat první reaktory – některé ve snaze o konkurenční výhodu pro situaci, kdy se jaderná energetika začne naplno rozjíždět, jiné kvůli tomu, aby udržely federální vládu mimo energetický byznys (panovaly obavy, že státními energetickými firmami vlastněné jaderné elektrárny by dodávaly energii státním institucím, což by citelně ukrojilo z trhu s elektřinou). Průlomový moment nastal v prosinci 1963, kdy společnost Jersey Central Power and Light objednala u General Electric 515MW BWR reaktor pro plánovanou elektrárnu v Oyster Creek, New Jersey. Navzdory tomu, že první komerční elektrárny byly ztrátové, úspory z rozsahu a rapidní technologický pokrok dosažený s další výstavbou učinil z jaderné elektrárny poměrně rychle konkurenceschopný zdroj. Jen během let 1966 a 1967 si americké společnosti objednaly cca 55 reaktorů, přičemž v roce 1967 představovaly jaderné elektrárny více než polovinu objednané výstavby dalších produkčních kapacit. „Bandwagon effect“ charakterizoval trh s jadernými reaktory příštích několika let, a to jak v USA, tak v Evropě. Obchodníci nicméně hodnotili ekonomičnost, efektivitu a bezpečnost elektráren příliš optimisticky a první roky provozu velkého množství nových reaktorů tuto chybu prokázalo.

S masivním rozšířením jaderných elektráren se změnil dominantní výkladový rámec pro jaderný program. Ze záležitosti národní bezpečnosti a národního zájmu se koncem 60. let stal předmět debat odehrávajících se spíše v rovinách rodící se a sílící ochrany životního prostředí, veřejného zdraví, lidské bezpečnosti a dodávek energií. Penetrace jaderné energetiky do společenského diskursu také vedla ke konci řízení veškerého jaderného programu úzkou skupinou lidí shromážděných okolo AEC a JCAE.

V 60. letech vzniklo první protijaderné hnutí. Mírně paradoxně, vzhledem k povaze fungování jaderné energetiky, bylo zaměřeno na důsledky výměny tepla mezi chladicími věžemi elektráren a okolními vodními systémy. Environmentální hnutí byla nakonec úspěšná a záležitost tepelného znečištění okolí se stala jedním z kritérií pro posuzování udělení licence ze strany AEC. Jestliže veškerá negativní publicita spojená s tepelným znečištěním blízkého okolí pouze nahlodala pojetí jaderné energetiky jako národního zájmu, otázka bezpečnosti jaderných reaktorů, která se vynořila během 60. a 70. let byla dostatečně

naléhavá, aby přitáhla pozornost celonárodních médií a následně i celého národa. Protijaderné hnutí sílilo a postupně se obracelo přímo k centru průmyslu – licencování nových reaktorů AEC. Postupem času čelila prakticky každá další licence výrazným protestům veřejnosti, z nichž některé doprovázely největší demonstrace od vietnamské války. Není také zcela bez zajímavosti, že arabská ropná embarga jadernou energii spíše poškodila, než že by jí dodala na důležitosti, jak by se intuitivně dalo očekávat. Ropné krize vynesly energetická témata k vrcholu společenské a politické agendy a zvýšené finanční podpoře se následně těšily všechny oblasti energetického výzkumu. Jaderná energie tak kromě environmentální kritiky čelila tvrdé konkurenci ze strany ostatních energetických odvětví.

Reakcí jaderného průmyslu bylo obětování AEC ve prospěch vzniku dvou flexibilněji reagujících institucí – Energy Research and Development Administration (ERDA) a Nuclear Regulatory Commission (NRC). Zapojením dalších institucí (EPA, Fish and Wildlife Service, lokálních vlád) do legislativního procesu ohledně jaderné energie a do rozhodovacích procesů týkajících se umístění a konstrukce elektráren ovšem dále oslabilo jaderný průmysl a jeho kontrolu několika málo lidmi podřízenými Kongresu. Vrcholem tohoto procesu bylo zrušení JCAE v roce 1977. Jeho pravomoci byly předány celé řadě výborů a podvýborů, z nichž řada sympatizovala s protijaderným hnutím.

Změny v přístupu veřejnosti a regulaci však nebyly jedinými důvody ústupu jaderné energie v 70. letech. Ropné šoky znamenaly mimo jiné střidmější zacházení s elektřinou. Vzestup cen surovin a přísnější regulace (anticipující větší množství suroviny a práce) učinily výstavbu nových bloků prohibitivně drahou. Oproti 600 USD/kWh instalovaného výkonu v roce 1981 se cena za kWh v roce 1983 pohybovala kolem 3 500 USD (v dolarech roku 1983). Zdálo se, že si jaderný průmysl vybírá daň za svůj překotný rozvoj motivovaný během existence AEC. V USA prakticky neexistovaly dvě stejné elektrárny, nepodařilo se standardizovat technologii reaktorů, stále větší elektrárny byly až přespříliš složité a kontrolní úřady prakticky neměly šanci objektivně zhodnotit vhodné modely pro další výstavbu. Důsledkem byl pokles objednávek nových reaktorů po roce 1974, jenž se v roce 1978 ustálil na nule. Během let 1974 a 1984 navíc došlo ke zrušení objednávek na více než 100 reaktorů, z nichž některé byly opuštěny i v pokročilé fázi konstrukce.

28. březen 1979 přinesl novou vlnu kritiky jaderné energie. Závažná havárie v elektrárně Three Mile Island poblíž Harrisburgu v Pensylvánii měla významné důsledky zejména pro regulační komisi NRC. Vyšetřování ukázalo významná pochybení NRC v souvislosti s dodržováním bezpečnostních standardů v projektech během udělování licencí. V řadě případů NRC prostě změnila bezpečnostní požadavky, než aby odmítla licenci udělit (elektrárny v Shorehamu na Long Islandu a Seabrooku v New Hampshire). Havárie na Three Mile Islandu přinesla mnohem přísnější regulaci a zejména její důsledné vynucování. Významný impuls byl udělen také standardizaci reaktorové technologie.

Zapojení dalších důležitých aktérů do jaderné energetiky přinesla problematika jaderného odpadu, která se naplno objevila v 80. letech. Do té doby byla považována za zástupný problém. Nicméně se ukázalo, že chladicí bazény v okolí elektráren mají výrazně omezenou kapacitu a zejména že nedokážou udržet radioaktivní odpad po dobu přesahující tři roky. Federální zákon o jaderném odpadu (Nuclear Waste Policy Act 1982) ukládal roční lhůtu na nalezení a vybudování dvou stálých úložišť jaderného odpadu. Všechny státy, ve kterých byly následně vytipovány příhodné lokality, zákonu tvrdě odporovaly. Do kouta zahnaný Kongres zákon novelizoval a stanovil oblast hory Yucca v Nevadě jako jediné místo pro budoucí úložiště odpadu.

Výbuch reaktoru v černobylské elektrárně 26. dubna 1986 pochopitelně znamenal další příliv kritiky jaderné energie. Jeho důsledky se soustředily zejména na Evropu, kde s výjimkou Francie jen málo států pokračovalo v aktivní výstavbě nových bloků.

Současné směřování amerického jaderného sektoru je ve znamení stagnace. Problematika klimatických změn přinesla téměř bezemisní jaderné energetice mírné ulehčení od environmentální kritiky, nečeká se však ani větší jaderná renesance. Převažující tendence je orientována na status quo v podobě prodlužování provozu stávajících elektráren.

6.2.1.3.1.2 Evropa

Potřeba velkého množství energie pro obnovu válkou poznamenané Evropy byla zřejmá již v jejím průběhu a nově nalezená možnost výroby elektřiny pomocí jaderné reakce se zdála být vhodným způsobem, jak se s touto potřebou vypořádat. Rozvoj jaderné energetiky v Evropě je na rozdíl například od USA více svázán s mezinárodními organizacemi. Již v roce 1958 byla v rámci OEEC (předchůdce OECD) založena Evropská agentura pro jadernou energii (*European Nuclear Energy Agency* – ENEA).⁴⁴¹ Počáteční úkoly agentury spočívaly v koordinaci mezinárodních snah o vývoj nových typů reaktorů a chemického závodu pro zpracování odpadu. Koncem 60. let, kdy první experimentální reaktory přešly do fáze komerční výroby a provozu, se agentura přeorientovala na zdravotní, bezpečnostní a regulační aspekty jednotlivých národních jaderných programů. Zatím poslední předěl v činnosti proběhl na začátku 90. let, kdy agentura následovala OECD v asistenci zemím bývalého východního bloku.⁴⁴²

Větším projektem bylo společenství atomové energie, které po selhání Evropského obranného společenství (EDC) v roce 1954 dohromady s vytvořením společného trhu navrhl belgický ministr zahraničních věcí P. H. Spaak. Dohromady se tyto oblasti promítly do dvou římských smluv z března 1957. Na rozdíl od smlouvy o EEC nebyla smlouva o EURATOM po dlouhé dekádě revidována. Z části i proto, že dvě nejvíce sporné oblasti jaderné energetiky – bezpečnost reaktorů a zacházení s vyhořelým palivem – spíše nereflektovala. Hlavním cílem EURATOMu byla koordinace rozvoje jednotlivých jaderných programů, organizace trhu s jadernou elektřinou a eventuálně prodej elektřiny mimo hranice Společenství. Po celou dobu své existence se organizace angažovala v zajištění stabilních dodávek palivové rudy pro všechny státy Společenství, které na nich budou mít zájem, a v podpoře rozvoje nových technologií – mezi největší projekty dnešní doby patří tokamak ITER.

Ve státech EU-15 byly Francie a Británie prvními zeměmi, které adoptovaly civilní využití jaderné energie. Stalo se tak v letech 1959, respektive 1957. V 60. letech je následovaly Německo, Belgie, Itálie, Švédsko, Španělsko a později Finsko. Po dekádě rozvoje jaderné energetiky, který v Evropě probíhal méně překotně než ve Spojených státech, nastal srovnatelný útlum. Jestliže v USA byla zřejmě hlavní příčinou ekonomie jaderných elektráren, v Evropě to byly spíše důvody politického rázu. Již od počátku 70. let probíhaly zejména v Německu a v Británii celospolečenské debaty, v jejichž centru byla problematika jaderného odpadu. A jestliže tyto debaty byly brzdou rozvoje, pak havárie v Pensylvánii a na Ukrajině byly bodem zlomu. Pouze Francie se svými neomezenými ambicemi a omezenými zásobami fosilních paliv zachovala trend nastolený v 60. letech, naproti tomu ve většině zemí došlo k přehodnocení postoje k budování nových bloků a Německo, Švédsko a Itálie dokonce vyhlásily odchod od jaderné energie. Skutečně ovšem všechny své reaktory odstavila pouze Itálie. V jiných zemích (Irsko) přestala být jaderná energie akceptovatelnou alternativou výroby elektřiny. Dříve vnímaný hrozící nedostatek energie, jímž byl rozvoj jaderné energie taktéž zdůvodňován, částečně ustoupil, když v 70. letech došlo k rozsáhlému nálezů zemního plynu v Holandsku a u břehů Velké Británie.⁴⁴³

441 Od roku 1972 známá jako NEA.

442 Nuclear Energy Agency. (2010). *History of the OECD Nuclear Energy Agency*. Dostupné z <http://www.oecd-neo.org/>

443 Nuttall, W. J. (2008). *Nuclear Energy in the Enlarged European Union*. Cambridge: CESSA. Dostupné z http://www.cessa.eu.com/sd_papers/wp/wp4/0404_Nuttall.pdf

V otázce podpory existuje poměrně jasná dělicí linie mezi starými a novými členskými zeměmi. Zatímco u zemí EU-15 je rozložení postojů k jaderné energii poměrně různorodé, v případě nových členských států je výrazně vychýleno ve prospěch pozitivního vnímání jaderné energie. Silně pozitivní přístup k jaderné energii mají ze starých členských zemí jen Francie a Finsko, slabě pozitivní potom Velká Británie, Nizozemsko, Španělsko a Portugalsko. Neutrální přístup lze hledat u Dánska a Lucemburska, slabě negativní u Itálie, Německa, Švédska, Belgie a Řecka. Silně negativní vnímání jaderné energetiky nalezneme u Irska a Rakouska. U nových členských států je rozpětí pouze na škále silně pozitivní – neutrální. Silně pozitivní přístup mají Litva, Rumunsko, Bulharsko, ČR, Slovensko a Maďarsko, slabě pozitivní Polsko, Lotyšsko, Estonsko, Slovinsko, neutrální Malta a Kypr.⁴⁴⁴

V čase se pochopitelně tyto přístupy mění. Obecně jsou, jak je pro EU charakteristické, komplikací společných celoevropských iniciativ (nejen) v oblasti energetiky.

6.2.1.3.2 Základní principy fungování jaderné energie

Štěpení atomu je tím snazší, čím nestabilnější je jádro atomu. Stabilita jádra je odvozena od poměru dvou sil: elektrostatické síly, jíž se shodně nabitě částice jádra (protony) vzájemně odpuzují – obdobně jako dva magnety k sobě otočené shodnými póly –, a vnitrojaderné přitažlivé síly, jíž se (všechny) částice v jádře navzájem přitahují – obdobně jako větší vesmírná tělesa. Poměr těchto sil souvisí s velikostí atomu. Těžší atomy (s větším nukleonovým číslem) jsou větší, částice v jádře jsou více rozptýlené a elektrostatická síla roste na úkor přitažlivé síly – jádra těchto atomů jsou tak méně soudržná a atomy jsou nestabilní. V jádrech menších (lehčích) atomů jsou částice naopak poměrově soustředěnější na menší prostor. Přitažlivá síla dominuje a tyto atomy jsou stabilní.

Tab. 30: Srovnání energie dosažitelné z různých paliv

1 kg uhlí	10 kWh
1 kg uranu U-235	23 000 000 kWh
Fúze deuteria a tritia na 1 kg lithia	120 000 000 kWh

Vztah energie a hmoty je klíčový pro pochopení principu uvolňování energie z jaderných reakcí. Na rozdíl od makrosvěta je na sub-atomární úrovni hmotnost celku nižší než součet hmotností jednotlivých částí. Hmotnost jádra atomů je tedy nižší než součet hmotností protonů a neutronů v jádře se nacházejících. Energetický ekvivalent tohoto hmotnostního úbytku se projevuje jako vazební energie dle Einsteinova vztahu hmoty a energie:

$$\Delta E = \Delta mc^2$$

Největší energii jaderné vazby najdeme u prvků s nukleonovým číslem (počet částic v jádře) pohybujícím se okolo 60. Jedná se o izotopy železa Fe-56 a Fe-58 a izotopy niklu Ni-60 a Ni-62. Tato řada prvků tvoří jakýsi energetický předěl ve vztahu energie a reakce částic. U lehčích prvků (s nižším nukleonovým číslem než nikl a železo) se při štěpení jader energie spotřebovává, při slučování jader (fúze) energie uvolňuje. Slučováním lehčích jader se celek posunuje k vyšší energii jaderné vazby a nižší hmotnosti celku. Dle zmíněné Einsteinovy formule se tento hmotnostní úbytek projevuje uvolňováním energie.⁴⁴⁵ U těžších prvků s nukleonovým číslem vyšším než u niklu a železa je situace opačná – energie se uvolňuje jejich štěpením na lehčí prvky. Systém tak opět směřuje do stavu s nejvyšší energií jaderné vazby, opět dochází k úbytku hmotnosti, a tedy k uvolňování energie. V praxi se tedy při slučování jader s vyšším obsahem částic než 60 energie pohlcuje, při štěpení se energie uvolňuje.⁴⁴⁶

⁴⁴⁴ Tamtéž.

⁴⁴⁵ U testovacích projektů jaderné fúze se proto využívají izotopy vodíku deuterium (nukleonové číslo 2) a tritium (3).

⁴⁴⁶ V jaderných reaktorech se proto využívá převážně těžký prvek uran U-235.

Střetne-li se atom uranu U-235 za určitých podmínek s volně letícím neutronem, dojde k jeho absorpci jádrem atomu. Přitom dochází k mírné deformaci tvaru jádra – některé protony se tak od sebe mírně vzdálí, čímž dojde k oslabení obou mezi-částicových sil, avšak přitažlivá síla mezi protony oslabí relativně více, neboť je citlivější ke změně vzdálenosti. Převažující elektrostatická odporová síla dále deformuje jádro, které se následně rozpadne – například na krypton (Kr-89) a baryum (Ba-144), přičemž se uvolní dva až tři nové volné neutrony a energie. Ta je odvozena následně: vazebná energie mezi jadernými částicemi U-235 je zhruba 7,6 milionů elektronvoltů, vazebná energie jader štěpných produktů je v průměru 8,5 MeV.⁴⁴⁷ Výsledný rozdíl mezi nimi – 0,9 MeV – je energie uvolněná při štěpení vazby.⁴⁴⁸ Na 235 nukleových částic tedy připadá zhruba 210 MeV uvolněné energie. Zhruba 80 % této energie primárně existuje ve formě kinetické energie štěpných produktů. Štěpné produkty jsou rychle brzděny srážkami s částicemi hustého okolního prostředí jaderného paliva, a jejich kinetická energie se tak mění na energii tepelnou projevující se zahříváním paliva. Primární štěpné produkty nebývají produkty finálními. Většinou se v krátkém čase dále rozpadají,⁴⁴⁹ čímž uvolňují část ze zbylých 20 % vzniklé energie.

Podstatné je, že tento sekundární rozpad probíhá i po ukončení řetězové reakce a odstavení reaktoru, což zvyšuje nároky na technologii chlazení a zacházení s vyhořelým palivem. Máme-li například reaktor o tepelném výkonu 3 000 MWt (což je případ českého Temelína) v provozu nepřetržitě po dobu jednoho roku, sekundu po zastavení řetězové reakce je jeho výkon stále na zhruba 6,5 % původní hodnoty (zhruba 195 MWt). Hodinu po vypnutí klesne výkon na 1,5 % (tepelný ekvivalent 45 MWt). Zanedbatelných hodnot tepelného výkonu dosáhne palivo až po několika dnech bez aktivní řetězové reakce.

Uran U-235 je jedním ze tří tzv. štěpných izotopů. Jádra těchto izotopů (jedná se o uran U-233 a U-235 a plutonium Pu-239) se začnou dělit po absorpci pomalu se pohybujícího neutronu. V přírodním uranu se nicméně vyskytuje pouze z 0,7 %, zbylých 99,3 % připadá na uran U-238.⁴⁵⁰ Tento poměr nelze úspěšně využít pro udržení kritického stavu⁴⁵¹ ve většině současných reaktorů. V praxi se proto nabízejí následující řešení: (1) obohacení přírodního uranu na zhruba 2–5 % U-235; (2) případně je možné využít zvláštní konstrukce reaktorů schopných udržet štěpnou reakci i v palivu reflektujícím přírodní poměr obou izotopů, jakými jsou například kanadské Candu.

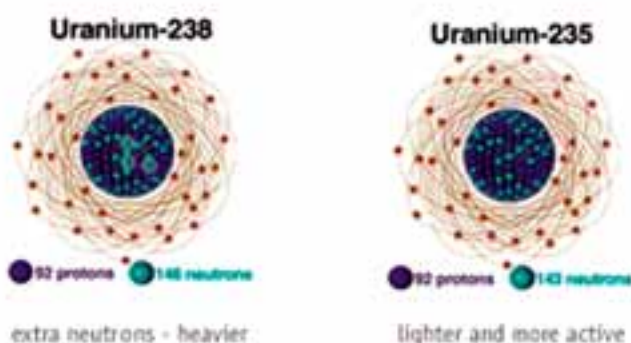
447 meV = milion elektronvoltů. 1 elektronvolt je energie, kterou získá elektron urychlený ve vakuu napětím jednoho voltu. Jeden eV je roven zhruba $1,6 \times 10^{-19}$ J.

448 V makrosvětě se pochopitelně jedná o velmi malou energii, ve srovnání s chemickými reakcemi (např. oxidace v podobě hoření uhlí či výbušnin) se však na úrovni částic jedná o milionkrát větší uvolněné energie na jednu částicovou reakci.

449 Zde se nejedná o štěpení obdobné prvotnímu štěpení uranu. Štěpné produkty vyzařují neutrony, pozitrony nebo elektrony (beta nebo gama rozpad), tudíž vznikají spíše stabilnější izotopy než zcela nové prvky.

450 Z nějž se stává plutonium Pu-239 po absorpci neutronu a jeho přeměně na proton skrze beta rozpad (dojde k vyzáření elektronu, čímž se změní náboj). Uran U-238 je tak tzv. „množivým izotopem“ (*fertile*), jenž se při absorpci neutronu neštěpí, ale stává se štěpným materiálem. Zpravidla se tak děje skrze jeden mezikrok (u U-238 je tímto mezikrokem neptunium Np-239). Jiným množivým izotopem je thorium Th-232, z nějž po absorpci neutronu a beta rozpadu vzniká štěpný U-233.

451 Každá štěpná reakce dá vzniknout mimo jiné dvěma až třem novým neutronům. Pokud všechny způsobí další štěpení, je reakce nadkritická a uvolněné teplo stoupá, dokud je co štěpit. Pokud je ovšem více neutronů pohlceno uranem U-235, nebo unikne z jádra reaktoru, je reakce podkritická a množství štěpných reakcí se cyklicky zmenšuje. Kritický stav reaktoru tedy odpovídá situaci, kdy z každé štěpné reakce právě jeden neutron způsobí další štěpnou reakci.

Obr. 31: Uran U-238 a U-235⁴⁵²

6.2.1.3.3 Využití technologie výroby elektřiny

Základním prvkem jaderné elektrárny je reaktor. V reaktoru probíhá řízená řetězová reakce, při níž volné neutrony procházejí palivem a narážejí do jader uranu 235, které rozštěpují. Při štěpení těžkých jader dochází k rozbití sub-atomárních vazeb a vzniku nových částic pohybujících se značnou rychlostí. Okolní tuhé jaderné palivo nicméně neumožňuje snadný průchod těchto částic, a jejich kinetická energie se tak mění na teplo. Teplo je předáváno chladicímu médiu, jímž může být plyn, voda nebo tekuté kovy, které je buď přímo, nebo nepřímo využito ke generaci páry, která je pak pod tlakem hnána přes turbínu do kondenzátorů, kde přechází zpět do kapalného skupenství. Štěpení uranu navíc uvolňuje další tři neutrony, což umožňuje vznik řetězové reakce. Obecně se reaktory skládají z těchto částí:

Palivo

Základním palivem pro jaderné reaktory je uran U-235 zpracovaný do malých keramických válečků umístěných nad sebe do palivových tyčí, které jsou zase seskládány do palivových článků. Palivové články mají různé rozměry a jsou základní jednotkou paliva, se kterou se při provozu manipuluje.

Moderátor

Z teorie relativity a poznatků kvantové fyziky vyplývá, že rychle se pohybující částice mají nižší hmotnost a nižší objem. Pravděpodobnost střetu s pomalu se pohybujícími se jádry uranu je tak výrazně menší. Neutrony zpomalené na rychlost okolního prostředí (tzv. termální neutrony) jsou mnohem hmotnější a jejich šance na setkání u atomu U-235 je nejvyšší.⁴⁵³ Ke zpomalení neutronů se využívá tzv. moderátor, což je vrstva většinou vody,⁴⁵⁴ případně jiných látek, jako například grafitu, umístěná v aktivní zóně. Moderátor tedy snižuje kinetickou energii uvolněných neutronů o osm řádů, a z rychle letících neutronů se tak stávají termální neutrony.

Kontrolní tyče

Tyče z materiálu pohlcujícího neutrony (hafnium, kadmium, bor) se využívají ke kontrole průběhu reakce, případně k jejímu úplnému zastavení. Sekundární zastavení reaktoru spočívá v zaplavení aktivní zóny kapalinou se silným moderačním účinkem (borová voda).

⁴⁵² Silex. (n.d.). *About Silex: Silex technology*. Dostupné z http://www.silex.com.au/s03_about_silex/s30_1_content.html

⁴⁵³ Pro srovnání, energie neutronů uvolněných při štěpné reakci se pohybuje mezi 2 a 3 miliony elektronvoltů, zatímco termální neutrony mají energii jen zhruba 0,025 eV.

⁴⁵⁴ Voda je velice efektivním moderátorem, neboť jádra vodíku mají stejnou hmotnost jako neutrony. Při elastických srážkách je tak energie předaná rychle letícími neutrony maximalizována.

Chladivo

Tekutina nebo plyn cirkulující aktivní zónou slouží k odvodu tepla generovaného reaktorem a jeho využití ke tvorbě páry.

Tlaková nádoba

Ocelová nádoba obsahující jádro reaktoru, moderátor a chladivo. V některých případech se může jednat o sérii silných trubek držících palivo a vedoucích (držících) chladivo a moderátor.

Parogenerátor

Kromě varných reaktorů je obvyklou částí elektrárny i okruh, kde voda přijímá teplo od chladiva, mění se v páru a je pouštěna k turbíně.

Kontejnment

Železobetonová, metr silná konstrukce s ocelovou výstelkou obklopující reaktor a chránící okolí v případě selhání těsnicích mechanismů paliva, tyčí a reaktorové nádoby.

6.2.1.3.3.1 Charakteristiky reaktorů

Výkon reaktoru určují tři hodnoty. Tepelný výkon je odvozen od konstrukce reaktoru a vypovídá o množství a kvalitě páry, kterou reaktor vytvoří. Tepelný výkon se označuje indexem „t“ (MWt). Nominální výkon je konstrukční výkon na svorkách generátoru dodávaný elektrárnou za definované teploty kondenzátoru – čím nižší je výsledná teplota vody po kondenzaci, tím více tepla je možné přeměnit v práci (Carnotův cyklus). Čistý výkon je potom množství elektřiny, které po odečtení energetických nároků elektrárny samotné je reaktor schopen dodávat do sítě. Nejvyšší je pochopitelně tepelný výkon, nejnižších hodnot dosahuje čistý výkon.

Nakládání s palivem vychází z takzvaného „vyhoření“ paliva (*burn-up*). Udává se v čase, po který je reaktor schopen z jedné tuny paliva generovat výkon 1 MW. Jednotkou je megawatt-den na tunu (MWd/t). Vyhoření v zásadě určuje palivovou efektivitu zařízení. Současné tlakovodní reaktory dosahují při obohacení okolo 4 % vyhoření zhruba 40 000 MWd/t, nicméně již existují postupy a technologie umožňující dosáhnout i 50 000 až 60 000 MWd/t. Vyhoření také umožňuje srovnání jaderné technologie s ostatními způsoby výroby elektřiny. Při vyhoření 45 000 MWd/t je množství ekvivalentní tuně jaderného paliva 17–20 tisíc tun černého uhlí.

6.2.1.3.3.2 Klasifikace reaktorů

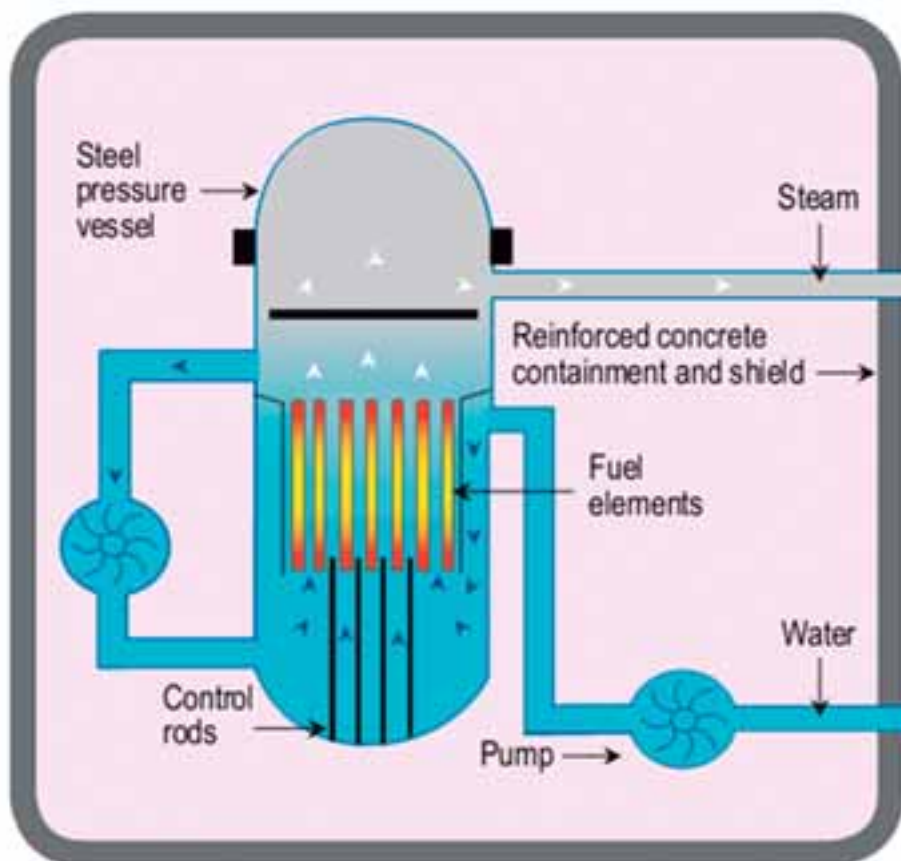
Všechny reaktory slouží k produkci tepla umožňujícího tvorbu horké páry pro turbíny. Ve způsobu, jakým se vytváří a odvádí teplo, potažmo pára, se nicméně odlišují. Jedna ze základních klasifikací reaktorů je proto dělení právě podle tohoto způsobu:

6.2.1.3.3.2.1 Základní typy reaktorů (BWR, PWR)

Přímá generace páry využívá pouze dvou okruhů. V primárním okruhu je pára vzniklá ze zahřáté vody v reaktoru (případně zahřátý chladicí plyn) potrubím přiváděna přímo na turbínu, která následně roztáčí alternátor vytvářející elektřinu. Tyto reaktory se označují jako varné (*boiling water reactor* – BWR). Tlak vody v reaktoru je oproti tlakovodním reaktorům zhruba poloviční (75 atmosfér), takže k varu dochází při teplotě okolo 285 °C. Konstrukce reaktoru počítá s párou ve svrchních 12–15 % nádoby, odtud je přes vysoušecí komory přiváděna přímo k turbíně. Přítomnost radioaktivních nuklidů v páře znamená nutnost stínění turbíny a vyšší nároky na ochranu pracovní síly při údržbě, což do jisté míry vyvažuje výhody spojené s jednodušším designem.

V reaktoru je až 140 tun paliva v 750 článcích, z nichž každý obsahuje na 90–100 palivových tyčí. Jako moderátor a do jisté míry i jako kontrolní mechanismus reakce slouží voda. Při vyšším tepelném výkonu reaktoru dochází ke zvýšenému odpařování vody, vzniklá pára nemá moderační schopnosti kapalné vody, počet termálních (zpomalených a k reakci vhodných) neutronů klesne a s ní i intenzita štěpné reakce.

Obr. 32: Schéma varného reaktoru⁴⁵⁵



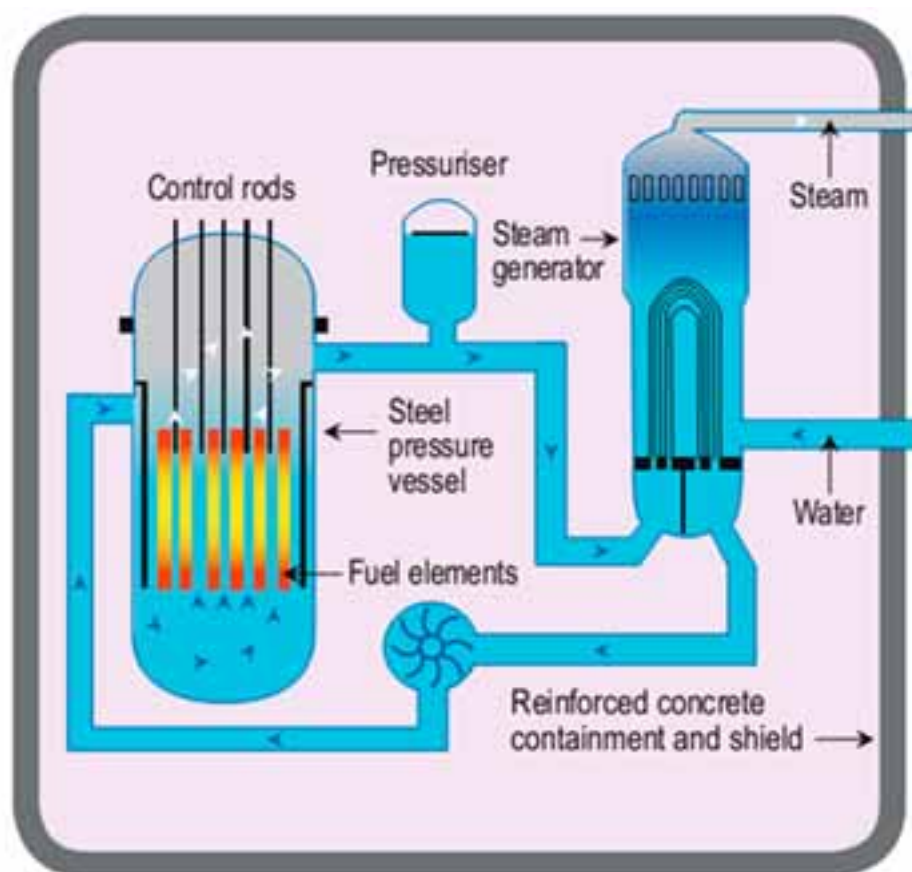
Oproti tomu tlakovodní reaktor (*pressurised water reactor* – PWR, VVER) generuje páru nepřímo. K tomu využívá tří okruhů: v primárním okruhu dochází k zahřátí chladicího média, jímž bývá lehká voda pod vysokým tlakem (zhruba 150 atmosfér), který zvýší její teplotu varu tak, že se udrží v kapalném stavu i při teplotách okolo 300 °C. Takto zahřátá voda předává teplo vodě cirkulující odděleným sekundárním okruhem. V tepelném výměníku se voda sekundárního okruhu odpaří, pára je hnána přes turbínu a nakonec je přeměňována zpět na vodu pomocí chlazení představovaného terciárním okruhem. Termodynamické zákony nedovolují využít všechno teplo nesené chladicím médiem, případně vodou v sekundárním okruhu, a reziduální teplo je tak nutné v rámci posledního okruhu odevzdat okolnímu prostředí. Přímé chlazení využívá tepelných výměníků ponořených do vodních toků (maďarská elektrárna Pakš) či vodních ploch (japonské elektrárny), nepřímé chlazení využívá přenosu tepla do atmosféry pomocí chladicích věží,⁴⁵⁶ ve kterých se zahřátá vodní pára ochlazuje a kondenzuje (české elektrárny).

455 World Nuclear Association. (2011). *WNA Pocket Guide: Nuclear Power Reactor Characteristics*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/uploadedFiles/Pocket%20Guide%202009%20Reactors.pdf>

456 Ačkoliv mohou být považovány za symbol jaderných elektráren, chladicí věže jsou využívány ve všech tepelných elektrárnách využívajících nepřímého chlazení.

Tlakovodní reaktory byly původně navrženy jako pohonné jednotky pro ponorky, dnes jsou nicméně nejrozšířenějším typem reaktorů používaných v elektrárnách. V reaktoru se nachází celkem 80–100 tun paliva rozmístěného ve 150–250 palivových článcích, z nichž každý obsahuje 200–300 palivových tyčí.

Obr. 33: Schéma tlakovodního reaktoru⁴⁵⁷



Nevýhodou tříokruhových elektráren jsou celkové vyšší ztráty odvozené od účinnosti tepelného výměníku mezi primárním a sekundárním okruhem. Výhodami jsou ovšem větší bezpečnost, menší množství fyzických částí přicházejících do styku s radioaktivními materiály koncentrovanými do primárního okruhu (například pára procházející turbínou u těchto typů reaktorů není radioaktivní), nebo nižší dávky radiace, jimž je obsluha vystavena při údržbě reaktoru.

PWR i BWR vyžadují jednou za 12 až 18 měsíců kompletní odstávku při výměně části paliva.

6.2.1.3.3.2 Další typy reaktorů

Těžkovodní reaktory (PHWR, CANDU)

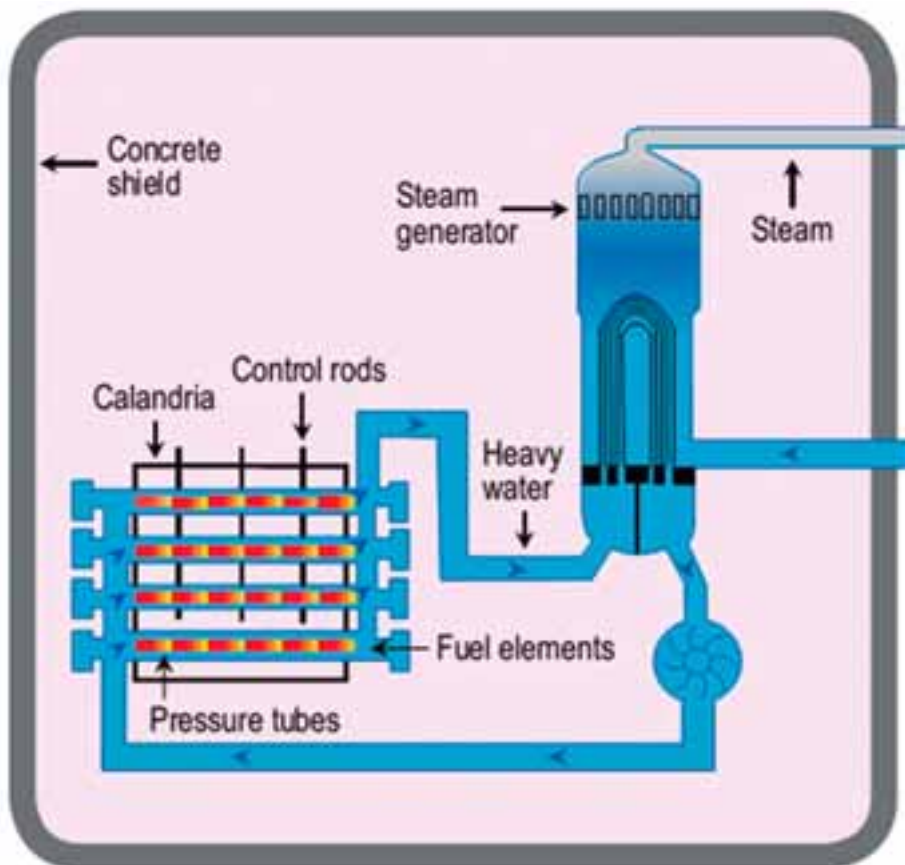
Reaktory využívající těžkou vodu, která je efektivnějším moderátorem než lehká (obyčejná) voda, vyvinuté v Kanadě nevyžadují použití obohaceného paliva.⁴⁵⁸ Lze tedy využít přírodní uran, mírně obohacený uran a potenciálně i thorium. Na rozdíl od varného či tlakovodního reaktoru jsou krátké palivové články (zhruba 50 x 10 cm) vkládány do aktivní zóny vodorovně, což umožňuje výměnu paliva za provozu plně

⁴⁵⁷ World Nuclear Association. (2011). *WNA Pocket Guide: Nuclear Power Reactor Characteristics*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/uploadedFiles/Pocket%20Guide%202009%20Reactors.pdf>

⁴⁵⁸ Namísto paliva je tedy „obohacován“ moderátor.

automatizovaným způsobem, kdy z jednoho konce palivového tubusu jsou články vyjímány a na druhém doplňovány. Aktivní zóna má podobu ležatého válce (*calandria*), který je vyplněn těžkou vodou a podélně protkán zhruba šestimetrovými tubusy na vkládání paliva. Probíhající reakce zahřívá těžkou vodu, která ve výměníku předává teplo lehké vodě v sekundárním okruhu (parogenerátor, turbína). Kontrolní tyče jsou vertikálně zasouvány shora, v případě nutnosti zastavení reakce je do moderátoru přidáno gadolinium.

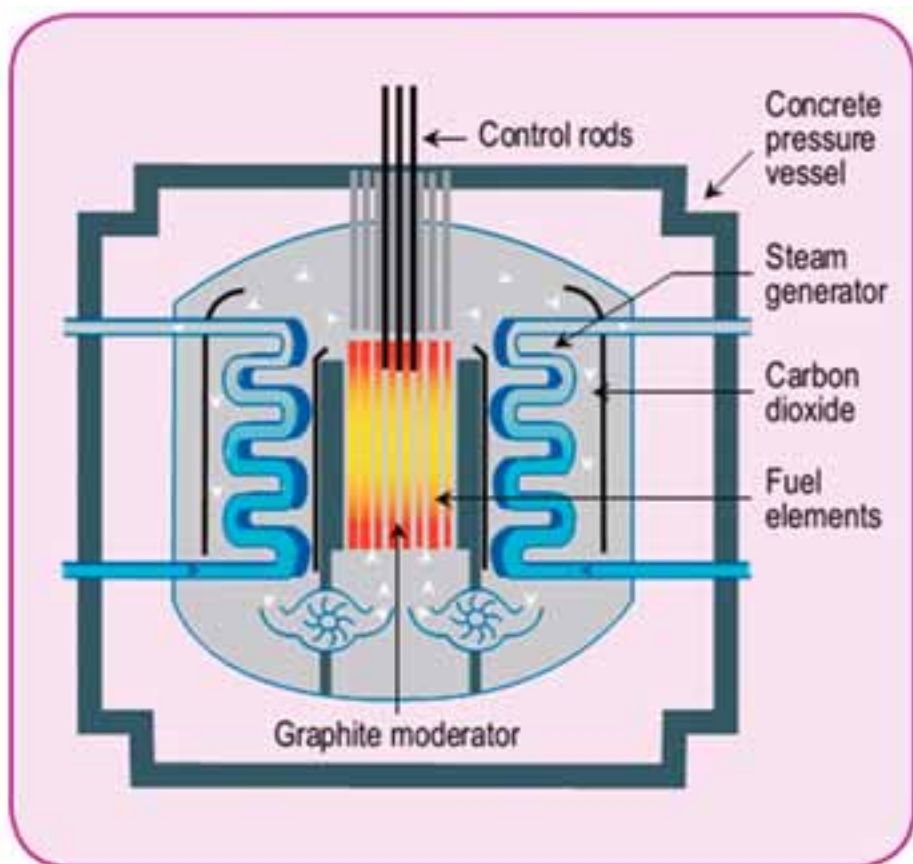
Obr. 34: Schéma CANDU reaktoru⁴⁵⁹



Plynem chlazený reaktor (Magnox, AGR)

AGR (*advanced gas-cooled reactor*) je druhou generací britských reaktorů využívající CO_2 k chlazení a grafit k moderaci. Palivové peletky obsahující uran obohacený na 2,5–3,5 % jsou umístěny v ocelových palivových tyčích umístěných vertikálně v reaktoru. Uvnitř tlakové nádoby jsou dále kontrolní tyče a oxid uhličitý, jenž skrze ventilátory cirkuluje mezi palivem a tepelnými výměníky, kde ohřívá vodu sekundárního okruhu. Teplota plynu je okolo 650 °C. V případě potřeby zastavení reakce je do chladicího plynu vstřikován dusík.

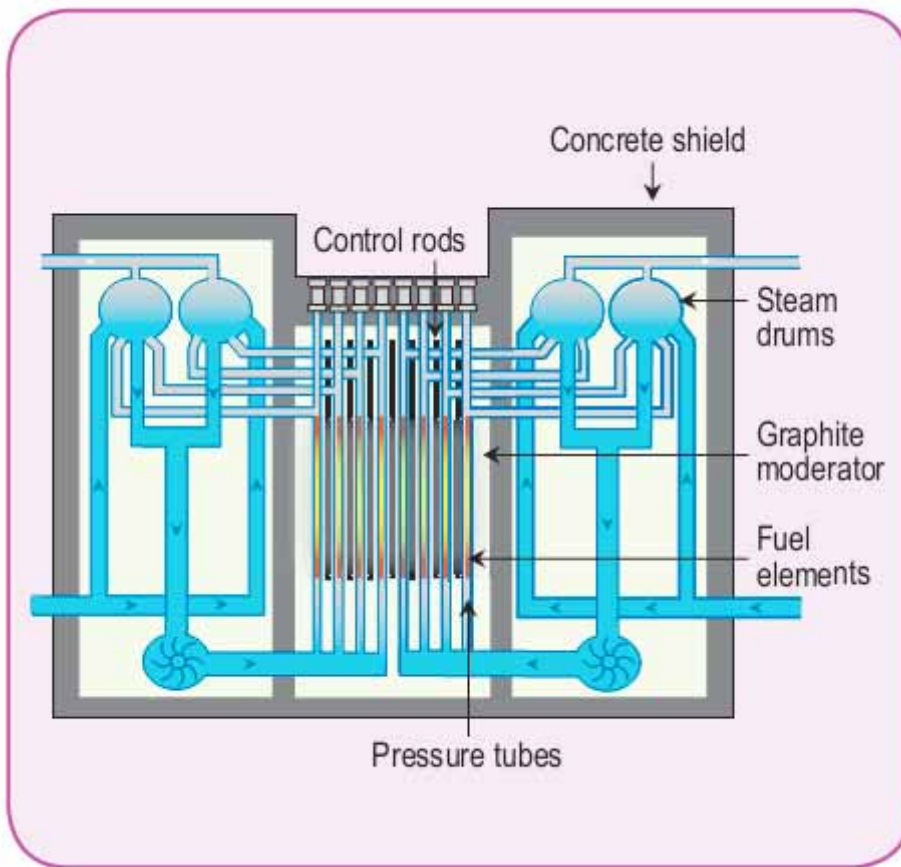
⁴⁵⁹ WNA 2010. World Nuclear Association. (2011). *WNA Pocket Guide: Nuclear Power Reactor Characteristics*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/uploadedFiles/Pocket%20Guide%202009%20Reactors.pdf>

Obr. 35: Schéma reaktoru AGR⁴⁶⁰

Lehkodvodní grafitový reaktor (RBMK)

Objemově jeden z největších reaktorů je tvořen dlouhými svislými palivovými články zasouvanými do sítě grafitového moderátoru. Chlazení primárního okruhu obstarává voda. Nevýhodou této konstrukce je to, že nevyužívá negativní zpětné vazby mezi nadměrným výkonem a moderací neutronů, a regulace je tak prováděna pouze pomocí kontrolních tyčí. Vzhledem k tomu, že moderátorem je fixní množství pevně usazeného grafitu, v případě úniku chladiva a selhání mechanismu kontrolních tyčí může dojít ke vzniku pozitivní zpětné vazby, kdy zvýšený výkon reaktoru urychlí vypařování vody, čímž klesne množství chladiva a dojde k dalšímu zahřívání reaktoru. Po černobylské havárii se tento design reaktorů přestal stavět, v bývalém SSSR je jich nicméně v provozu ještě patnáct.

⁴⁶⁰ World Nuclear Association. (2011). *WNA Pocket Guide: Nuclear Power Reactor Characteristics*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/uploadedFiles/Pocket%20Guide%202009%20Reactors.pdf>

Obr. 36: Schéma reaktoru RBMK⁴⁶¹

Rychlý „množivý“ reaktor (*Fast Breeder Reactor – FBR*)

Tyto reaktory využívají neutronů, které unikají při řetězové reakci mimo palivo a v konvenčních reaktorech jsou zachycovány stěnami tlakové nádoby. Palivo v aktivní zóně je obloženo pláštěm neštěpitelného U-238, z něž se po pohlcení neutronu a následném beta rozpadu stává štěpné plutonium Pu-239 – tzv. „množení“ (*breeding*) nového paliva z neštěpných izotopů. Plutonium pochopitelně vzniká i v konvenčních reaktorech, nicméně zde je poměr paliva vzniklého k palivu spálenému zhruba 0,6. Množivé reaktory dosahují poměru nejméně 1,0, a to i díky absenci moderátoru, neboť rychlé neutrony jsou k množení vhodnější než termální neutrony.

Řešení pomocí pláště z množivých izotopů nicméně vyžaduje manipulaci se vzniklým plutoniem a představuje riziko z hlediska proliferace materiálů dvojího využití. Tento design je tak ve výzkumu postupně opouštěn⁴⁶² ve prospěch produkce plutonia přímo v jádře, kde by bylo následně také spalováno. Doplnění paliva by probíhalo pouze občasným přidáním malého množství přírodního nebo ochuzeného uranu – dohromady zhruba 1–2 % palivové navážky srovnatelného lehkovodního reaktoru.

FBR jsou mnohem menší než konvenční reaktory (například jádro ruského BN-600 dosahuje rozměrů 2 x 0,75 m). Termální produkce je mnohem koncentrovanější a vyžaduje chladivo s maximální dosažitelnou tepelnou vodivostí a nulovou moderační schopností. Pro chlazení FBR se tak používá tekutý kov (sodík, olovo nebo bismut).

⁴⁶¹ Tamtéž.

⁴⁶² Poslední dva „plášťové“ FBR budou od roku 2012 stavěny ruskou OKBM v Číně (typ BN-800), vývoj těchto reaktorů stále pokračuje v Indii, kde se místo uranu U-238 k produkci Pu-239 a Pu-241 využívá thorium Th-232 k produkci U-233 nepoužitelného pro vojenské účely.

FBR ve výsledku vytváří více paliva, než sám spotřebovává. U těchto typů reaktorů se nepoužívá moderátor, tudíž vyžaduje vyšší obohacení paliva (15–30 %). Ačkoliv FBR využívají uranové rudy 60x efektivněji než obyčejné reaktory a mají silnou negativní vazbu mezi teplotou a intenzitou reakce,⁴⁶³ existují důvody, proč jsou v dnešní době upřednostňovány konvenční reaktory: (1) Náklady na výstavbu FBR jsou vyšší – natolik, že jejich konstrukce je ekonomicky ospravedlnitelná jen tehdy, dosahuje-li cena uranu hodnot z období před rokem 1980, což se stalo pouze během zhruba tří let mezi roky 2005 a 2008. (2) FBR také nemají srovnatelně dlouhou tradici s konvenčními reaktory a zatím nelze vždy garantovat životnost ospravedlňující vstupní náklady. Například francouzský 1 450 MWe FBR Superphenix byl odstaven již po 13 letech provozu. (3) Plutonium, které v 80. letech bylo zamýšleno jako palivo pro FBR, dnes lze s úspěchem využít v podobě smíšeného oxidu (MOX) v konvenčních reaktorech. Výzkum FBR, kterých bylo od 50. let zkonstruováno okolo dvaceti a dohromady nasbíraly zhruba 300 let provozu (většina z nich byla výzkumná), tak v současné době spíše stagnuje.⁴⁶⁴ Na rozdíl od ostatních neobnovitelných zdrojů nicméně má jaderná energie v podobě FBR ekonomicky i technologicky využitelnou alternativu pro případ nedostatku palivových zdrojů již dnes.

Box 10: Jaderná elektrárna Dukovany (EDU)

V roce 1970 podepsalo Československo se Sovětským svazem mezivládní dohodu o výstavbě dvou jaderných elektráren o výkonu 1 760 MW. Čtyři bloky elektrárny Dukovany byly spouštěny postupně mezi roky 1985 a 1987. V roce 1987 dosáhla elektrárna svého maximálního projektovaného výkonu (zmíněných 1 760 MW). S výrobou přesahující 14 mld. kWh ročně dnes EDU pokrývá zhruba 20 % spotřeby elektřiny v ČR.

Elektrárna je uspořádána do dvou hlavních výrobních bloků. V každém z nich jsou dva reaktory se všemi přímo souvisejícími zařízeními včetně strojovny s turbínami a generátory. Celkem se zde tedy nacházejí čtyři tlakovodní reaktory (PWR) typu VVER. Každý z nich má tepelný výkon 1 375 MW (MWt) a čistý elektrický výkon 388 MW (MWe).

Reaktorová nádoba je situována vertikálně, její výška je 23,67 metru, vnitřní průměr tlakové nádoby 3,5 metru a její tloušťka cca 35 cm. Samotná reaktorová nádoba váží 215 tun, reaktor celkově (i s chladivem) váží 395 tun. V aktivní zóně se nachází 312 palivových kazet, v každé z nich potom 126 palivových proutků. Mezi palivovými kazetami se nachází 37 regulačních kazet. Celkem 42 tun paliva s obohacením v krocích 1,6/2,4/3,6/3,82 % U-235 je kompletně vyměňováno ve čtyřletých cyklech s částečným přechodem na pětiletý cyklus. V primárním okruhu cirkuluje 209 m³ lehkovodního chladiva pod tlakem 12,25 MPa. Na vstupu do aktivní zóny je teplota vody 267 °C, na výstupu o 30 °C více. Rychlost průtoku chladiva je 42 000 m³/hod.

Sekundární okruh je tvořen parogenerátorem (na jeden reaktor je jich celkem 6) o délce 11,8 m, průměru 3,2 m a hmotnosti 165 tun, jehož výkon je 452 tun páry o teplotě 260 °C a tlaku 4,61 MPa za hodinu; dále hlavním čerpadlem o výkonu zhruba 7 000 m³/hod; turbínou dosahující 3 000 otáček za minutu; generátorem o výkonu 220 MW a titanovým kondenzátorem (v počtu jeden na jednu turbínu) s průtokem chladicí vody skrze 31 716 trubek k chlazení určených ve výši 35 000 m³/hod.

Součástí sekundárního okruhu je i (terciární) chladicí okruh. Jeho hlavní částí je 8 chladicích věží o výšce 125 metrů, vnitřních průměrech 88 metrů u paty, respektive 59 metrů v koruně. Navzdory masivně vyhlížející konstrukci se tloušťka stěn pohybuje mezi 15 a 60 centimetry. Průtok jednou věží se pohybuje okolo 10 m³ za sekundu, maximální odpar věže je zhruba 0,15 m³ za sekundu.

463 S rostoucí teplotou řetězová reakce ustává. Z hlediska bezpečnosti se jedná o neocenitelnou výhodu, která činí reaktor mnohem méně citlivý ke ztrátě chladiva.

464 V nezměněném tempu se pokračuje pouze v Indii motivované zásobami thoria.

K 19. lednu 2011 bylo ve třiceti zemích světa v provozu 442 bloků jaderných elektráren s celkovým výkonem okolo 375 GW. Dalších 65 bloků o výkonu 63 GW bylo ve výstavbě. Během let 1951 až 2009 dosáhla celková výroba elektrické energie v jaderných elektrárnách 64 600 miliard kWh, přičemž k září 2010 odsloužily jaderné elektrárny celkem 14 174 let.

Tab. 31: Reaktory v provozu a ve výstavbě⁴⁶⁵

	V provozu		Ve výstavbě	
Země	Počet	Čistý výkon (MW)	Počet	Čistý výkon (MW)
Argentina	2	935	1	692
Arménie	1	375	-	-
Belgie	7	5 926	-	-
Brazílie	2	1 884	1	1 245
Bulharsko	2	1 906	2	1 906
Čína	13	10 048	27	27 230
Česká republika	6	3 678	-	-
Finsko	4	2 716	1	1 600
Francie	58	63 130	1	1 600
Indie	20	4 391	5	3 564
Írán	-	-	1	915
Japonsko	54	46 823	2	2 650
JAR	2	1 800	-	-
Jižní Korea	21	18 665	5	5 560
Kanada	18	12 569	-	-
Maďarsko	4	1 889	-	-
Mexiko	2	1 300	-	-
Nizozemsko	1	487	-	-
Pákistán	2	425	1	300
Rumunsko	2	1 300	-	-
Rusko	32	22 693	11	9 153
Slovensko	4	1 792	2	782
Slovinsko	1	666	-	-
Španělsko	8	7 514	-	-
Švédsko	10	9 303	-	-
Švýcarsko	5	3 238	-	-
Tchaj-wan	6	4 980	-	-
Ukrajina	15	13 107	2	1 900
USA	104	10 0683	1	1 165
Velká Británie	19	10 097	-	-
Celkem	442	374 914	65	62 862

⁴⁶⁵ World Nuclear Association. (2011, březen). *World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements*. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/info/Facts-and-Figures/World-Nuclear-Power-Reactors-and-Uranium-Requirements/#.Uh6SMhvQngE>

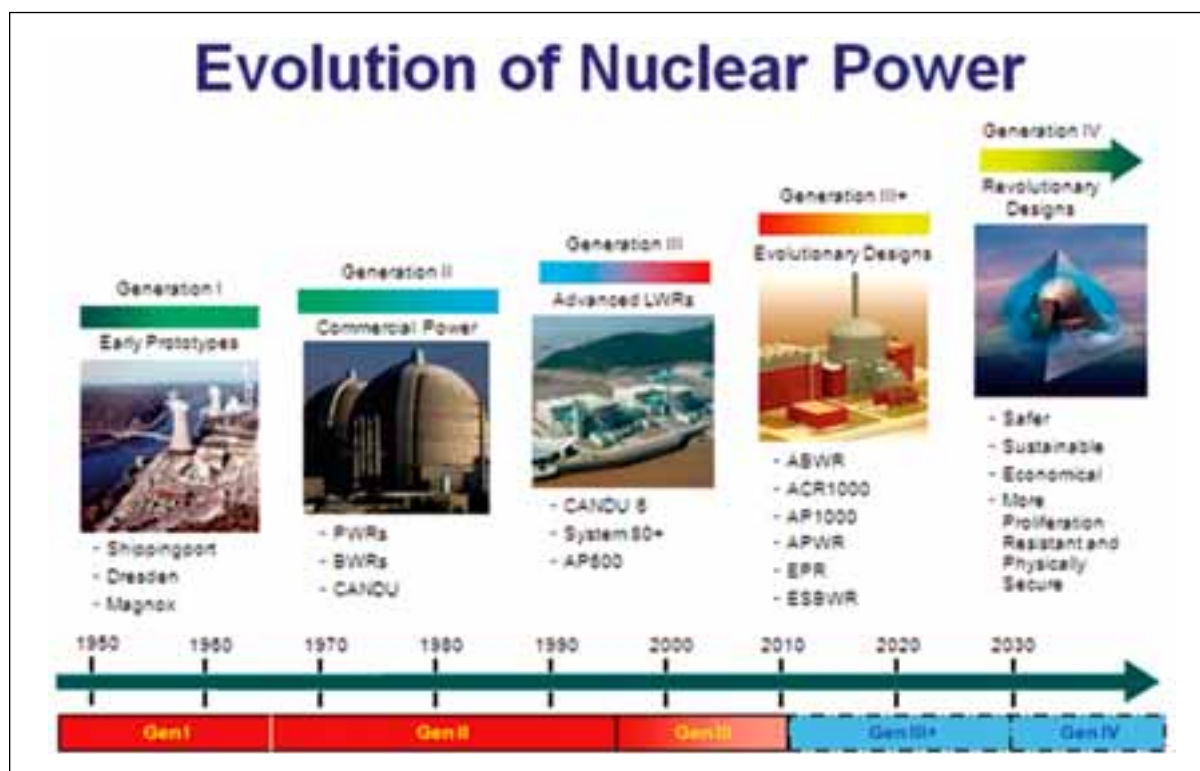
Tab. 32: Typy reaktorů v provozu⁴⁶⁶

	Palivo	Chladivo	Moderátor	Počet	Čistý výkon (MWe)
PWR	obohacený UO_2	voda	voda	269	248 315
BWR	obohacený UO_2	voda	voda	92	83 829
CANDU/ D_2O -PWR	přírodní UO_2	těžká voda	těžká voda	47	23 042
Magnox/AGR	obohacený UO_2	CO_2	grafit	18	8 949
RBMK	obohacený UO_2	voda	grafit	15	10 219
FBR	PuO_2 a UO_2	tekutý sodík	-	1	560
Celkem				442	374 914

6.2.1.3.3.2.3 Další klasifikace reaktorů

Reaktory lze dělit podle mnoha kritérií. Jedním ze základních dělení je dle jejich užití na reaktory produkční a výzkumné. Výzkumnými reaktory disponuje více zemí než reaktory produkčními, slouží k výrobě neutronů využívaných například při produkci radiofarmak, testování materiálů či aktivitám spojeným se základním výzkumem. Produkční reaktory se využívají k výrobě elektřiny v jaderných elektrárnách a v menším měřítku také k pohonu lodí, ponorek či ledoborců.

Dle vývoje v konstrukci se reaktory dělí na čtyři generace.

Obr. 37: Dělení reaktorů dle vývoje konstrukce⁴⁶⁷

⁴⁶⁶ World Nuclear Association. (2011, březen). *Nuclear Power Reactors*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf32.html>

⁴⁶⁷ The Generation IV International Forum. (n.d.). *Evolution of Nuclear Energy Systems*. Dostupné z <http://www.gen-4.org/Technology/evolution.htm>

I. generace reaktorů vznikla během druhé světové války nebo bezprostředně po ní. Byly to první prototypové reaktory, které sloužily k potvrzení předpokladu možnosti výroby elektrické energie pomocí štěpné reakce. Kromě Velké Británie už nikde na světě tyto reaktory nefungují.

II. generace reaktorů reaguje na zkušenosti z provozu I. generace (zejména na zkušenosti z pohonných reaktorů). Reaktory druhé generace se stavěly v sériích, spadají sem všechny reaktory vybudované do roku 1990. Naprostá většina reaktorů, které dnes fungují, jsou reaktory II. generace.

III. generace (případně III+) představuje další evoluční krok reaktorů, které se osvědčily během fungování II. generace. Pokrok III. generace je zaměřen především na následující body:

- standardizovaný design jednotlivých typů (pokles nákladů, konstrukční doby, lepší licencování);
- jednodušší a robustnější konstrukce (snazší provoz, větší odolnost a stabilita);
- delší životnost (střední hodnota 60 let, indické uran-thoriové AHWR míří až na 100 let).
- lepší bezpečnost (další snížení pravděpodobnosti nehod spojených s tavením jádra).⁴⁶⁸
- konstrukce je lépe uzpůsobena pro střet s letadlem;
- lepší palivová efektivita (větší vyhoření paliva);
- delší cykly výměny paliva (u APWR 2 roky, u IRIS až 3,5 roku);
- spalitelné absorpční materiály (*burnable poisons*, které prodlužují životnost paliva).

Největším rozdílem je ovšem posun od aktivních bezpečnostních prvků k prvkům pasivním. Aktivní bezpečnostní prvky charakteristické pro reaktory I. a II. generace spočívají ve funkci systémů vyžadujících nezávislý zdroj energie. Pasivní bezpečnostní prvky, které tvoří samostatně dostačující zabezpečení reaktorů III. generace, jsou plně samostatné systémy, které využívají pouze přírodních principů (gravitace, rozpínání stlačených plynů).

Trendem je také unifikace konstrukčních prvků. Doposud byly technické (a bezpečnostní) požadavky na reaktory v rukou příslušných orgánů národních států, v současné době nicméně v Evropě probíhá unijní harmonizace technické podoby reaktorů skrze požadavky EUR (*European utilities requirements*), jež ukládají konstruktérům, které bezpečnostní a konstrukční prvky je nutné využít. Dohromady se jedná o zhruba 5 000 součástí a systémů, což nutně vede ke konvergenci designu. Tento trend má své důsledky nejen pro bezpečnost reaktorů, ale také pro rychlost výstavby, která v minulosti byla jedním ze zdrojů nejistoty ve financování elektráren. Westinghouse například u nového reaktoru AP1000 uvádí konstrukční dobu do zahájení nakládání paliva 36 měsíců. První kusy stavěné v Číně nicméně počítají s 51 měsíci, ačkoliv ve výsledku to bude patrně rychleji.

⁴⁶⁸ Požadavky americké Jaderné regulační komise (US NRC) na frekvenci poškození jádra při havárii jsou 1×10^{-4} . Frekvence poškození jádra je spočítaná pravděpodobnost nehody spojené s tavením jádra. Pravděpodobnost 1×10^{-4} znamená, že dojde k havárii jednou za 10 000 reaktorových let (součet všech roků, které reaktory celosvětově odsloužily). Většina současných amerických elektráren se pohybuje na 5×10^{-5} . III. generace reaktorů počítá zhruba s 5×10^{-6} .

Box 11: Reaktory III. a III+ generace**Lehkovodní:**

EPR (European pressurized water reactor, Areva NP, výstavba zahájena ve Finsku, Francii a Číně),
AP1000 (Westinghouse, výstavba probíhá v Číně),
ABWR (advanced BWR, General Electrics, Hitachi, Toshiba, výstavba prvních čtyř kusů proběhla během 39 měsíců v Japonsku)
ESBWR (economic & simplified BWR, GE Hitachi, licence schválena US NRC v březnu 2011, plně pasivní bezpečnostní systém)
APWR (advanced PWR, Mitsubishi, licence US NRC se očekává na rok 2013)
APR1400 (Jižní Korea, ve výstavbě tamtéž)
Atmea 1 (Areva NP, Mitsubishi Heavy Industries, bezpečnostní certifikace od francouzské ASN se očekává koncem roku 2011)
Kerena (Areva NP)
AES-92, V392 (Gidropress, bezpečnostní modifikace modelu VVER-1000, ve výstavbě v Číně a Indii)
AES-2006, MIR-1200 (Atomenergoprojekt, ve výstavbě v Rusku)
IRIS (international reactor innovative & secure, Westinghouse konsorcium, zahájení výstavby se předpokládá do roku 2020, zájem projevilo Estonsko)
VBER-300 (OKBM, Kazatomprom, plány na výstavbu v Kazachstánu)
RMWR (reduced-moderation water reactor, Hitachi, JAPCO)

Těžkovodní:

CANDU-9 (AECL, po udělení licence v roce 1997 design nebyl využit)
EC6 (enhanced CANDU-6, AECL, vychází z konstrukcí korejských a čínských CANDU-6)
ACR (AECL, v provozu možná od 2016 v Ontariu)
AHWR (indický návrh reaktoru na uran-thoriové palivo)

Vysokoteplotní, plynem moderované reaktory:

HTR-PM (Čína)
PBMR (pebble bed modular reactor, JAR, vývoj zastaven kvůli chybějící poptávce)
GT-MHR (gas turbine – modular helium reactor, General Atomics, OKBM, Fuji, vývoj zastaven)

Rychlé reaktory:

BN-800 (FBR, OKBM, konstrukce v Číně začne 2012)
BREST (OKBM, plán na výstavbu v Bělojarsku do roku 2020)
ELSY (European lead-cooled system, Ansaldo Nucleare, Euratom, design hotov 2008)
PRISM (GE-Hitachi, projekt IV. generace)
KALIMER (Korea advanced liquid metal reactor, předpoklad vývoje ke IV. generaci)

Výčet reaktorů III. a III+ generace je nepoměrně kratší, než by byl výčet reaktorů II. generace. Tento trend dokládají i reaktory IV. generace, pro niž bylo vybráno pouze 6 až 7 prototypů. IV. generace reaktorů tak reprezentuje konvergenci designu a mezinárodní spolupráci v konstrukci jaderných elektráren. V organizaci *Generation IV International Forum* (GIF) založené v roce 2000 je dnes zastoupeno 13 zemí společně vyvíjejících budoucí generaci jaderných reaktorů, které by měly být mimořádně bezpečné, spolehlivé, šetrné k životnímu prostředí, nevhodné k vojenskému využití a zejména by měly disponovat uzavřeným palivovým cyklem, což znamená minimální nutnost doplňování paliva a produkci zanedbatelného množství odpadů. Rozvojové aktivity spojené se IV. generací se tak soustředí na šest základních oblastí: rizika a bezpečnost, ekonomii, produkovanou energii, palivové materiály, palivový cyklus, fyzickou ochranu a riziko proliferace.

Mezi 6–7 projektů vybraných v roce 2002 organizací GIF pro rozvoj reaktorů IV. generace patří následující:⁴⁶⁹

VHTR (*Very High Temperature Reactor*)

VHTR je héliem chlazený, grafitem moderovaný reaktor s otevřeným palivovým cyklem (ruda – palivo – odpad), který díky použitým materiálům a chladicímu systému bude moci dosáhnout teploty páry na výstupu z primárního okruhu až 950 °C. Taková teplota umožní VHTR nejen dosáhnout vyšší efektivity, ale i značně rozšíří možnosti využití reaktoru – hovoří se o kogeneraci a výrobě vodíku. Posun oproti současné generaci ilustruje i hodnota vyhoření, která by mohla dosahovat i 150–200 GWd/t (zhruba čtyřnásobek dnešních hodnot).

GFR (*Gas-cooled Fast Reactor*)

Stejně jako VHTR je GFR chlazený héliem, což umožňuje dosažení vysokých teplot odchozí páry (zde okolo 850 °C). Stejně tak se u těchto reaktorů počítá s možností produkce vodíku, kogenerací nebo využití v petrochemickém průmyslu. Chladicí hélium by mělo přímo pohánět turbínu, což zvýší efektivitu výroby elektřiny. GFR by měl být množivým reaktorem, přičemž produkce i spotřeba plutonia by probíhaly přímo v jádře. Palivový cyklus je tedy u GFR uzavřený. Výstavba evropského experimentálního reaktoru Allegro by měla být zahájena v roce 2014 na území České republiky, Maďarska nebo Slovenska, jejichž výzkumné ústavy (UJV Řež, AEKI Budapešť a VUJE Trnava) se na návrhu podílejí.

LFR (*Lead-cooled Fast Reactor*)

LFR je palivově flexibilní reaktor (může být plněn ochuzeným uranem i thoriem) chlazený tekutým kovem (olovem nebo směsí olova a bismutu) s uzavřeným palivovým cyklem. Provozní teplota páry by měla být okolo 550 °C, ve výhledu se ovšem počítá i s 800 °C, což by i u tohoto typu umožnilo výrobu vodíku. Olovem chlazené reaktory se používaly a používají v Rusku, vývoj probíhá i v Itálii a Japonsku, výzkumné prototypy se očekávají kolem roku 2020.

MSR (*Molten Salt Reactor*)

MSR využívá paliva rozpuštěného ve fluoridu sodném, který slouží jako chladivo. Směs koluje grafitovým jádrem, které působí jako moderátor. Zřejmými výhodami MSR je absence nutnosti jakkoliv zpracovávat palivo a minimální množství odpadu, jehož radioaktivita je navíc krátkodobá (díky plné vnitřní recyklaci jsou odpadem pouze štěpné produkty). Teplota páry by se měla pohybovat okolo 700 °C, za určitých okolností ale až 800 °C, což by umožnilo výrobu vodíku. Dnes existují dva návrhy na konstrukci MSR: rychlý reaktor (MSFR) a pokročilý vysokoteplotní reaktor (AHTR), který se v zásadě podobá VHTR s tím rozdílem, že místo hélia používá moltenskou sůl jako chladivo, což umožňuje koncentrovanější výrobu tepla. Zatím žádný společný postup ve vývoji nebyl stanoven.

SFR (*Sodium-cooled Fast Reactor*)

Kapalný sodík jako palivo umožňuje koncentrovanou výrobu tepla při malých objemech chladiva. SFR využívají ochuzeného uranu nebo MOXu a dosahují výstupní teploty páry zhruba 550 °C. Japonsko, USA a Francie uzavřely v roce 2008 dohodu o společném vývoji SFR.

⁴⁶⁹ World Nuclear Association. (2010, prosinec). *Generation IV Nuclear Reactors*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf77.html>

SCWR (*Supercritical Water-cooled Reactor*)

Konstrukce SWR umožňuje dosáhnout vysokých hodnot termální efektivity: 45–50 % (dnešní reaktory se pohybují zhruba okolo 32 %). Postup spočívá především ve využití superkritické vody⁴⁷⁰ umožňující jednoduchou konstrukci reaktoru (turbína je poháněna chladivem primárního okruhu). Superkritická voda by na výstupu měla dosahovat cca 550 °C. Existují varianty reflektující obě podoby palivového cyklu – varianta s otevřeným palivovým cyklem využívající UO_2 a podoba rychlého reaktoru s úplnou recyklací paliva. Konceptuální design existuje pro tři prototypy reaktorů: LWR (Euratom), CANDU (Kanada) a FNR (Japonsko).

Tab. 33: Reaktory IV. generace⁴⁷¹

	Neutrony	Chladivo	Teplota (°C)	Tlak ⁴⁷²	Palivo	Palivový cyklus	Výkon (MWe)	Výroba
VHTR	termální	hélium	900–1000	vysoký	UO_2	otevřený	250–300	elektřina, vodík
GFR	rychlé	hélium	850	vysoký	U-238	uzavřený	1 200	elektřina, vodík
LFR	rychlé	olovo, Pb-Bi	480–800	nízký	UF v soli	uzavřený	20–180 300–1 200 600–1 000	elektřina, vodík
MSR – FNR	rychlé	fluoridové soli	700–800	nízký	částice UO_2	uzavřený	1 000	elektřina, vodík
MSR – AHTR	termální	fluoridové soli	750–1000		U-238 a MOX	otevřený	1 000–1 500	vodík
SFR	rychlé	sodík	550	nízký	UO_2	uzavřený	30–150 300–1500 1 000–2 000	elektřina
SWCR	termální, rychlé	voda	510–625	velmi vysoký	UO_2	otevřený (termální), uzavřený (rychlé)	1 000–1 500	elektřina

6.2.1.3.3.3 Palivový cyklus (uran)

6.2.1.3.3.3.1 Těžba

Přírodní uran je relativně pravidelně rozprostřený v zemské kůře. Co do výskytu je asi 500x hojnější než výskyt zlata. V žule, tvořící 60 % zemské kůry, se uran vyskytuje v menších koncentracích o zhruba 4 částicích na milion (ppm). Častější výskyt je v uhlí, kde se koncentrace pohybuje okolo 100 ppm (0,01 %), nebo v některých hnojivech, kde dosahuje až 400 ppm. V některých oblastech je koncentrace uranu v podloží tak vysoká (hornina se pak nazývá uranová ruda), že jej lze dobývat se ziskem.

⁴⁷⁰ Superkritická tekutina je tekutina nacházející se za svým termodynamickým bodem. V praxi to znamená, že je zahřáta na vysokou teplotu a držena pod vysokým tlakem, takže se nachází ve stavu, kdy její kapalná a plynná složka jsou v rovnováze – tekutina není ani kapalina, ani plyn. Termodynamický bod vody je 374 °C a 22 MPa. V současné době se superkritické vody využívá v některých uhelných elektrárnách. World Nuclear Association. (2010, prosinec). *Generation IV Nuclear Reactors*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf77.html>

⁴⁷¹ Tamtéž.

⁴⁷² Vysoký = 7–15 MPa.

Těžba probíhá buď tradičními metodami: povrchovou či hlubinnou těžbou, nebo případně in-situ metodami, jako je rozpouštění okolní horniny kyselinou a extrakce pouze uranové rudy.

Tab. 34: Těžba uranové rudy (t/rok)⁴⁷³

Země	2008	2009	2010
Austrálie	8 430	7 982	5 900
Brazílie	330	345	148
Čína	769	750	827
ČR	263	258	254
Francie	5	8	7
JAR	655	563	583
Indie	271	290	400
Kanada	9 000	10 173	9 783
Kazachstán	8 521	14 020	17 803
Malawi	0	104	670
Namibie	4 366	4 626	4 496
Niger	3 135	3 032	3 243
Pákistán	45	50	45
Rumunsko	77	75	77
Rusko	3 521	3 564	3 562
USA	1 430	1 453	1 660
Ukrajina	800	840	850
Uzbekistán	2 339	2 429	2 400
Celkem	43 853	50 772	53 663

6.2.1.3.3.3.2 Zpracování uranové rudy

Vytěžená ruda obvykle obsahuje zhruba 0,1 % uranu, leckdy i méně. V takové podobě je uran nepoužitelný a jakýkoliv transport by byl zbytečně drahý. V okolí dolů se proto budují zpracovatelské závody, kde se ruda rozpouští v silných kyselinách nebo zásadách, přičemž dochází k vysrážení uranu. Po vyschnutí a obvykle i zahřátí je uran koncentrovaný zhruba na 80 % (tomuto koncentrátu se říká „žlutý koláč“) plněn do 200litrových sudů, ve kterých je převážně k dalšímu zpracování. Zbytek horniny, v němž jsou obsaženy zbytky po rozpouštění a většina radioaktivity (radioaktivita přírodního uranu je tvořena z velké části radioaktivitou prvků vznikajících jeho přirozeným rozpadem – ty zůstávají v uranové rudě po vysrážení uranu), je pak umístěn zpět do dolu, kde je uměle izolován od okolního prostředí.⁴⁷⁴

6.2.1.3.3.3.3 Konverze

Vzhledem k tomu, že obohacování uranu je za použití stávající technologie možné pouze v plynném skupenství, je konverze žlutého koláče na plyn nutným krokem v palivovém řetězci. Smolinec (U_3O_8) může být přímo přeměněn na oxid uranový (UO_3), který lze přímo použít v reaktorech nevyžadujících obohacené palivo. Pro většinu reaktorů ale koncentrace uranu v přímo vyrobeném oxidu uranovém není

⁴⁷³ World Nuclear Association. (2010, prosinec). *World Uranium Mining Production*. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Mining-of-Uranium/World-Uranium-Mining-Production/#.Uh6UkRvQngE>

⁴⁷⁴ World Nuclear Association. (2011, červen). *The Nuclear Fuel Cycle*. Dostupné z <http://www.world-nuclear.org/info/inf03.html>

dostatečně vysoká, a tak je smolinec přeměněn na fluorid uranový (UF_6), který je za normálních podmínek v plynném skupenství. Fluorid uranový je potom načerpán do velkých kovových válců, v nichž se nechá ztuhnout, a následně je převážen do obohacovacích závodů.⁴⁷⁵

Tab. 35: Závody na konverzi uranu⁴⁷⁶

Země	Společnost	Název/lokalita	kapacita (t/rok)
Brazílie	IPEN	Sao Paulo	90
Čína	CNNC	Lanzhou	400
Francie	COMURHEX (100 % Areva NC)	Pierrelate	14 000
	Areva NC	Pierrelate TU5	350
Írán	AEOI	Isfahan	193
Kanada	Cameco	Port Hope, Ontario	10 500
Rusko	Rosatom	Jekatěrinburg	4 000
		Angarsk	20 000
USA	Converdyn (50 % Honeywell Int. Inc., 50 % General Atomics)	Metropolis, Illinois	17 600
Velká Británie	British Nuclear Fuels	Springfields	6 000
Celkem			73 133

6.2.1.3.3.4 Obohacení přírodního uranu na zhruba 3–5 %⁴⁷⁷

Obohacením se zvyšuje podíl U-235 na celkovém množství. Obohacovací závody jsou principiálně jednoduchá, technologicky však poměrně komplikovaná zařízení. U obohacovacích závodů sloužících také k produkci vysoce obohaceného uranu (HEU), jenž je štěpným komponentem atomových bomb, je podstatné zcela vyloučit riziko, že někde během procesu obohacení dosáhne množství zpracovaného uranu nadkritického množství.

Výkon obohacovacích závodů se určuje v kilogramech SWU (*separative work unit*). Obohacovací práce (SWU) je funkcí množství zpracovaného uranu a výsledné koncentrace produktu a zbytku po obohacování.

Příklad: Větší jaderná elektrárna o výkonu 1 300 MWe (ekvivalent 3 bloků českých Dukovan) potřebuje k ročnímu provozu celkem zhruba 25 tun paliva obohaceného na 3,75 %. K jeho výrobě je potřeba 210 tun přírodního uranu a zhruba 120 000 SWU. Obohacovací závod o kapacitě 1 000 000 SWU/rok – jako například čínský závod v Lanzhou (900 kSWU/rok) by tak mohl zásobovat 8 takových elektráren.

Zároveň je důležité, že mezi množstvím produktu a množstvím suroviny je přímá úměrnost. Čím více obohaceného paliva chceme, tím více materiálu pro jeho výrobu musíme shromáždit. U koncentrace U-235 je však situace opačná. Čím větší stupeň obohacení chceme (čím více U-235 chceme zužitkovat z přírodního uranu), tím méně přírodního uranu potřebujeme.

⁴⁷⁵ Tamtéž.

⁴⁷⁶ World Nuclear Association. (2010, prosinec). *Conversion and Deconversion*. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Mining-of-Uranium/World-Uranium-Mining-Production/#.Uh6UkRvQngE>

⁴⁷⁷ U.S. Nuclear Regulatory Commission. (n.d). *Uranium Enrichment*. Dostupné z <http://www.nrc.gov/materials/fuel-cycle-fac/ur-enrichment.html>

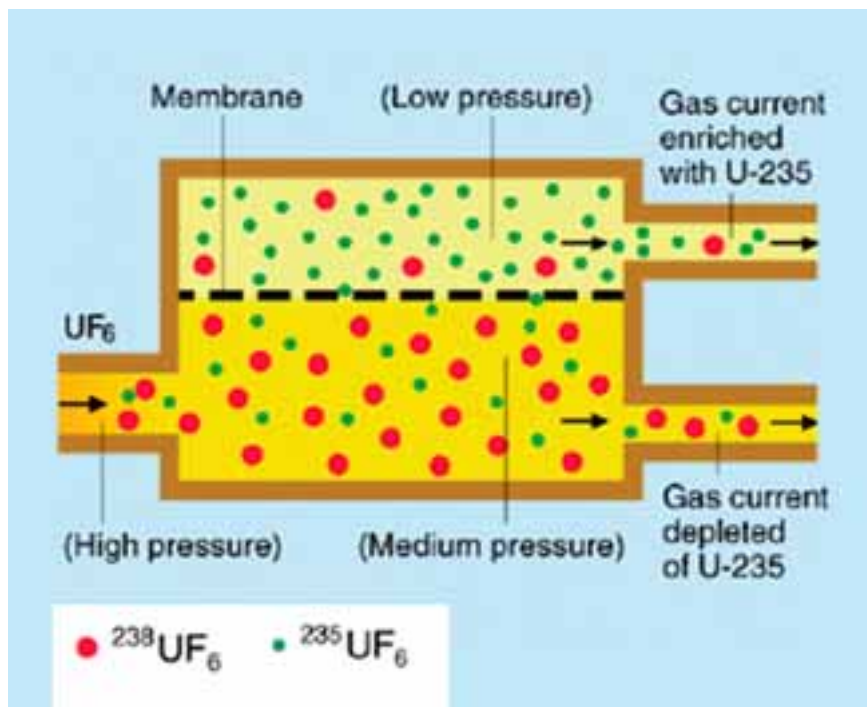
Příklad: Lehkovodní reaktor využívá palivo obohacené zhruba na 3,6 % U-235. Přírodní uran obsahuje 0,7 % a zbytky po obohacování 0,2–0,3 %. Pro získání 1 kg paliva při koncentraci zbytků 0,3 % bude potřeba zhruba 8 kg přírodního uranu a 4,5 SWU. Při koncentraci zbytků 0,2 % to nicméně bude pouze 6,7 kg, ale 5,7 SWU.

Které řešení se použije v praxi? O tom rozhodne aktuální cena uranu na trhu a cena SWU. Bude-li zrovna levnější uran, půjdou obohacovací závody cestou využití více přírodního uranu, nižší intenzity obohacení, větší koncentrace ve zbytcích a nižší SWU náročnosti. Naopak, bude-li uran drahý, závody se jej budou snažit efektivněji využít a stoupne SWU náročnost procesu na úkor množství dováženého přírodního uranu.

Obohacení lze provádět pomocí různých postupů:

(1) Pomocí separační membrány, kdy je uran navázaný na médium UF_6 pod tlakem vháněn do komory s jednou stěnou propustnou primárně pro menší molekuly $^{235}\text{UF}_6$. Na druhé straně membrány je další komora, sloužící k zachycení plynu obsahujícího větší množství U-235, zatímco z původní tlakové komory odchází ochuzená směs s větším množstvím $^{238}\text{UF}_6$. Separační faktor⁴⁷⁸ na jeden průchod membránovou komorou je zhruba 1,002, k obohacení na 3–4 % je tudíž potřeba zhruba 1 400 cyklů, což se odráží i na energetické náročnosti, která se pohybuje kolem 2 500 kWh/SWU. Obohacovací závody této konstrukce se v současné době používají pouze v USA a ve Francii, přičemž se očekává jejich brzké nahrazení centrifugami.

Obr. 38: Schéma metody separační membrány (difuze)



⁴⁷⁸ Separační faktor je poměr podílů izotopů před obohacovacím procesem a po něm. Po průchodu membránou je tedy v novém vzorku 1,002x více molekul $^{235}\text{UF}_6$ než v tom předchozím.

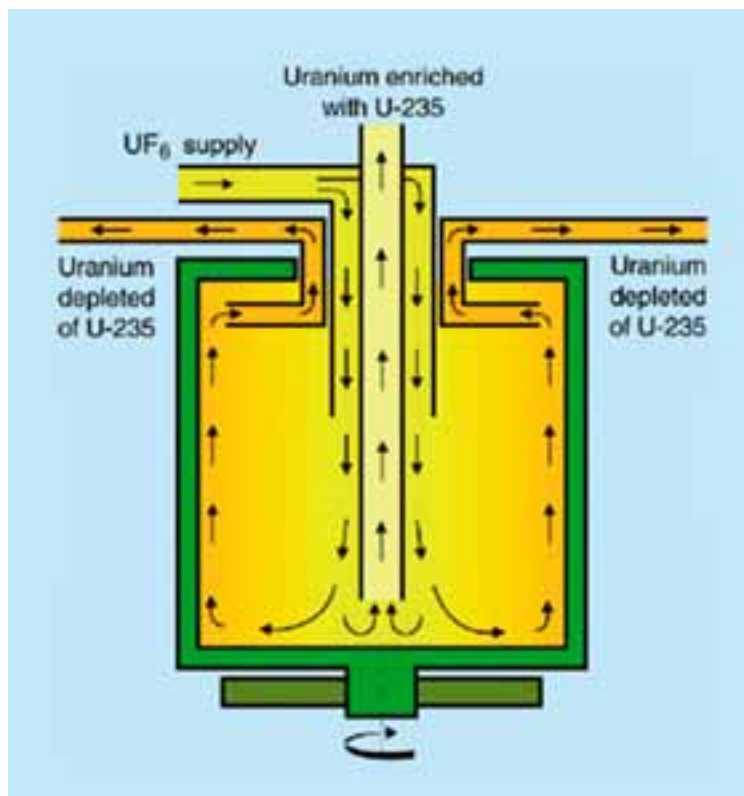
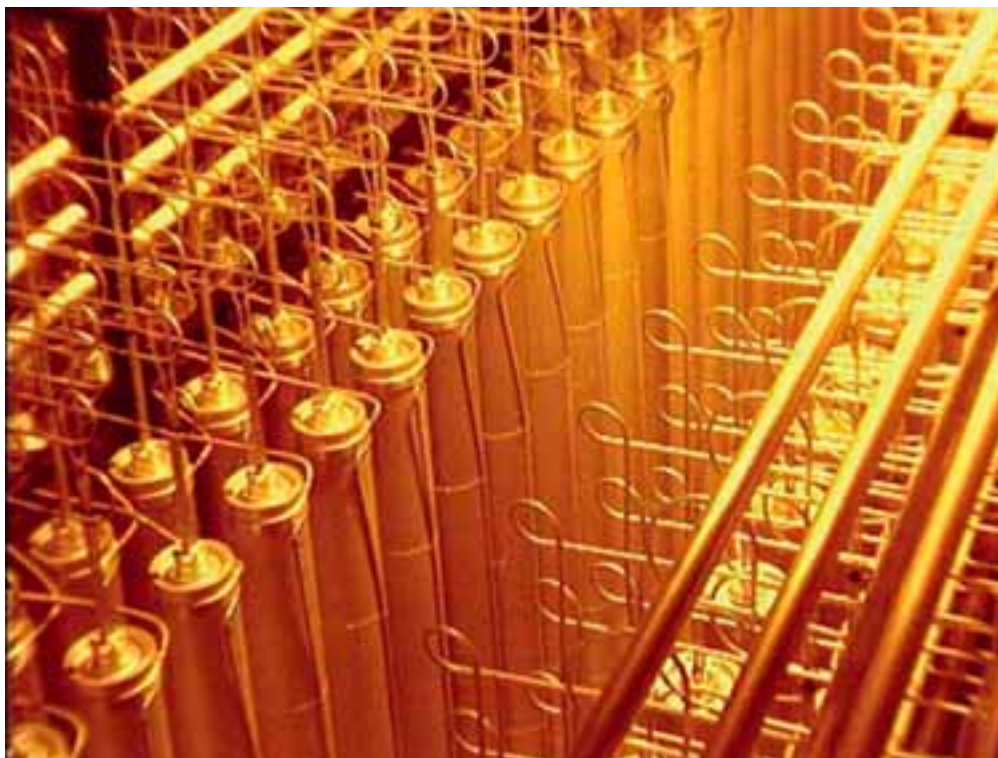
Obr. 39: Obohacovací závod Georges Besse I⁴⁷⁹

Obohacovací závod Georges Besse I u Tricastinu ve Francii může dodávat uran obohacený na 3,7 % až pro 90 reaktorů. Čtyři reaktory o celkovém výkonu 3 000 MWe v popředí obrázku dodávají závodu energii.

(2) Pomocí systému centrifugy (například v Gronau ve Vestfálsku), kdy je plyn vehnán do válce otáčejícího se značnou rychlostí. Těžší molekuly plynu obsahující U-238 jsou tlačeny ke kraji, zatímco lehčí molekuly (U-235) zůstávají blíže středu válce, odkud jsou trubicou umístěnou v ose válce jímány ven. Válec je držen ve zvláštním obalu, který udržuje vakuum. Tato metoda klade velké nároky na materiál, neboť UF_6 je vysoce korozivní plyn, a zejména na řemeslné zpracování jednotlivých částí vzhledem k tomu, že centrifugy dosahují zhruba 50–70 tisíc otáček za minutu, při nichž se vnější plášť válce otáčí rychlostí 400–600 metrů za sekundu, kdy je plyn uvnitř vystaven přetížení okolo jednoho milionu G. Při takových úhlových rychlostech nelze zcela zamezit vibracím válce, což vyžaduje komplikované konstrukční postupy a také důraz na odolnost nejvíce namáhaných spojů. Separační faktor tohoto způsobu dosahuje hodnot až 1,25 v závislosti na dvou faktorech: výšce válce centrifugy (je zde pak větší prostor pro více plynu a zařízení je efektivnější)⁴⁸⁰ a druhé mocnině rychlosti otáčení. Rychlost je tedy určujícím faktorem. Poměrně vysoký separační faktor snižuje množství cyklů, které je nutno využít. Pro obohacení paliva určeného jaderným elektrárnám je to zhruba 10–20. Další výhodou je poměrně nízká energetická náročnost – na jednu SWU připadá zhruba 40–50 kWh.

479 World Nuclear Association. (2011, říjen). *Uranium Enrichment*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf28.htm>

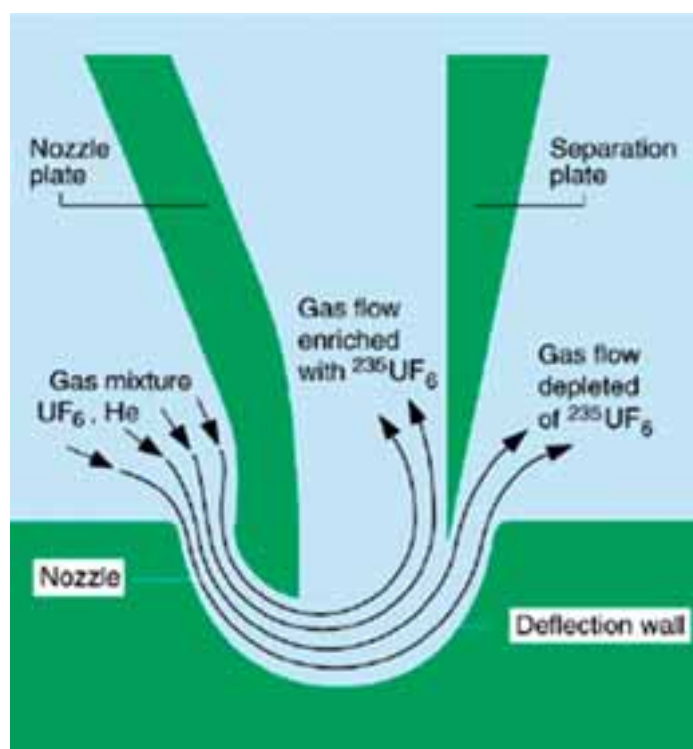
480 Vakuové tubusy s centrifugami v německém závodu Urenco měří na výšku 3–5 metrů, v průměru 0,2 m. Americké centrifugy mají rozměr 12 metrů na výšku a 0,4–0,5 metrů v průměru.

Obr. 40: Obohacování pomocí centrifugy**Obr. 41: Vakuové tubusy s centrifugami v německém závodu Urenco⁴⁸¹**

481 World Nuclear Association. (2011, říjen). *Uranium Enrichment*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf28.htm>

(3) Obohacení pomocí separační trysky, kdy je médium společně s héliem vháněno do zahnuté trysky, která je ke konci ohybu podélně přehrazena separační přepážkou. Na principu centrifugy se těžší molekuly pohybují na vnějším okraji zahnutí trysky a na konci trysky zůstávají odděleny přepážkou od lehčích molekul, které jsou těmi těžšími vytlačeny k vnitřnímu okraji trysky. Výhodou je absence pohyblivých součástí (menší poruchovost), nevýhodou vysoká energetická náročnost procesu. Tato metoda byla vynalezena v Německu, nezávisle vzniklá modifikace se v určité míře využívala v JAR a v pokusných reaktorech v Brazílii.⁴⁸²

Obr. 42: Schéma metody separační trysky



(4) Obohacení pomocí laseru

AVLIS (*atomic vapor laser isotope separation*) je založena na rozdílné reakci atomů U-235 a U-238 v páře plynu UF_6 na ozáření laserem. Při určité vlnové délce laserového záření reagují pouze atomy U-235 (obdobný princip nalezneme například v mikrovlnných troubách), kterým záření předává velké množství energie. U atomů U-235 po určité době dochází k energetické excitaci a k uvolnění elektronu. Atom tak dostává pozitivní náboj, díky čemuž je snadno izolovatelný od ostatních například pomocí elektrostatického pole. Technika má řadu výhod například v podobě vysokého separačního faktoru nebo nízké energetické náročnosti. Výzkumné projekty AVLIS probíhaly nebo probíhají v USA, Francii, Japonsku a patrně v Rusku. Ačkoliv experimentální technologie existují, zatím nedošlo ke komerčnímu využití tohoto systému. Americká společnost pro obohacování (USEC) nakonec po letech výzkumu technologii AVLIS opustila. Důvodem byly především vysoké nároky na použité materiály a související velké investiční náklady ve výsledku zpochybňující konkurenceschopnost projektu.⁴⁸³

482 GlobalSecurity.org. (n.d.). *Aerodynamic Process Uranium Enrichment*. Dostupné z <http://www.globalsecurity.org/wmd/intro/u-aerodynamic.htm>

483 GlobalSecurity.org. (n.d.). *Laser Isotope Separation Uranium Enrichment*. Dostupné z <http://www.globalsecurity.org/wmd/intro/u-laser.htm>

Původní idea techniky **MLIS** (*molecular laser isotope separation*) sahá stejně jako v případě AVLIS již do 70. let. Stejně jako u AVLIS dochází v prvním kole k excitaci atomů U-235 v plynu UF_6 . Poté jsou však tyto atomy ozařovány dalším laserem, tentokrát infračerveným nebo ultrafialovým tak, že při ostřelování fotony těchto laserů se molekuly UF_6 rozdělí na UF_5 a tři atomy fluoru. UF_5 se v těchto podmínkách nachází v pevném skupenství (ve formě prášku), není proto nijak složité jej z plynu odfiltrovat. MLIS je technika obohacení ve stupních – UF_5 obsahující více U-235 je tedy na každém stupni nutné opět konvertovat na UF_6 , aby bylo možné v každém kole dosáhnout o něco větší koncentrace. Tento způsob obohacování byl vyvíjen v celé řadě zemí. USA, Velká Británie, Francie a Německo nakonec své programy zastavily, ovšem JAR nedávno oznámila, že její MLIS program je připraven k produkci nízko obohaceného uranu.⁴⁸⁴ Program **SILEX** (*separation of isotopes by laser excitation*, dnes označovaný jako **GLE** – *global laser enrichment*) vzniklý v 90. letech v Austrálii a vycházející z principů MLIS se z laserových programů na obohacování dostal nejdále. Společnost Global Nuclear Fuel (GNF, společný podnik General Electric, Hitachi a Toshiba) vystavěla úspěšný prototyp v Severní Karolíně. V roce 2009 podala GE-Hitachi žádost k NRC o povolení k výstavbě obohacovacího závodu,⁴⁸⁵ které bylo uděleno v září 2012.

6.2.1.3.3.3.5 Ochuzení vysoce obohaceného uranu (HEU)

V jaderných zbraních se používá uran obohacený až na 93 % (při obohacení na více než 20 % se jedná o tzv. *highly enriched uranium* – HEU, jenž lze použít pouze ve zbraních nebo výzkumných reaktorech). V souvislosti se smlouvami omezujícími a snižujícími množství jaderných zbraní mezi USA a SSSR/Ruskem se v rámci jejich arzenálů objevuje značný přebytek vysoce obohaceného uranu. Ten lze přitom upravit na slabě obohacený uran použitelný pro komerční výrobu energie.

V první fázi procesu je HEU v pevné formě nutné přeměnit na formu vhodnou pro míšení. Jde buď o kapalinu (hexahydrát dusičnanu uranoly), nebo o plyny (fluorid uranový). Poté je HEU míšeno s mírně obohaceným uranem (na zhruba 1,5 %), neboť ve srovnání s přírodním uranem obsahuje méně nežádoucích izotopů (U-234 a U-236). Při stejných koncentracích přírodního uranu na vstupu, uranových zbytků (ochuzeného uranu) a výsledného materiálu pro palivo (LEU) lze uchovat až 75 % SWU použitých na původní obohacení HEU – jinými slovy, jestliže k obohacení na 93 % bylo potřeba 100 SWU a k ochuzení na LEU 0 SWU, pak ochuzením získaný materiál je ekvivalentem zhruba 75 SWU nutných k obohacení přírodního uranu na LEU.⁴⁸⁶

Ochuzení se provádí ve třech závodech v USA (Virginie, Tennessee, Jižní Karolína), ve třech závodech v Rusku (UEIE Novouralsk, SKhK Seversk, ECP Zelenogorsk) a v jednom závodě v Kazachstánu (Ust – Kamenogorsk). Jejich kapacita není známa.

Tab. 36: Podíly používaných obohacovacích metod ve světě⁴⁸⁷

Technika	2010	2017*
Membrána	25 %	-
Centrifuga	65 %	93 %
Laser	-	3 %
Degradace HEU	10 %	4 %

*odhad WNA

484 Tamtéž.

485 World Nuclear Association. (2011, říjen). *Uranium Enrichment*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf28.htm>

486 World Information Service on Energy Uranium Project. (2005, 20. říjen). *Uranium Downblending*. Dostupné z <http://www.wise-uranium.org/eudb.html>

487 World Nuclear Association. (2011, říjen). *Uranium Enrichment*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf28.htm>

Tab. 37: Obohacovací závody ve světě⁴⁸⁸

Země	Společnost	Název/lokalita	Kapacita (1 000 SWU/rok)
Membránové			
Argentina	CNEA	Pilcaniyeu	20
Čína	CNNC	Lanzhou	900
Francie	EURODIF	Tricastin	10 800
USA	U. S. Enrichment Corp.	Paducah, Kentucky	11 300
Celkem membránové			23 020
Centrifugové			
Brazílie	INB	Resende	?
Čína	CNNC	Hanzhong	500
		Lanzhou	500
Francie	EURODIF	Gerges Besse II, Tricastin	Ve výstavbě
Indie	DAE Nuclear Fuel Complex	Ratnahalli	4,5
Írán	AEOI	Nazanz	?
		Qom	?
Japonsko	JNC	Ningyo Toge	200
	Japan Nuclear Fuel Limited	Rokkasho-mura	1 050
KLDR		Yongbyon	8
Německo	Urenco Deutschland GmbH	Gronau	2 750
Nizozemsko	Urenco Nederland BV	Almelo	4 400
Pákistán	Pakistan Atomic Energy Commission	Kahuta	5
Rusko	Rosatom	UEIE Jekatěrinburg	7 000
		SKhK Seversk	4 000
		ECP Zelenogorsk	3 000
		AEKhK Angarsk	2 600
USA	Urenco USA	National Enrichment Facility, Lea County, NM	Ve výstavbě
Velká Británie	Urenco UK Ltd.	Capenhurst	5 050
Celkem centrifugové			31 067,5
Celkem			54 087,5

6.2.1.3.3.3.6 Zpracování obohaceného uranu a výroba paliva

Jaderné palivo je v reaktorech podrobena poměrně extrémním podmínkám vysokých teplot a srážek s neutrony. Na materiály použité při zpracování paliva do výsledné podoby jsou tak kladeny vysoké nároky, aby ani po letech používání nezměnily svoji velikost nebo tvar a aby za žádných okolností neselhaly v oddělení štěpných produktů od okolního světa. Jaderné palivo samotné je totiž první podstatnou bariérou mezi vzniklou radioaktivitou a okolím.⁴⁸⁹

⁴⁸⁸ Tamtéž.

⁴⁸⁹ World Nuclear Association. (2011, září). *Nuclear Fuel Fabrication*. Dostupné z http://world-nuclear.org/info/nuclear_fuel_fabrication-inf127.html

I když konstrukce palivových zařízení může nabývat řady podob, většina dnešních reaktorů používá palivo zpracované dle následujícího postupu: prvním krokem je konverze mírně obohaceného fluoridu uranového na práškový oxid uraničitý (UO_2). Následně se uranový prášek mísí, aby bylo jeho složení 100% homogenní, přidávají se do něj některé další látky na podporu žádané struktury a hustoty a nakonec je stlačován a filtrován k dosažení žádaných částicových vlastností. Granulovaný prášek je poté přiveden do lisů, kde je tvarován do podoby válcových peletek zhruba o velikosti náprstku. Potom jsou peletky sintrovány (spékány) v pecích o teplotě 1 800 °C. Jejich forma je tak pevně konsolidována a navíc se zvyšuje jejich hustota – při stejné hmotnosti dosahují menšího objemu. V průběhu tohoto procesu jsou důsledně kontrolovány žádané vlastnosti paliva – homogenita, přesné rozměry peletek (ty se mohou lišit v závislosti na typu reaktoru, v němž budou použity) a jejich integrita.

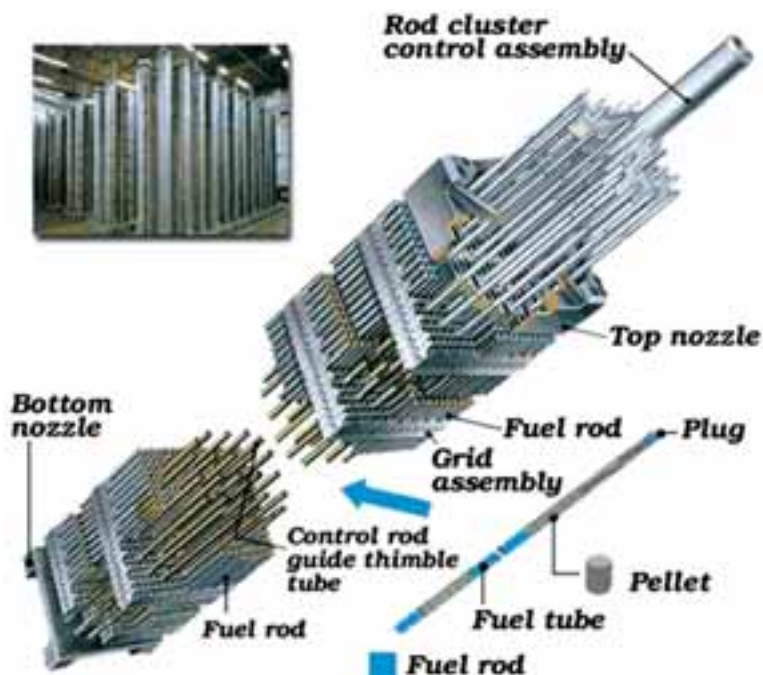
Peletky jsou následně umístěny nad sebe do dlouhých dutých tyčí vytvořených ze slitiny zirkonu, která dokáže snést vysoké teploty, nekoroduje a umožňuje snadný průchod uvolněným neutronům. Mezi jednotlivými peletkami jsou ponechány malé prostory k vykrytí tepelné roztažnosti. Tyto mezery jsou vyplněny látkami usnadňujícími tepelný přenos a zabraňující pohybu peletek v tyčích. Nejrizikovější část procesu výroby palivové tyče je její oboustranné uzavření zirkoniovými zátkami. Na automaticky svařované spoje jsou kladeny vysoké nároky a kvalita spojů je přísně kontrolována. Palivové tyče jsou umístěny vedle sebe do svazků zvaných palivové články. Kromě palivových tyčí lze v palivových člancích nalézt i pravidelně rozmístěné duté trubky délkou a průměrem odpovídající palivovým tyčím, do nichž se spouštějí kontrolní tyče (vyrobené z materiálu, jenž pohlcuje volné neutrony a neumožní jim další průchod palivem) sloužící k regulaci, případně úplnému zastavení řetězové reakce.

6.2.1.3.3.3.6.1 Palivové články pro tlakovodní reaktory (PWR)

Tlakovodní reaktory představují zhruba dvě třetiny současné instalované kapacity. Systém palivových tyčí, stejně jako způsob konstrukce palivových článků, je pro tlakovodní i varné reaktory obdobný. Palivové články se v závislosti na výrobci liší nejvíce v kolmém průřezu, který může nabývat tvarů čtverce (výrobci z USA a západní Evropy) či šestiúhelníku (Rusko). Společná oběma typům je bytelná konstrukce spodní a vrchní kotvicí mřížky a prstenců umístěných v palivových člancích podobně jako police ve skříní. Prstence jsou svisle děrované a slouží k fixaci palivových tyčí v člancích.

Západní reaktory využívají palivové články se čtvercovým průřezem o rozměrech 14 x 14 až 18 x 18 tyčí. Mezi nimi jsou umístěny prostory pro zapuštění kontrolních tyčí vzájemně propojených kontrolním svazkem v prostoru nad svrchní kotvicí mřížkou, což umožňuje plynulé spouštění a vytahování kontrolních tyčí. Ne všechny palivové články v jádře reaktoru musejí disponovat kontrolním svazkem, u některých je prostor pro kontrolní tyče vyplněn jiným materiálem, popřípadě prostě hermeticky uzavřen bez náplně. Dle rozmístění kontrolního svazku má každý typ palivového článku své specifické místo v mřížce aktivní zóny reaktoru a může být nahrazen pouze článkem stejné konstrukce.

Obr. 43: Schéma palivového článku se čtvercovým průřezem (Mitsubishi Nuclear Fuel)⁴⁹⁰



Ruské VVER tlakovodní reaktory využívají palivové články s šestiúhelníkovým průřezem. Rozměry a rozložení palivových a kontrolních tyčí je obdobné jako u paliva západní výroby.

Obr. 44: Palivový článek s šestiúhelníkovým průřezem⁴⁹¹



⁴⁹⁰ Tamtéž.

⁴⁹¹ SciencePhotoLibrary. (n.d.). *Nuclear Fuel Assembly, Russia-SPL*. Dostupné z http://www.sciencephoto.com/image/342578/350wm/T1750157-Nuclear_fuel_assembly,_Russia-SPL.jpg

6.2.1.3.3.6.2 Palivové články pro varné reaktory (BWR)

Varné reaktory využívají palivo čtvercového průřezu, v porovnání s tlakovodními reaktory obsahují jednotlivé články méně palivových tyčí. Obvyklé rozměry jsou 6 x 6 až 10 x 10. Články jsou uzavřeny v pouzdrech, mezi nimiž proudí voda primárního okruhu. Na rozdíl od paliva tlakovodních reaktorů palivové články varných reaktorů nemají kontrolní tyče. Reakce je kontrolována pomocí prázdných palivových tyčí, do kterých je čerpána voda na požadované úrovni – kontrola tedy probíhá pomocí rozdílného množství moderátoru. Někdy se používá i kontrolních tyčí, ty jsou ale umístěny přímo v kostře aktivní zóny, nikoliv v palivovém článku.

Obr. 45: Palivové články pro tlakovodní reaktor⁴⁹²



⁴⁹² World Nuclear Association. (2011, září). *Nuclear Fuel Fabrication*. Dostupné z http://world-nuclear.org/info/nuclear_fuel_fabrication-inf127.html

6.2.1.3.3.6.3 Palivové články pro reaktory využívající těžkou vodu (PHWR, Candu)

Palivové články těžkovodních reaktorů jsou menší cylindrické soubory krátkých palivových tyčí. Tyče dosahují délky zhruba 50 cm a do článků o průměru zhruba 10 cm jsou vkládány po 28, 37 nebo 43 kusech. Rozměry článků a jejich horizontální uložení v aktivní zóně umožňují jednoduchou konstrukci aktivní zóny, kdy palivo nevyžaduje žádné podpůrné konstrukce – články jsou podélně vkládány do řad v tubusech uvnitř aktivní zóny, přičemž v závislosti na modelu reaktoru jich v jednom tubusu bývá okolo 12. Například reaktor Bruce o výkonu 790 MWe má celkem 480 tubusů, v nichž se nachází 5 760 palivových článků obsahujících dohromady přes 5 milionů peletek.

Obr. 46: Indické palivové články pro PHWR⁴⁹³



Výhodou těžkovodních reaktorů je značná flexibilita použitého paliva. Candu reaktory mohou k řetězové reakci využít přírodní uran, mírně obohacený uran a potenciálně i thorium.⁴⁹⁴ Thorium lze užít samostatně, nebo v podobě smíšených článků, kdy jsou některé palivové tyče naplněny thoriem a některé mírně obohaceným uranem (1,65 %). U palivového článku o 43 tyčích by vnitřních 8 tyčí bylo thoriových a okolních 35 uranových. Takové palivo by nevyžadovalo větších zásahů do konstrukce reaktoru a vedlo by k mnohem efektivnějšímu využití uranového paliva. V současné době jsou smíšené články ve stadiu počátečního plánování.

Úspěšně také probíhají experimenty s palivem na bázi ekvivalentu přírodního uranu (*natural uranium equivalent* – NUE), jenž v sobě kombinuje zbytky z obohacování (ochuzený uran) s recyklovaným palivem lehkododních reaktorů tak, aby výsledná koncentrace U-235 odpovídala přírodnímu uranu (0,7 %).

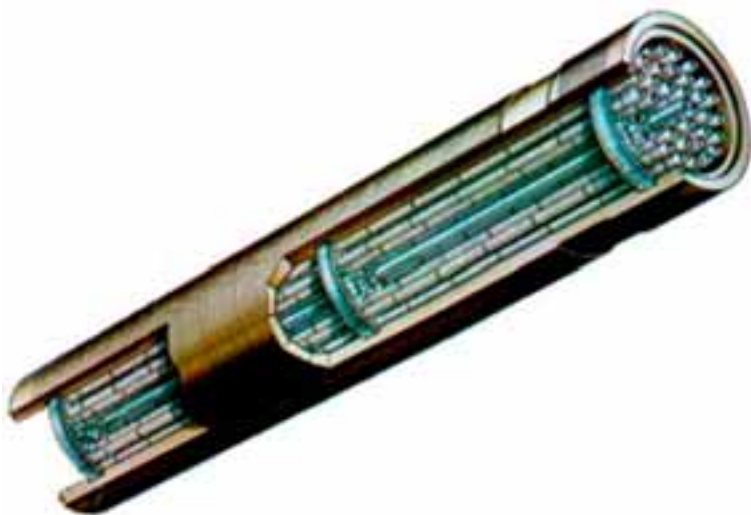
⁴⁹³ Tamtéž.

⁴⁹⁴ Thorium nelze využít k výrobě jaderných zbraní, a těžkovodní thoriové reaktory by tak mohly být vhodnou alternativou pro státy, u nichž panuje přesvědčení, že jejich jaderný program má i nežádoucí vojenský potenciál – thorium umožňuje dostát právu na mírové využití jaderné energie, zároveň ale nebudou nutné rozsáhlé kontroly obohacovacích závodů a dalších zařízení. Špičkou ve vývoji thoriových reaktorů je Indie, která disponuje značnými zásobami tohoto prvku a zároveň byla po dlouhá léta z politických důvodů izolována od obchodu se štěpným materiálem.

6.2.1.3.3.3.6.4 Palivové články pro plynem chlazené reaktory (AGR)

Tyto palivové články jsou tvořeny kruhovou maticí seskupující 36 palivových tyčí vyrobených z nerezové oceli. Ta umožňuje dosažení vyšších teplot, zároveň ale pohlcuje část neutronů. Články jsou obaleny grafitem, který slouží jako moderátor.

Obr. 47: Palivový článek pro plynem chlazené reaktory (AGR)⁴⁹⁵



6.2.1.3.3.3.6.5 Palivové články pro reaktory RBMK

18 tyčí o délce 3,65 metrů tvoří jeden palivový svazek, jehož průměr je méně než 8 centimetrů. Dva svazky spojené podélně a na vnějších koncích uzavřené mřížkami tvoří palivový článek. Jeho celková délka je okolo 10 metrů, přičemž vnitřní délka částí obsahujících palivo je něco přes 7 metrů. Palivové články jsou do aktivní zóny tvořené mřížkou grafitového moderátoru a vodou určenou ke chlazení a pohonu turbíny (jedná se o varný reaktor) zasouvány směrem shora dolů. Tato konstrukce umožňuje průběžnou výměnu paliva bez nutnosti zastavení reakce. Všechny zbývající RBMK reaktory dnes využívají recyklované palivo z VVER reaktorů.

6.2.1.3.3.3.6.6 Palivo vysokoteplotních reaktorů

Palivo těchto reaktorů je zpracováno do kulaté formy o průměru půl milimetru. Každá taková palivová částice je obalena uhlíkem a karbidem křemíku, které dokážou zachytit štěpné produkty a snesou teploty přes 1 600 °C. Tyto palivové kuličky jsou seskládány do šestibokých hranolů nebo do formy větších grafitových „oblázků“ (*pebbles*) obalených karbidem křemíku. Oblázky jsou velké zhruba jako kulečnicková koule, obsahují na 15 tisíc palivových částic a 9 gramů uranu.

⁴⁹⁵ World Nuclear Association. (2011, září). *Nuclear Fuel Fabrication*. Dostupné z http://world-nuclear.org/info/nuclear_fuel_fabrication-inf127.html

6.2.1.3.3.3.6.7 Palivo ze smíšených oxidů (MOX)

Během reakce dochází k pohlcení neutronů izotopy uranu U-238. Následně se mění na plutonium Pu-239 – Pu-242. Liché izotopy jsou štěpné a během řetězové reakce v reaktoru dochází k jejich štěpení. Reakce i uvolněná energie je obdobná jako v případě štěpení U-235. Při tříletém cyklu výměny paliva je zhruba polovina vzniklého plutonia v reaktoru „spálena“, přičemž na celkové energii v reaktoru uvolněné se podílí asi z jedné třetiny. Každý rok je v reaktorech po celém světě v rámci výměny paliva z reaktorů vyjmuto asi 70 tun plutonia.

Recyklace plutonia z paliva do podoby MOX zvýší využitelné množství energie z paliva o 12 %. Je-li recyklován i „nespálený“ uran, vyšplhá se tato hodnota až na 22 %. Dnes se reaktory schopné spalování MOX využívají zejména v Evropě a Japonsku. Aktivní zóny se plní MOXem zhruba z jedné třetiny, u některých i z jedné poloviny. K tomu stačí použití více kontrolních tyčí než v případě klasického paliva. Pro použití MOXu ve větším rozsahu než 50 % aktivní zóny je potřeba složitějších konstrukčních úprav. Nově konstruované reaktory jako například AP1000 nicméně v případě potřeby bude možné naplnit MOXem celé.

Dále nepoužitelných prvků v jaderném odpadu jsou dohromady jen 3 % (štěpné produkty a další materiály). Zbytek tvoří různé izotopy uranu a plutonia. Ty lze od sebe oddělit v závodech zpracovávajících jaderný odpad, přeměnit je na oxidy (UO_2 a PuO_2) a smíchat je v adekvátním poměru (na plutonium připadá zhruba 3–10 %), aby se vlastnosti MOXu co nejvíce blížily mírně obohacenému uranu. Zpracování uranu má několik výhod – snižuje se množství potřebné uranové rudy, a tím odpadá část nákladů na těžbu a zpracování; snižuje se množství uskladněného jaderného odpadu a mění se jeho povaha (odpad po recyklaci obsahuje menší množství vysoce radioaktivních prvků s dlouhým poločasem rozpadu).

Tab. 38: Závody na výrobu paliva pro lehkovodní reaktory⁴⁹⁶

Země	Společnost	Název/lokalita	Kapacita (t/rok)
Argentina	Dioxitek	Cordoba	
Belgie	FBFC	Dessel	750
Brazílie	FEC	Resende	100
Čína	CNNC	Yibin	400
Francie	FBFC	Romans-sur-Isere	820
	SICN	Veurey-Voroise	150 (uzavřeno)
Indie	DAE Nuclear Fuel Complex	Hyderabad	25
Japonsko	Japan Nuclear Fuel Co.	Yokosuka	750
	Mitsubishi Nuclear Fuel Co.	Tokai-Mura	440
	Nuclear Fuel Industries Co.	Kumatori	284
		Tokai-Mura	200
Jižní Korea	KEPCO Nuclear Fuel Co.	Taejon	400
Kazachstán	Ulba Metallurgical Co.	Ust-Kamenogorsk	2 000
Německo	Advanced Nuclear Fuels	Lingen	650
Pákistán	Pakistan Atomic Energy Commission	Kundian	?

⁴⁹⁶ World Information Service on Energy Uranium Project. (2011, 8. prosinec). *World Nuclear Fuel Facilities*. Dostupné z <http://www.wise-uranium.org/efac.html>

Rusko	JSC TVEL	ELEMASH	1 020
		NCCP Novosibirsk	1 000
Španělsko	ENUSA	Juzbado	300
Švédsko	BNFL/Westinghouse Atom	Vasteras	600
Velká Británie	British Nuclear Fuels	Springfields	330
USA	Areva NP	Lynchburg, Virginie	400
		Richland, Washington	700
	Westinghouse	Hematite, Missouri	450 (uzavřeno)
		Columbia, J. Karolína	1 600
	Global Nuclear Fuel – Americas	Wilmington, S. Karolína	1 200
Celkem			13 969

Tab. 39: Závody na výrobu paliva smíšených oxidů (MOX)⁴⁹⁷

Země	Společnost	Název/lokalita	Kapacita (tIHM/rok) ⁴⁹⁸
Francie	Areva NC	Cadarache	40
	MELOX (100 % Areva NC)	Marcoule	195
Indie	DAE Nuclear Fuel Complex	Tarapur	50
Japonsko	JNC	Tokai-Mura	10
Velká Británie	British Nuclear Fuels	Sellafield	128
Celkem			420

Tab. 40: Závody na výrobu paliva těžkovodních reaktorů⁴⁹⁹

Země	Společnost	Název/lokalita	Kapacita (tIHM/rok) ⁵⁰⁰
Argentina	Pecom-Nuclear (67 %), CNEA (33 %)	Ezeiza	160
Čína	CNNC	Batou	200
Indie	DAE Nuclear Fuel Complex	Hyderabad	135
		Trombay	135
Írán	AEOI	Isfahan	35
Jižní Korea	KEPCO Nuclear Fuel Co.	Tajeon	400
Kanada	Cameco Co.	Port Hope, Ontario	1 500
	GE-Hitachi Nuclear Energy Canada	Peterborough, Ontario	1 200
Rumunsko	Societatea Nationala Nuclearelectrica	Mioveni-Arges	240
Pákistán	Pakistan Atomic Energy Commission	Chashma	20
Celkem			4 025

497 Tamtéž.

498 tIHM – tun těžkých kovů na počátku procesu

499 World Information Service on Energy Uranium Project. (2011, 8. prosinec). *World Nuclear Fuel Facilities*. Dostupné z <http://www.wise-uranium.org/efac.html>

500 tIHM – tun těžkých kovů na počátku procesu

6.2.1.3.4 Jaderné kontroverze: jaderný odpad a bezpečnost jaderných elektráren

6.2.1.3.4.1 Zpracování jaderného odpadu a vyhořelého paliva

Každá část palivového cyklu produkuje nějaké odpady. Náklady na jejich odbourávání jsou zahrnuty v ceně elektřiny, tudíž hrazeny přímo zákazníky. V závislosti na riziku odpadních látek pro životní prostředí rozlišujeme čtyři kategorie odpadů: (1) zanedbatelně nebezpečný odpad, který není považován za riziko pro člověka nebo životní prostředí. Jedná se například o většinu materiálů zbylých po demolici jaderné elektrárny. (2) Mírně nebezpečný odpad, který je produkován například v nemocnicích, lékárnách, některých výrobních postupech a v některých částech cyklu jaderného paliva. Tento odpad nevyžaduje opláštění a lze jej umísťovat do mělkých úložišť. 90 % veškeré hmoty a 1 % radiace odpadu z palivového cyklu je tvořeno právě tímto druhem odpadu. (3) Středně nebezpečný odpad, představující 7 % hmoty a 4 % radiace celkové odpadní hmoty je tvořen například kontaminovanými částmi reaktoru po demolici elektrárny. Tento odpad může vyžadovat opláštění a stínění. Posledním typem (4) je vysoce nebezpečný odpad, který je tvořen v zásadě pouze vyhořelým palivem. Představuje 95 % radiace vzniklé při výrobě elektřiny a následným rozpadem štěpných produktů stále generuje teplo. Je bezpodmínečně nutné jej stínit a chladit.⁵⁰¹

Během těžby a primárního zpracování nedochází ke vzniku radioaktivního odpadu. Zbytková hornina je uložena do velkých jam (často pozůstatky minulé těžby), kde je přikryta vrstvou vody, případně jílu bránícímu úniku radonu. Po několika měsících radioaktivita této horniny dosahuje jen 75 % původní rudy. Hlavním odpadním produktem obohacovacího procesu je ochuzený uran (*depleted uranium* – DeU). Ochuzený uran zbylý po obohacování se skladuje, část z něj je využita pro výrobu MOXu, část pro jiné účely, kde lze DeU využít díky jeho vysoké hustotě (kýly menších lodí, průrazné střelivo). Ta též umožňuje poměrně snadnou přepravu, neboť vysoká hustota znamená velkou hmotnost v malém objemu. Při zhruba 19,1 g/cm³ by se veškerý skladovaný ochuzený uran světa (1,2 milionu tun) vešel do krychlové budovy vysoké 40 metrů.

Výroba elektřiny ročně vyprodukuje zhruba 200 000 m³ mírně a středně nebezpečného odpadu a zhruba 10 000 m³ vysoce nebezpečného paliva (včetně nerecyklovaného vyhořelého paliva). Na typický lehkovodní reaktor ročně připadá zhruba 200–300 m³ mírně a středně nebezpečného odpadu a 20 m³ vyhořelého paliva, které když není recyklováno, po uzavření do ochranných obalů odpovídá 75 m³ odpadu. Je-li nicméně recyklováno,⁵⁰² čistý odpad je jen asi 3 m³ a po obalení 28 m³.

Vysoce nebezpečný odpad je silně radioaktivní a navíc stále produkuje teplo. Zhruba 90 % tohoto odpadu je skladováno ve skladech poblíž reaktorů nebo v centrálních úložištích. Vyhořelé palivo je umísťováno do chladicích nádrží dostatečně hlubokých, aby vrstva vody nad palivem byla nejméně 5 metrů. Takto je palivo chlazeno nejméně 5 let, než může být přestěhováno do úložišť chlazených vzduchem. Nejsou-li recyklaci z paliva odděleny izotopy uranu a plutonia, případně některých vzniklých aktinoidů,

501 World Nuclear Association. (2011, červenec). *Radioactive Waste Management*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf04.html>

502 Recyklace paliva je zatím poměrně nákladná, recyklační závody tak nedosahují kapacit odpovídajících množství paliva, které je recyklace schopna ušetřit. Těžiště recyklačních postupů je v případě paliva lehkovodních reaktorů ve Francii (La Hague, 1 700 tun ročně), Velké Británii (THORP Sellafield, 900 t/r), Rusku (Ozersk, 400 t/r) a na rok 2012 se očekává start nové továrny v Japonsku (Rokkasho, 800 t/r). Británie dále disponuje recyklačním závodem na zpracování paliva reaktorů Magnox (Sellafield, 1500 t/r) a v Indii se recykluje palivo těžkovodních reaktorů (330 t/r). Celková recyklační kapacita tak dosahuje 5 630 tun ročně.

World Nuclear Association. (2011, listopad). *Processing of Used Nuclear Fuel*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf69.html>

je celé palivo považováno za vysoce nebezpečný odpad. Jeho zpracování se řídí následujícími principy: minimalizace objemu nebezpečných látek a přeměna všech částí odpadu na stabilní pevné látky pomocí obalu ze stabilizačního materiálu (cement, bitumen, polymery, borosilikátové sklo) a jejich umístění do pevných kontejnerů z kovů či betonu.

Obr. 48: Chladicí nádrž pro použité palivo v recyklačním závodě Sellafield, Velká Británie⁵⁰³



Povrchové skladování je zapotřebí po dobu nejméně 40–50 let, poté klesne teplota i radioaktivita na úroveň, která je přijatelná pro podzemní geologická úložiště s omezeným nebo žádným přístupem chladiva. Vzhledem ke služebnímu věku naprosté většiny reaktorů tedy zatím potřeba hlubinných úložišť není nijak veliká. Geologické průzkumy a technické plány jsou poměrně pokročilé ve Švédsku a Finsku, kde jsou určené lokality. Americké úložiště mělo být budováno u hory Yucca v Nevadě, ale rozhodnutí bylo nakonec odloženo.⁵⁰⁴

Čím dál více se také uvažuje o mezinárodním úložišti jaderného odpadu. Současná praxe je taková, že každá země (jaderné elektrárny využívá na 40 zemí) je právně i morálně zodpovědná za bezpečné uložení jaderného odpadu. Vybudování mezinárodního úložiště vyžaduje výběr důvěryhodné cílové země (z hlediska smlouvy NPT), výběr vhodné geologické lokality v této zemi a stanovení mezinárodně akceptovatelných norem týkajících se nakládání s jadernými odpady. Britská geologická společnost Pangea vyhodnotila australskou poušť jako vhodnou lokalitu pro vybudování mezinárodního hlubinného úložiště. Krátce nato ovšem Austrálie přijala zákon zakazující dovoz vyhořelého paliva z jiných států. Vedle Austrálie byly potenciálními vhodnými místy některé lokality v jižní Africe, západní Číně nebo Argentině.⁵⁰⁵ Další možností větší kumulace zpracování jaderného odpadu je koncept pronájmu paliva,

503 World Nuclear Association. (2011, červenec). *Radioactive Waste Management*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf04.html>

504 Tamtéž.

505 World Nuclear Association. (2011, červen). *International Nuclear Waste Disposal Concepts*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf21.html>

s nímž začali Rusové. Jedna společnost se zabývá více částmi palivového cyklu – po zpracování do článků jej pronajme provozovateli elektrárny v zahraničí (např. Írán), který po vyhoření palivo vrátí zpět Rusku na recyklaci a zpracování. Tento systém umožňuje využití jaderné energie bez nutnosti řešit ukládání paliva či budovat recyklační závody, zároveň je to obchodní příležitost pro velké společnosti zabývající se zpracováním paliva a rovněž je to vhodné řešení v situacích, kdy některé státy chtějí využít svého práva na mírovou jadernou energii, ale mezinárodní společenství má za to, že existuje nebezpečí zneužití jaderných materiálů pro vojenské účely.⁵⁰⁶

6.2.1.3.4.2 Možnosti skladování a ukládání

Mírně nebezpečný odpad tvořící na 90 % všeho odpadu je zpravidla ukládán v podzemních úložištích ihned po uzavření do obalů bránících kontaktu s prostředím. Pro další druhy odpadu se nabízejí následující řešení:

Podpovrchové úložiště, kdy je odpad uložen do hloubky několika desítek metrů pod povrchem do umělých kavern, které s povrchem spojuje šachta, či do jam v menších hloubkách, do kterých je uzavřený odpad umístěn, případně ještě izolován neprostupnou vrstvou a nakonec zavezen vhodnou zeminou o mocnosti několika metrů. Jámy mohou být vybaveny drenáží či ventilačním systémem. Podpovrchová úložiště budou poznamenána sezónními i dlouhodobými klimatickými změnami, které ohrožují funkčnost obalů. Tento způsob ukládání, který se využívá například ve Velké Británii, Francii, Švédsku, Finsku, Japonsku, Španělsku či USA, je tak vhodný spíše pro ukládání odpadů s krátkým poločasem rozpadu (do 30 let).

Hlubinné geologické úložiště, které počítá s dlouhodobým, bezúdržbovým a bezpečným uložením středně a velmi nebezpečného odpadu. Principem tohoto způsobu je vícebariérová konstrukce úložiště. Kromě obalových materiálů zmíněných výše se jedná o konstrukci prostoru úložiště a vhodnou geologickou strukturu. Typická hloubka, kde je geologická struktura dostatečně stabilní, nevyskytují se toky podzemní vody a zároveň dosahuje ekonomicky přijatelných nákladů na hloubení a konstrukci, je mezi 250 a 1000 metry. Zde jsou budovány šachty, do kterých se následně umísťují zvláštními obaly opatřené kontejnery. Švédský úložný program plánuje využít kontejnery z mědi s ocelovou vložkou a bentonitovým nebo jílovým opláštěním.⁵⁰⁷ Hlubinné úložiště je preferovanou variantou v celé řadě zemí (Argentina, Austrálie, Belgie, ČR, Nizozemsko, Jižní Korea, Rusko, USA a další). Zatím jediné hlubinné úložiště středně nebezpečného odpadu funguje v USA, přičemž pokročilé plány na výstavbu existují ve Finsku (zahájení provozu se očekává v roce 2020), Francii (lokalita vybrána, žádost o licenci k výstavbě a provozu se očekává na rok 2014), Švédsku (lokalita vybrána), Kanadě a Velké Británii (zahájen výběr lokality). Práce na hlubinném úložišti u hory Yucca v Novém Mexiku byly z politických důvodů zastaveny, v USA nicméně zůstává jediné hlubinné úložiště středně nebezpečného odpadu v provozu – jedná se úložiště WIPP (*Waste Isolation Pilot Plant*) v Carlsbadu (taktéž Nové Mexiko), kde jsou do solné formace ukládány odpady z vojenských programů.

Prozatímní povrchové nebo podpovrchové úložiště je dnes poměrně hojně využíváno pro středně a vysoce nebezpečný odpad v celé řadě zemí (Švédsko, Finsko, USA). Velký důraz je zde kladen na konstrukci obalové nádoby, která se skládá z více plášťů, několika těsněných vík, drenážních a ventilačních otvorů a zvláštních vík konstruovaných k pohlcování nárazů. Výhodou tohoto postupu je nejlepší (a nejlevnější) možnost kontroly či úprav uskladnění, nevýhodou extenzivní časová období, po které je nutno tento odpad skladovat. Jedná se tedy skutečně o prozatímní řešení.

⁵⁰⁶ Tamtéž.

⁵⁰⁷ Bentonit je tvárná jílovitá hornina s výbornými absorpčními vlastnostmi. Měď se využívá proto, že je vysoce odolná vůči korozi, jak ostatně dokládají archeologické nálezy 6 tisíc let starých měděných nástrojů téměř v původním stavu.

Další návrhy uskladnění dlouho nebezpečného odpadu:

Dlouhodobé povrchové uskladnění je v podstatě trvalé prozatímní uskladnění se všemi výhodami i nevýhodami. Existují dvě možnosti – využití prozatímní technologie plášťů, kdy se předpokládá nové obalení jednou za zhruba 200 let, či využití skladovací technologie pro hlubinná úložiště. Tuto možnost zkoumá Francie a Německo, nicméně předpokládá se, že nebude využita z důvodu nutnosti předávání informací o nakládání s těmito materiály a technologiemi po staletí a současnou technologickou úroveň a politickou stabilitu nelze zaručit na tisíce let dopředu.

Vynesení odpadu do vesmíru bylo v 70. a 80. letech zkoumáno NASA, nicméně nakonec bylo opuštěno. Vedle vysokých nákladů ospravedlňujících „uložení“ pouze separovaného vysoce radioaktivního odpadu byly rozhodujícím argumentem obavy ze selhání raket při startu. Veřejnost by velmi pravděpodobně obtížně snášela explozi takto vzniklé „špinavé bomby“ nad mysem Canaveral.

Hlubinné vrty jsou méně než metr široké, několik kilometrů hluboké vrty procházející skrze stabilní horninu. Počítá se s umístěním jednotlivých kontejnerů nad sebe, přičemž vzájemně i od okolního prostředí by byly izolovány bentonitem. Svrchní dva kilometry vrtu by byly utěsněny a izolovány asfaltem, betonem nebo bentonitem. Tato metoda byla zkoumána v USA, Dánsku, Švédsku a dalších zemích, nicméně většina z nich ji opustila kvůli očekávaným vyšším nákladům v porovnání s hlubinnými úložišti.

Rozpuštění v okolní hornině. Tento návrh měl využít tepla generovaného vysoce nebezpečným odpadem k roztavení okolní horniny, ve které by se následně odpad rozptýlil. Postupně by došlo ke ztuhnutí a fixaci odpadu v okolním prostředí. Postup byl testován pouze v laboratořích, v praxi se nikde nevyužíval. V posledních letech nicméně vědci z Ruska a Velké Británie zkoumají možnost uložení částečně tepelně propustného kontejneru s odpadem, z něhož vycházející teplo by utvářelo okolní horninu tak, aby došlo k fixaci kontejneru, avšak nikoliv k jeho pohybu do nižších vrstev.

Spíše nepravděpodobné je umístění do **geologické zóny subdukce** (místo, kde se pod sebe nasouvají litosférické desky), tak, že v čase by docházelo k posunu odpadu do hlubších vrstev. Metoda by byla poměrně finančně náročná a geograficky velmi omezená.

Mezinárodní dohody a principy ochrany životního prostředí brání ukládání odpadu **do moře**, kdy by se buď kontejnery spustily do hloubky, kde by došlo k jejich implozi a uvolnění odpadu, který by byl rozptýlen do velkého objemu vody, nebo by byly využity dostatečně pevné kontejnery, které by odpad uvolňovaly postupně, jak by docházelo k jejich opotřebení. **Podmořské uskladnění** bylo navrhováno též formou šacht z malých neobydlených ostrovů, či formou trvale nepřístupného uskladnění, kdy by do hlubokých moří se sedimentárním dnem byly spouštěny penetrační jednotky (v podstatě jakési kovové šipky, které měly pádem ke dnu moře získat dostatečnou energii na proniknutí do dostatečné hloubky pod mořské dno – asi 50 m a více – kam by byly spouštěny kontejnery), nicméně se ukázalo, že otvor vzniklý průnikem penetrátoru byl okamžitě vyplněn okolní horninou.

Uložení vysoce nebezpečného odpadu v ledové vrstvě Antarktidy nebo Grónska mělo využít tepla uvolňovaného z odpadu. Předpokládalo se, že by v okolí kontejnerů led roztál, což by umožnilo jejich postup do větších hloubek. V prostoru nad nimi by led přirozeně opět ztuhnul. I tento postup byl zakázán mezinárodními dohodami.

Přímá injektáž odpadu do porózních hornin byla do jisté míry (7 500 m³) využívána v 70. letech v USA (mírně nebezpečný odpad), posléze od ní bylo upuštěno kvůli obavám z migrace částic do okolní horniny. V Rusku byly injektážní programy mnohem významnější. V oblastech Krasnojarsk-26 a Tomsk-7 se odpad vstříkoval do pískovce obklopeného jílovým sedimentem v hloubce asi 400 metrů. V oblasti Dimitrovgrad byly v hloubce 1 400 metrů využívány vrstvy pískovce obklopené vápencem. Celkem bylo v Rusku takto umístěno několik desítek milionů tun všech druhů odpadu.⁵⁰⁸

6.2.1.3.4.3 Bezpečnost jaderných elektráren

Vzhledem k nízkému stupni obohacení paliva jaderných elektráren je riziko jaderného výbuchu elektrárny nulové. Největším rizikem je proto nehoda zaviněná závažnou ztrátou chladiva.⁵⁰⁹ V nejhorším případě by selhání chladiva vedlo k roztavení paliva, jeho protečení až na dno reaktorové nádoby a protavení skrz nádobu. Taková situace by byla bezesporu provázána uvolňováním významného množství radiace v důsledku úniku páry a dalších chemických reakcí. Jaderné elektrárny jsou proto jištěny řadou násobených a na sobě nezávislých systémů majících za úkol zabránit situacím vedoucím k úniku radioaktivních látek. Jedná se například o vysokotlaké a nízkotlaké injekční systémy schopné napumpovat velké množství borové vody⁵¹⁰ přímo do aktivní zóny reaktoru; síť ventilů umožňujících automaticky řízený pokles tlaku uvnitř reaktoru; sprchy zásobující vodou jádro reaktoru; izolační chladicí systém (u varných reaktorů), který přeměruje páru z reaktoru na turbínu pohánějící nezávislý chladicí okruh směřující do reaktoru; nouzové vypnutí spočívající v napumpování koncentrované borové vody do jádra; budova kontejnmentu z tvrzeného železobetonu s nerezovou výstelkou odolná proti tlaku, radiaci i chemickému narušení od látek přítomných v reaktoru – v podstatě jakýsi preventivní sarkofág; sprchy kontejnmentu; bazén kontejnmentu u základny budovy sloužící jako zdroj vody a prostředek vyrovnání tlaku v budově; dva nezávislé zdroje proudu přiváděného zvenčí a několik dieselových generátorů, z nichž každý je schopen během 10 sekund poskytnout dostatek proudu k udržení všech bezpečnostních systémů v chodu.⁵¹¹

Trendem posledních let je nicméně pasivní bezpečnost a kontinuální přechod ke skutečně fail-safe technologiím zabezpečení. Zřejmě nejdále je na tomto poli americký Westinghouse, jehož AP600 a jeho následovník AP1000 jsou první reaktory certifikované americkou Jadernou regulační komisí (U.S. Nuclear Regulatory Commission – US NRC) jako kompletně pasivně bezpečné. Zabezpečení AP1000 využívá principů základních fyzikálních jevů, jako jsou vztlak, rozpínavost stlačených plynů a gravitace, k transportu rezervního chladiva do jádra reaktoru. Zároveň jsou další systémy chlazení poháněny teplem produkovaným reaktorem. V praxi tedy udržují chlazení v oběhu tak dlouho, jak dlouho reaktor generuje teplo.

508 World Nuclear Association. (2010, listopad). *Storage and Disposal Options: Radioactive Waste Management Appendix 2*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf04ap2.html>

509 Tzv. *loss-of-coolant accident* – LOCA.

510 Borová voda absorbuje velké množství neutronů.

511 Reyes Jr., J. N., & King Jr., J. B. (2004). Nuclear Engineering. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 315–331. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00297-7, s. 324–326.

Požadavky US NRC na frekvenci poškození jádra při havárii jsou 1×10^{-4} . Frekvence poškození jádra je spočítaná pravděpodobnost nehody spojené s poškozením paliva (typicky tavení jádra). Pravděpodobnost 1×10^{-4} znamená, že dojde k havárii jednou za 10 000 reaktorových let (součet všech roků, které reaktory celosvětově odsloužily). Většina současných amerických elektráren se pohybuje na 5×10^{-5} . III. generace reaktorů počítá zhruba s 5×10^{-6} , přičemž některé plně pasivní systémy dosahují ještě o dva řády lepších hodnot. Například GE Hitachi ESBWR (*Ecomic & Simplified BWR*), jehož licence byla schválena v březnu 2011, by podle dodavatele měl vykazovat frekvenci poškození jádra 1×10^{-8} .⁵¹²

6.2.1.3.5 Ekonomie jaderné energetiky

„The energy produced by breaking down the atom is a very poor kind of thing. Anyone who expects a source of power from the transformations of these atoms is talking moonshine.“

Lord Ernest Rutherford, 1933.

„It is not too much to expect that our children will enjoy in their homes [nuclear generated] electrical energy too cheap to meter.“

Lewis Strauss, Chairman, US Atomic Energy Commission, 1954.

Jaderná elektrárna je jedno z nejkompexnějších energetických zařízení, které lidstvo využívá. Konstrukce takové elektrárny trvá řádově 5 až 10 let, s provozem se počítá na 40 let, při využití zkušeností z minulých desetiletí konstrukce a provozu a současných technologií lze počítat i s 60 lety s výhledem na 80 i 100 let provozu. Plánování a příprava výstavby a provozu jaderné elektrárny je tak dlouhodobým projektem, u něž je nutné zvažovat všechna investiční rizika typická pro dlouhodobé, kapitálově intenzivní projekty a rizika typická pro investice do jaderných elektráren (zpracování jaderného odpadu, odpovědnost za škody spojené s případnou havárií). Je třeba si uvědomit, že jaderná elektrárna je v první řadě komerčním projektem, avšak jedinečná povaha jaderných zařízení znamená i významnou roli státu v každém projektu.

Rizika spojená s investicemi do jaderné elektrárny lze rozdělit do matice podle životního cyklu elektrárny a podle oblasti rizika. Existují rizika technického, ekonomického a společenského rázu, která se vztahují k jednotlivým fázím projektu – plánování, výstavbě, provozu a odstavení elektrárny. Všechna tato rizika je potřeba co nejpřesněji definovat již v počátečních fázích projektu.

⁵¹² World Nuclear Association. (2011, prosinec). *Advanced Nuclear Power Reactors*. Dostupné z <http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>

Tab. 41: Investiční rizika jaderné energie

	Plánování	Výstavba	Provoz	Odstavení
Technické	Zhodnocení regulace Vhodná lokalita Důsledky pro životní prostředí Plánování konstrukce	Bezpečnost Změny designu Schválení regulátorem Spolehlivost subdodavatelů Dostupnost materiálů Kvalita pracovní síly Kvalita konstrukce Infrastruktura Poruchovost provozu	Bezpečnost Poruchovost Kvalita personálu Havárie Havárie na podobném zařízení jinde Životní prostředí Dodávka paliva	Bezpečnost Změny designu Regulace Spolehlivost kontraktorů Dodávky materiálu a technologie Kvalita pracovní síly Infrastruktura
Ekonomické	Hospodářský cyklus Výhled poptávky Nakládání s odpadem a vyhořelým palivem	Změny designu Zpoždění	Obchodování s elektřinou Cena elektřiny Uhlíková daň Palivové náklady Nutnost dodatečných investic Předčasné odstavení Náklady na zpracování vyhořelého paliva a odpadu Fungování fondu pro odstavení elektrárny	Fungování fondu pro odstavení elektrárny
Společenské	Podpora veřejnosti Politická podpora jaderné energetice Strategie pro nakládání s odpady Kontrola procesu odstavení a nakládání s odpady Zpoplatnění uhlíkových emisí Environmentální politika			

6.2.1.3.5.1 Výzvy spojené s projektem jaderné elektrárny

Regulace

Hlavním cílem regulátora je ochrana zdraví a životního prostředí. Zároveň je zde potřeba stabilního investičního prostředí, které je základním předpokladem příchodu soukromých investic do dlouhodobých a kapitálově náročných projektů.

Udělování licencí se týká zejména dvou kroků: certifikace designu reaktoru (částečně vysvětlující současný trend konvergence designu) a schválení lokality pro výstavbu (preference již schválených míst – dostavování bloků). V zemích OECD je běžné, že cílovou lokalitu schvaluje i místní samospráva, demonstrující podporu nejvíce zainteresované části veřejnosti. Ve Spojených státech je dnes možné společné řízení, které v případě již osvědčeného designu a bezproblémové lokality uděluje jednu licenci dohromady pro oba schvalovací kroky.

Harmonogram výstavby

Zpoždění výstavby je jedním z obvyklých rizik všech konstrukčně náročných projektů. Stavební kontrakty jsou obvykle termínované s pokutami v případě zpoždění. Současné mezinárodní snahy související s vývojem třetí a čtvrté generace reaktorů směřují ke standardizaci designu, co největšímu množství prefabrikovaných a unifikovaných součástí, které čas potřebný ke konstrukci na místě zkrátí a umožní lépe jej odhadnout.

Provoz

V otázkách provozu mají zřejmou výhodu země, které mají nejdelší tradici ve výzkumu a využívání jaderné energie. Kvalitní vzdělaná pracovní síla, přísné postupy údržby a pravidelné kontroly mohou z velké části omezit rizika selhání lidského nebo technického faktoru, která by mohla vést k přerušení provozu, snížení životnosti elektrárny či dokonce havárii. Jaderná energetika má oproti některým dalším průmyslovým odvětvím výhodu v přesně definované odpovědnosti za škodu, která je určena jak na národní, tak na mezinárodní úrovni, a to dvěma konvencemi: Vídeňskou z roku 1963 a Pařížskou z roku 1960 upravenou Bruselskou dodatečnou konvencí z roku 1963. Podle nich je za všechny škody na jaderných zařízeních bez ohledu na zavinění (absolutní odpovědnost) s výjimkou škod souvisejících s ozbrojeným konfliktem, občanskou válkou nebo jinými nepokoji zodpovědný provozovatel jaderného zařízení. Odpovědnost je nicméně omezená časově po dobu nejméně dvou let od okamžiku, kdy byla škoda zjištěna, přičemž promlčecí lhůta vztahující se k uplatnění nároku na náhradu škody je deset let. Další omezení odpovědnosti za škodu se týká celkové výše odškodnění. Podle Vídeňské konvence je spodní limit odpovědnosti za škodu způsobenou jadernou havárií nejméně 5 milionů USD, horní limit je na posouzení participujících států. Pařížská konvence určuje limity v SDR⁵¹³, jako horní limit uvádí 15 milionů SDR, avšak Bruselská dodatečná konvence tento limit výrazně zvyšuje na 300 milionů SDR (ovšem včetně podílu státu, v němž se zařízení nachází, ve výši 175 milionů SDR. Obě konvence byly několikrát pozměněny, přičemž obecným trendem, který naznačil už bruselský dodatek Pařížské konvence, zůstává zvyšování horních limitů a také rozšiřování definice jaderné havárie.⁵¹⁴

Odstavení

Náklady na odstavení elektrárny po skončení její životnosti mohou být financovány pomocí fondu ročních plateb k těmto účelům určených, případně mohou být součástí kapitálových nákladů stanovených na počátku výstavby.

Produkce elektřiny

Dlouhodobý charakter jaderných projektů předpokládá určité parametry trhu, které zajistí odbyt pro vyrobenou elektřinu a zisk provozovateli. Jaderné elektrárny používané v základním zatížení (*baseload*) vyžadují stabilní ceny dlouhodobých kontraktů, které jsou často v protikladu s turbulentní povahou cen spotového obchodování, jež je dominováno elektřinou z uhlí či plynu, jejichž ceny jsou poměrně volatilní a výrazným způsobem se promítají do výsledné ceny energie.

6.2.1.3.5.2 Ekonomie jaderné elektrárny

V porovnání s ostatními (zejména fosilními) zdroji energie je ekonomie jaderné energie komplexnější – jaderná energetika podléhá mnohem složitější regulaci, je zde výraznější zájem státu a navíc zde existují náklady, které u jiných zdrojů nenajdeme: náklady spojené s palivovým cyklem (recyklace či ukládání odpadu) a náklady na odstavení a rozebrání elektrárny po vyřazení z provozu.

513 *Special Drawing Rights* – peněžní jednotka Světové obchodní organizace, k červnu 2011 byl 1 SDR roven cca 1,5 USD.

514 World Nuclear Association. (2011, srpen). *Liability for Nuclear Damage*. Dostupné z <http://www.world-nuclear.org/info/inf67.html>

Největší starostí spojenou s financováním jaderné elektrárny je nicméně návratnost investice. Odhady společnosti AREVA NP uvádějí, že náklady na konstrukci elektrárny jsou ve výsledné ceně elektřiny reprezentovány zhruba dvěma třetinami. Ve srovnání s konstrukcí je provoz znatelně levnější a budoucí vysoké náklady v podobě ukládání odpadu či rozebrání elektrárny nejsou pro přípravu projektu rozhodující.

Základní prvky ekonomie jaderných elektráren jsou tedy: (1) Fixní náklady spočívající převážně ve výstavbě samotné, době výstavby a nákladech na kapitál (úroky). Mezi fixní náklady lze částečně počítat i náklady na ukládání odpadu a odstavení elektrárny – i když se s delším provozním životem elektrárny zvyšují, jsou obvykle kryty ze zvláštních fondů, do nichž provozovatel přispívá průběžně. (2) Variabilní náklady v podobě palivových nákladů, nákladů na provoz, údržbu a podobně. Z povahy fungování jaderné energetiky vyplývá, že variabilní náklady nemohou být zcela eliminovány ani v případě, kdy elektrárna není v provozu. (3) Pojištění proti nehodě, které podléhá tržním principům a je omezeno regulací na státní úrovni a skrze Vídeňskou a Pařížskou konvenci také na mezinárodní úrovni.

Konstrukční náklady

U průmyslového zařízení typu elektrárny jsou náklady na výstavbu určeny pomocí tzv. *overnight costs* (OC), tedy sumy veškerých nákladů očištěné od průběžných nákladů na kapitál (úroků). Overnight costs tak představují čistou sumu nutnou pro výstavbu za současných podmínek během jednoho dne. U elektráren se OC určují v penězích na jednotku výkonu, typicky USD/kW, takže stavíme-li elektrárnu o výkonu 1 GW a OC jsou vyčísleny na 2 000 USD/kW, bude třeba počítat s částkou okolo 2 miliard USD. OC v zemích OECD se v současné době pohybují mezi 1 556 USD/kW (APR-1400, Jižní Korea) a 5 863 USD/kW (EPR, Švýcarsko). Střední hodnota (medián) pro všechny elektrárny na světě je zhruba 4 100 USD/kW.⁵¹⁵

Odhadování nákladů je obecně velmi nespolehlivé. Největším rizikem jsou změny v designu v průběhu stavby a konstrukce součástí vytvářených přímo na místě stavby. Důsledkem je obtížné smluvní vymezení odpovědnosti za rizika spojená s překročením doby výstavby nebo rozpočtu, což je nejvíce vidět na kontraktech „na klíč“, kde by veškerá tato rizika měla být nesena dodavatelem. V praxi nicméně kontrakty na klíč nejsou považovány za příliš směrodatné a dílčí překročení limitů bývá tolerováno. V případě významnějšího překročení stanovených nákladů však ani tato volná interpretace lhůt nemusí stačit. Dosud nedostavěná finská elektrárna Olkiluoto 3, která měla být první vlašťovkou evropských reaktorů III. generace, se zejména kvůli problémům s částmi konstrukce vytvářenými na místě (např. betonáž základů) zatím opozdila o dva roky a prodražila o 50 % oproti původnímu návrhu.⁵¹⁶ Areva NP (dodavatel) je dnes s finskou stranou v poměrně vyhroceném arbitrážním sporu a podle některých vrcholových představitelů panuje ve společnosti shoda na tom, že kontrakty na klíč už Areva nabízet nebude.⁵¹⁷

Kapitálové náklady

Cena kapitálu je jedním z klíčových faktorů pro rozhodnutí, jaký typ elektrárny zvolit. Kapitálové náklady závisí na třech faktorech: klasifikaci úvěrové spolehlivosti (*credit rating*) (1) cílové země a 2) provozovatele – čím lepší klasifikace, tím výhodnější podmínky úvěru; a (3) strukturu energetického trhu: v zemích, kde poskytovatel je tradiční státní monopol, nesou veškerá rizika projektu zákazníci (daňoví poplatníci). Pokud je trh s elektřinou deregulovaný a státní monopol výroby neexistuje, může

515 World Nuclear Association. (2011, prosinec). *The Economics of Nuclear Power*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf02.html>

516 Kanter, J. (2009, 28. květen). In Finland, nuclear renaissance runs into trouble. *The New York Times*. Dostupné z <http://www.nytimes.com/>

517 Schneider, M., Froggatt, F., & Thomas S. (2011). Nuclear Power in a Post-Fukushima World. *World Nuclear Industry Status Report 2010–2011*. Washington, D.C.: WorldWatch Institute. Dostupné z http://www.worldwatch.org/system/files/WorldNuclearIndustryStatusReport2011_%20FINAL.pdf

se stát, že elektřina z nových jaderných elektráren nebude konkurenceschopná a nebude se prodávat – v takovém případě nesou riziko investoři a poskytovatel (provozovatel, resp. jeho akcionáři), který vzhledem k obvyklé výši investice do jaderné elektrárny v těchto situacích zpravidla zkrachuje. Příkladem může být společnost British Energy (od roku 2009 součást skupiny EdF), která provozuje osm nejmladších britských jaderných elektráren. Po liberalizaci trhu s elektřinou klesla cena natolik, že dosud nesplacené jaderné elektrárny nemohly konkurovat levnějším a flexibilnějším zdrojům energie (uhlí). Britská vláda nicméně deklarovala svůj zájem na udržení jaderné energetiky a převzala náklady spojené s uložením vyhořelého paliva. Celkem vynaložené veřejné náklady na zachování jaderné energetiky v Británii se zatím pohybují okolo 10 miliard liber.

Úvěrové záruky

Jedním ze způsobů redukce kapitálových nákladů jsou úvěrové záruky poskytnuté třetí stranou pro případ, že vyrobená energie nebude konkurenceschopná. Provozovatelům zařízení pomáhají úvěrové záruky dosáhnout na mnohem výhodnější půjčky, protože jejich návratnost je garantovaná. Poskytovatelem úvěrových záruk je typicky stát – část investičního rizika je tak přesunuta na daňové poplatníky. V současné době jsou úvěrové záruky jedním z hlavních způsobů, jimiž americká vláda prosazuje renesanci jaderné energie. Konkrétními příklady jsou Vogtle (Westinghouse AP1000, Georgia Power, Georgia) a Calvert Cliffs (Areva EPR, Constellation Energy, Maryland) – u elektrárny Vogtle se díky kombinaci pozice tržního monopolu a úvěrových záruk podařilo dosáhnout na úrok ve výši pouhých 1–1,5 %. Tyto příklady však patrně nebudou nejvíce pravděpodobným případem budoucího vývoje – s rostoucími stavebními náklady⁵¹⁸ dramaticky roste i výše úvěrových záruk, pro které nelze v době hospodářské krize a rozpočtových škrťů očekávat velkou podporu.

Doba výstavby

Zpoždění ve výstavbě se obvykle vyskytuje společně s překročením plánovaných nákladů. Zpoždění znamená dodatečné úroky a leckdy také nucený nákup elektřiny, kterým provozovatel pokrývá dodávky, jež jsou dohodnuté dopředu od stanoveného termínu dostavby. TVO, provozovatel zmíněné elektrárny Olkiluoto, bude nejméně po dobu následujících čtyř let, které si dostavba elektrárny ještě vyžádá (plánované spuštění bylo přitom určeno na duben 2009), nucen k pokrytí kontraktu nakupovat elektřinu na spotu v rámci Nordického trhu s elektřinou (*Nordic electricity market*), což se například vlivem klimatických podmínek⁵¹⁹ může poměrně prodražit.

Spolehlivost

Jestliže spolehlivost elektráren v prvních dekadách využívání jaderné energetiky rozhodně nenaplnovala předpovědi provozovatelů, během posledních dvou desetiletí se výrazně zvýšila – z průměrných 60 % maximálního ročního výkonu v polovině 80. let na dnešních zhruba 85 %. Vzhledem k tomu, že většina reaktorů vyžaduje pravidelné nejméně měsíční odstávky kvůli doplňování paliva a údržbě, nelze očekávat, že by dosažený roční výkon směřoval až ke 100 %. V souvislosti s výstavbou reaktorů III. generace lze nicméně předpokládat další posun k vyšším hodnotám díky lepší palivové ekonomii a stále se prodlužujícím intervalům mezi odstávkami pro výměnu paliva. Zároveň nicméně nové technologie znamenají pokles v dosaženém ročním výkonu, neboť nevyzkoušené technologie zpravidla vykazují častější odstávky.

518 Jestliže před deseti lety byl optimistický výhled konstrukčních nákladů ve výši 1 000 USD/kW, dnes se počítá se zhruba 6 000 USD/kW.

519 V případě tuhé zimy větší spotřebou elektřiny, která tak na spotu podraží, a v případě mírné zimy nedostatkem sněhu, následně nedostatkem vody pro vodní elektrárny a slabší nabídkou elektřiny – a pochopitelně vyššími cenami.

Náklady na provoz a údržbu

Stejně jako v případě spolehlivosti se v posledních dekádách zejména díky evolučním zdokonalením reaktorů II. generace podařilo snížit náklady na provoz a údržbu na úroveň, která nelimituje konkurenceschopnost jaderných elektráren ve srovnání s ostatními způsoby výroby elektřiny.

Palivové náklady

Cena uranu, zpracování, případně obohacení, recyklace či uskladnění tvoří zhruba 5 % nákladů na produkci jednotky výkonu. Díky tomuto nízkému poměru jaderné elektrárny nabízejí stabilní ceny elektřiny, na něž mají výkyvy v ceně paliva zanedbatelný vliv.

Odstavení

Do dnešní doby jsou se sanací jaderné elektrárny jen velmi omezené zkušenosti. Celkové náklady jsou tak jen velmi obtížně odhadnutelné, nicméně se předpokládá, že by neměly přesáhnout náklady na konstrukci. Komplettní rozebrání lze také odložit na dobu, kdy budou ekonomické ukazatele (úrokové sazby) příznivé dlouhodobým stavebním projektům.

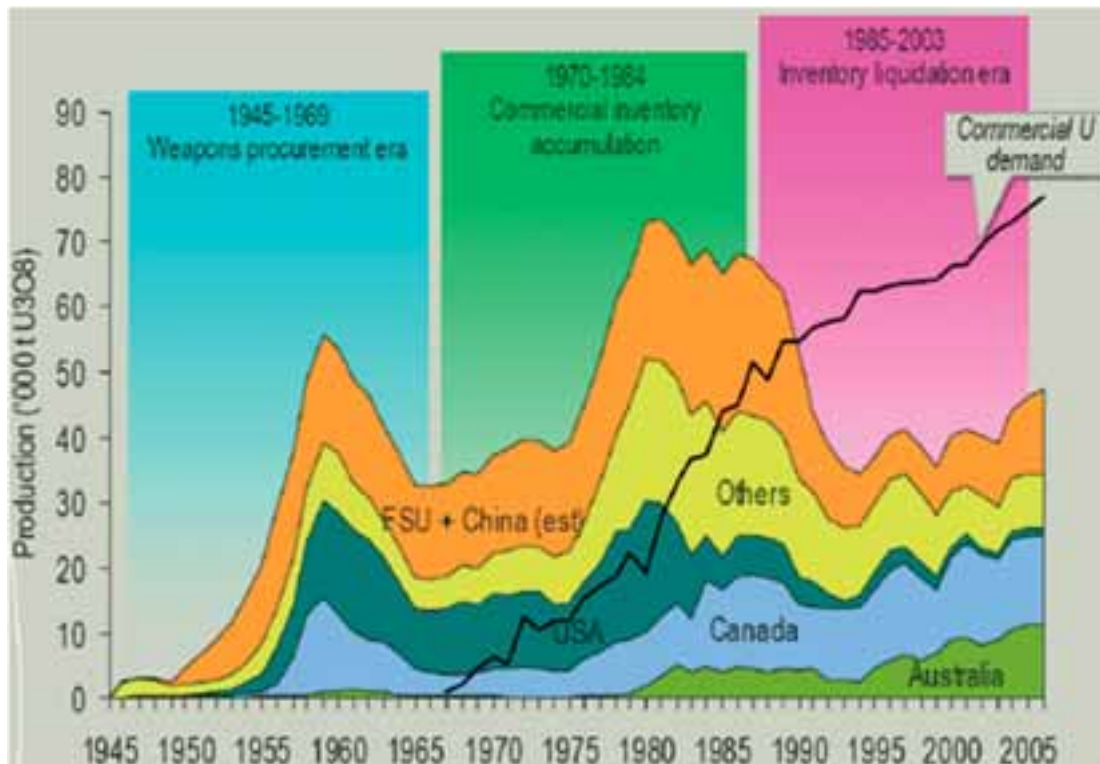
6.2.1.3.6 Uranový trh

Uran se v přírodní podobě vyskytuje celosvětově. Jenom na několika místech na světě nicméně dosahuje koncentrace umožňující těžbu se ziskem – jedná se o Austrálii, Kazachstán a zejména Kanadu.

6.2.1.3.6.1 Historie

Počátky trhu s uranem se datují do roku 1948, kdy byla založena Komise pro atomovou energii (*United States Atomic Energy Commission* – AEC), jejímž úkolem bylo mimo jiné shromažďování uranové rudy pro výrobu zbraní. AEC jednostranně měnila cenu podle toho, jaké zásoby byly zrovna potřeba. Vzhledem k probíhajícím závodům ve zbrojení meziroční objem těžby rychle stoupal. Téměř všechna vytěžená ruda byla použita pro produkci vysoce obohaceného uranu pro vojenské účely a vlastní komerční poptávka byla zanedbatelná. Teprve větší rozšíření produkčních reaktorů v 60. a 70. letech v kombinaci s vrcholem produkce jaderných zbraní nastartovalo strmý růst komerční i vojenské poptávky po uranové rudě. Poměrně náhlý pokles zájmu o výstavbu nových reaktorů v 80. a 90. letech a útlum ve zbrojení přinesly spolu s objevivší se možností využití uranu z vyřazených jaderných zbraní převis nabídky nad poptávkou. Ceny uranové rudy tento vývoj kopírovaly – v 70. letech, kdy objednávky nových reaktorů dosáhly vrcholu, směřovaly ceny strmě vzhůru až ke 120 dolarům za libru⁵²⁰, v roce 1976 a po roce 1980, kdy byla velká část těchto objednávek zrušena a kdy se začalo využívat HEU ze zbraní, se ceny rudy držely na nízkých hodnotách (v roce 2000 se dostaly dokonce pod 10 USD/lb). Poté opět několik let stoupaly v souvislosti s počínající jadernou renesancí a ubývajícimi zásobami z vojenských zdrojů, nicméně po roce 2008 došlo k dalšímu náhlému propadu, za nímž stála hospodářská krize a útlum ve výstavbě reaktorů.

⁵²⁰ USD/lb, jedna libra je zhruba 0,4 kg.

Obr. 49: Uranová ruda: těžba a poptávka⁵²¹

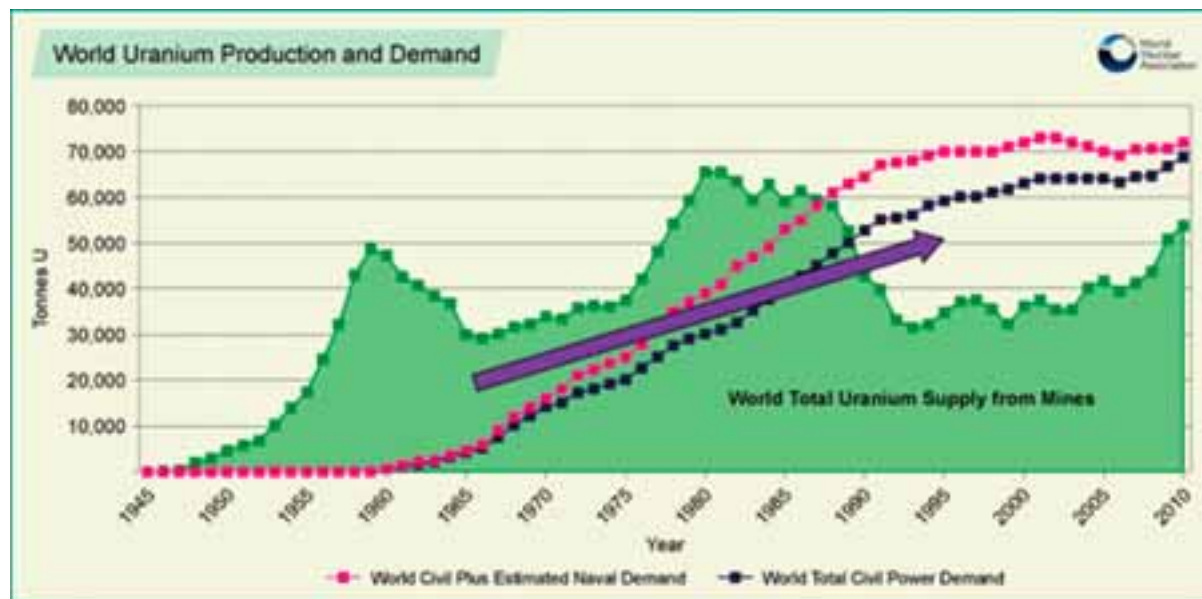
Přelom 80. a 90. let, kdy byla ukončena studená válka, přinesl významné změny na trhu s uranem. Historicky existovaly dvě izolované oblasti – západní trh reprezentovaný Jižní a Severní Amerikou, Austrálií a západní Evropou a východní trh tvořený v zásadě jadernými státy komunistického tábora. Po studené válce bariéry mezi těmito trhy zmizely a producenti z obou stran byli najednou vystaveni nečekané konkurenci.

6.2.1.3.6.2 Charakteristika

Dnešní uranový trh je nejkompetitivnější v historii. Producenti nejenže si celosvětově konkurují vzájemně, ale navíc soupeří se zásobami uranu vytěženého dříve (leckdy jimi samotnými), které jsou uvolněny převážně z vojenských přebytků pro účely výroby jaderného paliva. Trh s uranovou rudou je tak místem konkurence primárních dodávek (těžba), sekundárních dodávek (vyřazené vojenské zásoby a nevojenské obchodované zásoby) a jednotlivých producentů v rámci primárních dodávek.

Poptávka po uranové rudě se v posledních letech pohybuje okolo 70 tisíc tun ročně. Zhruba dvě třetiny poptávky pokrývá primární těžba (z toho velká část z Kazachstánu, Kanady a Austrálie) a okolo jedné třetiny sekundární dodávky, do nichž se počítají i jednotky procent představované recyklovaným odpadem. Poměrně velký podíl sekundárních dodávek vysvětluje propad těžby po roce 1985 navzdory trvale stoupající poptávce, malý podíl recyklovaného paliva potom relativní dostatek uranové rudy, takže její nízké ceny nemotivují společnosti zainteresované v palivovém cyklu využívat o něco nákladnější recyklaci ve větším množství. Podíly primárních a sekundárních zdrojů uranu se v jednotlivých letech výrazně mění v závislosti na cenách.

⁵²¹ Southwood, M., Gray, P., & Bonter, M. (2007, 13. březen). Uranium market outlook. *Commodities Analysis*. Goldman Sachs, JB Were. Dostupné z <http://www.nupowerresources.com.au/Portals/0/Documents/GoldmanSachsJBWere-UraniumMar07.pdf>

Obr. 50: Graf světové uranové těžby a poptávky⁵²²

Poptávka po uranové rudě je spojena s množstvím elektřiny vyrobené v jaderných elektrárnách. V čase sice přibývá reaktorů, nicméně díky stále vyššímu vyhoření paliva, využívání více obohaceného paliva a obecně lepší palivové ekonomii současných modernizovaných a nových reaktorů je růst poptávky brzděn větší efektivitou využití rudy a úsporami – například jen mezi lety 1970 a 1990 kleslo množství uranu potřebného k výrobě jedné kWh o 25 %.⁵²³

Uranový trh pokrývá čtyři stadia zpracování rudy: těžbu a produkci žlutého koláče, konverzi na UF_6 a UO_2 , obohacení a zpracování do podoby palivových článků. Provozovatelé elektráren mohou palivo nakoupit v kterékoliv fázi tohoto procesu – hotové články na konci, nebo třeba už žlutý koláč, který si poté nechají od dalších společností zpracovat v jednotlivých fázích až do finální podoby článků. Na všech jednotlivých úrovních existují obchodníci s jaderným palivem – někteří se mohou specializovat jen na jednu fázi (například těžbu a zpracování žlutého koláče), někteří na více fází a někteří ovládají celý řetězec a palivové články provozovatelům pouze pronajímají (např. ruský TVEL).⁵²⁴

Na rozdíl od ostatních kovů je většina (cca 85 %) uranu obchodována formou dlouhodobých bilaterálních kontraktů. Dodávky začínají obvykle 1 až 3 roky po uzavření kontraktu a trvají 2 až 10 let, přičemž nejčastější jsou kontrakty trvající 3 až 5 let. Zbýlých 15 % je obchodováno formou spotu, nicméně i cenové formule dlouhodobých kontraktů jsou zpravidla nějakou funkcí spotové ceny v určitých limitech. Výjimkou tak nejsou ani kontrakty, kde je část cenové formule určena pevně a část odvozena od cen spotu – kombinace různých poměrů fixní a spotové části v cenovém mechanismu pomáhá společnostem diverzifikovat portfolio kontraktů a omezit investiční riziko. Lze tak říci, že převaha dlouhodobých kontraktů se projevuje spíše v pevnější vazbě mezi zúčastněnými stranami, zatímco pro cenové podmínky je rozhodující spotový trh.⁵²⁵

522 World Nuclear Association. (2010, červenec). *Uranium Markets*. Dostupné z <http://www.world-nuclear.org/info/inf22.html>

523 Tamtéž.

524 Cameco. (n.d.). *Uranium 101: Markets*. Dostupné z http://www.cameco.com/uranium_101/markets/

525 Southwood, M., Gray, P., & Bonter, M. (2007, 13. březen). Uranium market outlook. *Commodities Analysis*. Goldman Sachs, JB Were. Dostupné z <http://www.nupowerresources.com.au/Portals/0/Documents/GoldmanSachsJBWere-UraniumMar07.pdf>

Jak tedy vypadá trh?

Na začátku jsou tři vstupy:

- primární zdroje (těžba);
- sekundární zdroje (vyřazené vojenské a obchodované civilní zásoby);
- recyklované palivo.

Uran (zpravidla) musí projít čtyřmi stadii:

- těžba a tvorba žlutého koláče;
- konverze na plyn (UF_6);
- obohacení;
- fabrikace palivových peletek, tyčí a článků.

Paralelně s těmito procesy probíhá různě intenzivní výstavba a modernizace reaktorů. Trh s uranem obsahuje velké množství vzájemně propojených prvků, díky nimž se trh často mění, a to podle jediného klíče, kterým jsou náklady. Náklady rozhodují o tom, zda se letos oproti loňsku více uranu vytěží, než vezme ze zásob. Občasné uvolnění vojenských zásob ovlivní cenu suroviny a následně těžbu. Cena uranu rozhoduje o intenzitě obohacení. Náklady na jednotlivých stupních ovlivňují rozhodnutí zákazníků, pro které fáze zpracování uranu využijí které dodavatele, či zda si palivo jen nepronajmou. Do toho vstupují rozhodnutí o výstavbě nových či odstavení sloužících reaktorů ovlivňující poptávku po uranu a cenu uranové rudy.

Následně se ekonomie paliva stává součástí ekonomie jaderných elektráren a nakonec se opět osamostatňuje v podobě nákladů na zpracování/uskladnění vyhořelého paliva.

6.2.1.4 Výroba elektřiny z plynu⁵²⁶

Zemní plyn soupeří s uhlím a jadernou energií ve výrobě elektřiny v základní zátěži (*baseload*), ale je použitelný i pro vyrovnávání rozdílů ve špičce. V době vysokých cen ropy nicméně plyn, jehož ceny následují ceny ropy do vyšší míry než ceny uhlí, není vůči uhlí konkurenceschopný. V roce 2008 tak plyn vycházel typicky 3x draž než uhlí při stejné energetické hodnotě. Výhoda plynu je v rychlejším uvedení do provozu a v nižších emisích nežádoucích látek – u CO_2 je to sice pouze zhruba polovina, ale v případě pevných částic, síry apod. je plyn nesrovnatelně čistším palivem. Sporné je porovnání emisí oxidů dusíku, protože plyn je spalován ve směsi se vzduchem. Vzduch je tvořen z 80 % dusíkem a při vysokých teplotách ve spalovací komoře vznikají molekuly oxidů dusíku, který přispívá ke kyselým dešťům. Silné komparativní výhody by se plynu dostalo s představením zdanění oxidu uhličitého, při zdanění i oxidů dusíku by tato výhoda byla zmírněna ve prospěch integrovaného gasifikačního kombinovaného cyklu spalování uhlí.

Nejjednodušším způsobem výroby elektřiny z plynu je jednostupňový cyklus. Plyn smíšený se vzduchem je zapálen, směs dosáhne teploty okolo 1 500 °C, prudce se rozpíná a tlačí na turbínu. Při kontaktu s turbínou má plyn teplotu 1 200–1 450 °C. Teplota odpadních plynů se pohybuje okolo 600 °C, což znamená účinnost 38 % (u větších, 200–300MWe turbín) až 40 % (v případě středně velkých 40MWe turbín).

526 Tato kapitola vychází ze studie autorů Christian Ngô, Joseph B. Natowicz. Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley.

Kombinovaný cyklus (*combined-cycle gas turbine* – CCGT) nabízí efektivitu 54–60 %, a to díky využití horkých spalin, které jsou v jednostupňovém cyklu vypouštěny jako odpadní teplo. První stupeň kombinovaného cyklu je shodný, v druhém se nachází parní turbína poháněná parou vytvořenou právě pomocí odpadního tepla z prvního cyklu.

Výhodou jednostupňových cyklů je rychlé uvedení do plného provozu (15–30 minut) a poměrně vysoká regulovatelnost výkonu. Kvůli rigidním požadavkům parního cyklu (některé součásti se nesmí zahřívat příliš rychle) je kombinovaný cyklus znatelně méně flexibilní co do regulovatelnosti a taktéž uvedení do provozu trvá podstatně déle. Je-li provoz přerušen na méně než 8 hodin, lze dosáhnout plného výkonu během 40 až 50 minut. Vychladlému zařízení to však trvá 10–16 hodin, což jej předurčuje k provozu v základní zátěži. Regulace výkonu kombinovaného cyklu je možná v rozsahu 5 % za minutu, nicméně existují zvláštní konfigurace, které tento rozsah zvyšují – například využití dvou plynových turbín a jedné parní.

Výhodou plynových elektráren jsou nízké investiční náklady. Se 400–800 USD/kW_h jsou zhruba poloviční oproti uhelným. Nevýhodou (a to zejména ve srovnání s jadernými elektrárnami) je velká závislost ceny vyrobené elektřiny na cenách paliva – palivové náklady tvoří okolo 80 % provozních nákladů elektrárny.

6.2.1.5 Obnovitelné zdroje energie

Základními druhy obnovitelné energie jsou následující: biomasa (uskladněná solární energie), přímá solární energie (výroba tepla nebo elektřiny), geotermální energie (přenos tepla ze zemských hlubin), hydroenergie (potenciální energie vody), přílivová energie (potenciální energie vody), větrná energie (kinetická energie větru).

6.2.1.5.1 Hydroenergetika

Koloběh vody v přírodě ročně přemístí zhruba 580 tisíc kilometrů krychlových vody. Většina srážek spadne do oceánu a většina vody pocházející z pevninských dešťů se zpětně vypaří. Světového oceánu dosáhne pouze zhruba třetina vody spadlé na pevninu. I tak se ovšem jedná o významné číslo – vzhledem k průměrné pevninské nadmořské výšce 850 metrů nad mořem⁵²⁷ se potenciální energie vodních toků směřujících k moři odhaduje na 40 000 TWh ročně. Jen něco přes třetinu této energie lze nicméně technicky využít a ještě menší množství lze využít ekonomicky či bez nepříjemných zásahů do životního prostředí.⁵²⁸ Ve Spojených státech je například k výrobě elektřiny využíváno pouze 2 400 z celkového počtu 80 000 přehrad (tedy zhruba 3 %).⁵²⁹

6.2.1.5.1.1 Principy

Vodních toků se užívalo a dodnes užívá k transportu, ke zdroji kinetické energie a od konce 19. století také k výrobě elektřiny. Na rozdíl od dříve dominantního způsobu získávání energie – vodních kol a systému převodů – je pokles využitelné energie s rostoucí vzdáleností minimální. Zatímco ozubená kola, klínové a jiné řemeny vykazovaly značné tření, mechanické opotřebení a obecně významný zásah do účinnosti

527 Smil, V. (2006). *Energy: A Beginner's Guide*. Oxford: Oneworld, s. 32.

528 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 122.

529 Brookshier, P. (2004). Hydropower Technology. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 3, pp. 333–341. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00340-0, s. 334.

systému, výroba (účinnost zhruba 75–85 %), transport (ztráty v jednotkách procent i na dlouhé vzdálenosti) a přeměna elektřiny na kinetickou energii (90 %) dosahuje vysoké efektivity i na dlouhé vzdálenosti.

Výkon vodní elektrárny je dán výškou vodního sloupce h (rozdílem mezi horní a dolní hladinou) a průtokem φ (množství vody za jednotku času). Výkon je vyjádřením konverze potenciální na kinetickou energii vody. Při ideální konverzi je přeměněna veškerá energie.

Odtud můžeme určit maximální rychlost vody, která je při dané výšce dosažitelná:

$$v = (2gh)^{1/2}$$

Průtok je potom podobně jako u větru roven objemu média, které za jednotku času projde přes turbínu. K vyjádření průtoku je třeba znát obsah podstavy pomyslného tělesa (S , je dáno plošným obsahem válce obsahujícího turbínu) a právě průtokovou rychlost (výška tělesa):

$$\varphi = Sv = S(2gh)^{1/2}$$

Známe-li tedy plošný obsah, výšku a rychlost, můžeme snadno vyjádřit maximální dosažitelný výkon turbíny:⁵³⁰

$$P = h\varphi g = hS(2gh)^{1/2}g = 43Sh^{3/2} \text{ (kW)}$$

Existuje několik základních schémat vodních elektráren. Zvolené schéma závisí na geografických podmínkách lokality – pevnosti, sklonu a výšce břehů, rychlosti a mohutnosti toku, ale i logistice nebo dostupnosti vhodných materiálů. Dvěma základními typy jsou odklonné (*run off*) elektrárny a klasické přehrady. Odklonné elektrárny se využívají v lokalitách s velkým převýšením, a tudíž i velkou rychlostí vody. Část toku je odvedena do potrubí jdoucího paralelně s vodou, v němž se nachází turbína. Toto řešení lze nalézt například na amerických niagarských vodopádech. Jinou možností je vybudování umělého koryta s mnohem menším sklonem, takže s rostoucí vzdáleností od bodu rozdělení přirozeného a umělého koryta roste výškový rozdíl mezi nimi. Na vhodném místě jsou potom oba toky spojeny silně skloněným potrubím s turbínou.

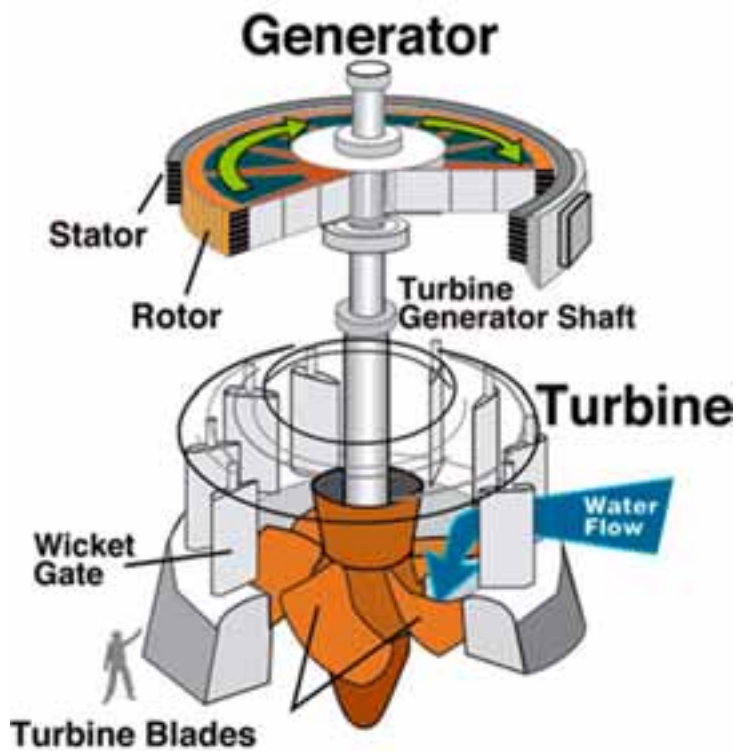
Turbína

V závislosti na výšce vodního sloupce a rychlosti průtoku se také využívá různých typů turbín. Peltonova turbína – v podstatě kolo osazené miskovitými výběžky – je nejvhodnější pro lokality s velkým výškovým rozdílem mezi hladinami (přes 250 m) a nízkými hodnotami průtoku – typicky pro odbočné elektrárny s velkým převýšením a tenkými přívodními potrubími nedovolujícími průchod velkého množství vody. Nejlepších výsledků dosahuje Peltonova turbína při převýšení 500–600 m a průtoku 2 m³/s – až 200 MW.

⁵³⁰ Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 129.

Obr. 51: Peltonova turbína⁵³¹

Kaplanova turbína je v zásadě lodním šroubem s nastavitelnými lopatkami. Kaplanova turbína funguje nejlépe v situacích s velkým průtokem (až 50 m³/s), na druhou stranu nevyžaduje vysoké vodní sloupce – při dostatečném průtoku dosahuje výkonu až 1 MW i při třímetrovém rozdílu hladin. Maximální výkon Kaplanovy turbíny se pohybuje okolo 120 MW.

Obr. 52: Kaplanova turbína⁵³²

531 Turbines Info. (n.d.). *Pelton Turbine*. Dostupné z <http://www.turbinesinfo.com/wp-content/uploads/2011/06/pelton-turbine.jpg>

532 Engineering Tutorials. (n.d.). *Kaplan Turbine*. Dostupné z http://engineering.myindialist.com/wp-content/uploads/2009/10/clip_image004.jpg

Turbínou dosahující nejvyšších výkonů (až 750 MW) a efektivity při rozdílu výšky hladin 50–300 m a průtoku 4–25 m³/s (použitelná je však i pro elektrárny s převýšením od 10 m a průtoku 0,5 m³/s) je Francisova turbína. Francisova turbína je reakční turbínou, do níž voda vstupuje spirálovitým potrubím po obvodu a kterou opouští ve směru osy otáčení. Mezi spirálou přivádějící vodu a turbínou jsou umístěny nastavitelné ocelové klapky, které slouží k regulaci výkonu.⁵³³

Obr. 53: Francisova turbína⁵³⁴



6.2.1.5.1.2 Dělení vodních elektráren

Dělení na přehradní a odbočné elektrárny již bylo zmíněno. Přehradní elektrárny se dále dělí podle typu vystavěné hráze na tížné, pilířové a klenbové. Tížné přehrady zadržují vodu pouze pomocí vlastní tíhy podobně jako například hráze rybníka. K jejich konstrukci se dnes využívá převážně sypký materiál (štěrk) přímo z oblastí výstavby. Pilířové přehrady jsou konstrukčně poměrně složité. Protiváhu vody na druhé

⁵³³ Bedi, E., & Falk, H. (n.d.). Hydro power technology. *Energy Savings Now!* Dostupné z <http://energy.saving.nu/hydroenergy/technology.shtml>

⁵³⁴ Wikipedia. (n.d.). *Francis Runner Grandcoulee*. Přístup dne 15. 1. 2012, z http://en.wikipedia.org/wiki/File:Francis_Runner_grandcoulee.jpg

straně většinou rovné hráze tvoří série pilířů, na něž jsou kladeny velké zátěžové nároky. Klenbové přehrady využívají svého tvaru k přenesení tlaku vody na hráz do okolních břehů. Klenbovou konstrukci lze využít jen v lokalitách, kde to geologické složení okolí hráze dovoluje. Výjimkou není ani kombinace pilířového a klenbového designu.⁵³⁵

Dalším typem vodních elektráren jsou elektrárny přečerpávací, jež jsou tvořeny dvěma nádržemi, mezi nimiž je možný pohyb vody oběma směry: z horní do spodní při výrobě energie a ze spodní do horní při zpětně přeměně elektrické energie na potenciální energii vody. Přečerpávací elektrárny mohou plnit tři úkoly: (1) jejich komerční využití spočívá ve výrobě elektřiny v době špičky (drahý proud) a dočerpávání vody v době minimálního odběru v síti (levný proud); (2) díky rychlému uvedení do provozu mohou přečerpávací elektrárny doplňovat méně flexibilní zdroje při vyrovnávání vzestupu a poklesu poptávky; a (3) přečerpávací elektrárny často slouží jako záložní zdroj například pro jaderné elektrárny.

6.2.1.5.1.3 Vodní energie ve světě

Na světě bylo v roce 2009 vyrobeno 3 213,9 TWh pomocí vodní energie. Pro srovnání, oproti roku 1999, kdy se z vodní energie celosvětově vyrobilo 2 610,7 TWh, představují hodnoty z roku 2009 23% nárůst při průměrném meziročním růstu 2,1 %.⁵³⁶ Vodní elektrárny vyrobily v témže roce 84,3 % elektřiny pocházející z obnovitelných zdrojů.

Tři hlavní centra využití vodních elektráren jsou jihovýchodní Asie (23,4 %), Severní Amerika (20,7 %) a Jižní Amerika (20,7 %). Poměrně hornatá západní Evropa a Skandinávie dohromady představují dalších 16,4 %, země SNS 7,2 %. Další oblasti jsou spíše nerelevantní.⁵³⁷

Tab. 42: Výroba a podíl na světové výrobě elektřiny z vody⁵³⁸

2009	TWh	% ⁵³⁹	% ⁵⁴⁰
Čína	565,9	17,6 %	15,2 %
Brazílie	386,2	12,0 %	83,2 %
Kanada	367,0	11,4 %	58,0 %
USA	297,6	9,3 %	7,4 %
Rusko	170,2	5,3 %	17,6 %
Norsko	127,1	4,0 %	98,5 %
Indie	106,9	3,3 %	15,3 %
Venezuela	86,2	2,7 %	72,0 %
Japonsko	82,5	2,6 %	8,7 %
Švédsko	66,8	2,1 %	43,1 %
Ostatní	957,5	29,8 %	14,3 %
Svět	3 213,9	100 %	16,4 %

⁵³⁵ Havlík, A. (n.d.). *Nádrže a přehradý*. Dostupné z http://hydraulika.fsv.cvut.cz/Vin/ke_stazeni/Nadrze_prehrady.pdf

⁵³⁶ Observ'ER. (2010). *Worldwide Electricity Production from Renewable Energy Sources*. Dostupné z <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Eng/introduction.asp>, kapitola 2, s. 7.

⁵³⁷ Tamtéž, kapitola 2, s. 2.

⁵³⁸ Tamtéž, kapitola 2, s. 3.

⁵³⁹ Označuje podíl na celkové světové produkci v roce 2009.

⁵⁴⁰ Označuje podíl vodních elektráren na domácí produkci elektřiny v roce 2006.

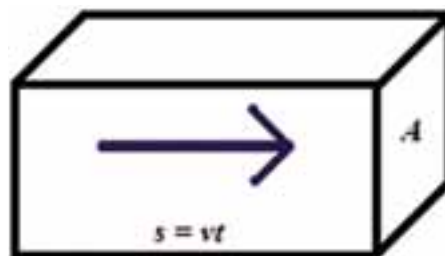
6.2.1.5.2 Větrná energie

Rozdílné denní teploty přinášejí rozdílný tlak vzduchu, který se pak přemísťuje z místa na místo. Větrná energie využívá kinetické energie větru, jenž vzniká při vyrovnávání atmosférického tlaku. Odhaduje se, že celosvětový potenciál (pouze u) *onshore* větrných elektráren je zhruba 50 000 TWh ročně (pro srovnání, v roce 2009 bylo za pomoci větrných proudů vyrobeno 268,2 TWh). Odhady se nicméně liší v závislosti na použité metodologii. Zpráva IPCC o obnovitelné energii předkládá seznam studií, jejichž odhady se pohybují od 46 000 TWh/y až po nějakých 840 000 TWh/y.⁵⁴¹

Větrná energie byla historicky využívána k pohonu jednoduchých strojů a k transportu. Dodnes je v některých izolovaných oblastech nejvýhodnějším nástrojem k pohonu například čerpadel vody, odsolovacích stanic apod. Největší užití větrné energie dnes nicméně představuje výroba elektřiny.

6.2.1.5.2.1 Principy

Vítr je masou vzduchu proudící určitou rychlostí (v) určitým směrem. Abychom zjistili jeho energii, musíme znát jeho rychlost a jeho hmotnost. Rychlost je měřitelná, hmotnost (m) je rovna násobku objemu (V) a hustoty (ρ). Objem lze určit následovně: představme si pravidelnou plochu kolmou ke směru větru a označme ji A . Může jí být například čtverec o straně jeden metr. Tato plocha nám dá obsah základny větrného tělesa, takže k určení objemu již schází jen výška. Výška (s) je určena vzdáleností, kterou vítr urazí za jednotku času (t), tedy rychlostí větru (v). Je-li například rychlost větru 5 m/s, pak za jednotku času vítr urazí 5 m a výška je 5 m:



Známe tedy všechny potřebné veličiny a můžeme vyjádřit kinetickou energii větru za jednotku času:

$$E = \frac{1}{2}mv^2$$

$$m = V\rho$$

$$V = sA = vtA = 1vA = vA$$

Dosadíme-li objem vyjádřený ve třetí rovnici do druhé rovnice a následně hmotnost vyjádřenou v druhé rovnici do první rovnice, dostaneme výsledek:⁵⁴²

$$E = \frac{1}{2}A\rho v^3$$

⁵⁴¹ IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 7, s. 11.

⁵⁴² Je-li obvyklá hustota suchého vzduchu za normálních podmínek 1,225 kg/m³ a rychlost větru 10 m/s, pak energie na jeden metr čtvereční činí 612,5 W. Pro představu, při rychlosti 20 m/s (72 km/h) je to 4 900 W/m².

Z tohoto vztahu je patrné, že energie k dispozici je přímo úměrná třetí mocnině rychlosti – když se například zvýší rychlost 3x, energie větru na stejném plošném průřezu stoupne 27x. Tato prudká závislost má dva zásadní důsledky: oblasti s nízkými rychlostmi větru nemohou využít potenciálu větrných turbín a příliš vysoká rychlost větru může turbínu (případně přenosovou síť) snadno poničit.⁵⁴³ Turbíny zvyšují množství vyrobeného proudu se stoupající rychlostí větru až do rychlosti okolo 11–15 m/s (korespondujících s kinetickou energií 815–2 067 W/m²), kdy automatické systémy začínají blokovat rychlost otáčení – buď formou brzdy, nebo skrze natočení listů vrtule, do nichž se následně vítr opírá menší silou. Při rychlostech okolo 20–25 m/s (4 900–9 570 W/m²) je nutno turbíny vypínat úplně.⁵⁴⁴ Tyto hodnoty také definují optimální podmínky provozu: při 3,6 m/s (29 W/m²) se turbíny začínají otáčet. 5 m/s (77 W/m²) je obvykle hranice rentabilního provozu a maximální rychlost větru, při které není třeba otáčení brzdít, je rychlostí optimální.

Kinetickou energii větru nelze využít beze zbytku. Pokud by se tak stalo, turbína by pohltila veškerý pohyb větru a za ní by došlo k akumulaci vzduchu. Fyzikální zákon, formulovaný v roce 1919 německým fyzikem Albertem Betzem, říká, že v praxi nelze využít více než 16/27, tedy asi 59,3 % kinetické energie větru. Maximální dosažitelná energie větru, již lze převést na energii elektrickou (či jinou), je tedy následující:

$$E = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} A \rho v^3 \right) = \frac{8}{27} A \rho v^3$$

V praxi ovšem pochopitelně nelze Betzova maxima dosáhnout. Drobné i větší víry vznikající za turbínou, tření lopatek turbíny o vzduch, tření převodových mechanismů a další proměnné negativně ovlivňují účinnost větrné turbíny. Optimální konstrukce za optimálních podmínek dosahuje zhruba 85 % Betzova limitu (tzn. celková účinnost něco málo přes 50 %). Velké větrné turbíny, jejichž účinnost je obecně vyšší, dosahují 40–50 %, menší turbíny s výkonem do 100 kW 20–40 % celkové účinnosti.⁵⁴⁵

6.2.1.5.2.2 Technologie

Turbína a generátor jsou pro vyšší účinnost umístěny na jedné ose, případně, pro ještě vyšší účinnost, propojeny převodovým systémem, který zvyšuje rychlost otáčení. Generátor je v obou případech umístěn na vrcholu turbíny. Velké turbíny s velkým výkonem a vyšší účinností mívají 3 listy.⁵⁴⁶ U delších listů je vhodnější použít uhlíková vlákna místo u menších zdrojů obvyklého sklolaminátu. Natačením sklonu listů lze, jak již bylo zmíněno, redukovat rychlost otáčení turbíny, což přináší stabilnější výstup a v případě jednotek umístěných v blízkosti sídel s redukcí rychlosti otáčení snižuje hluk, který turbína při otáčení vydává.⁵⁴⁷

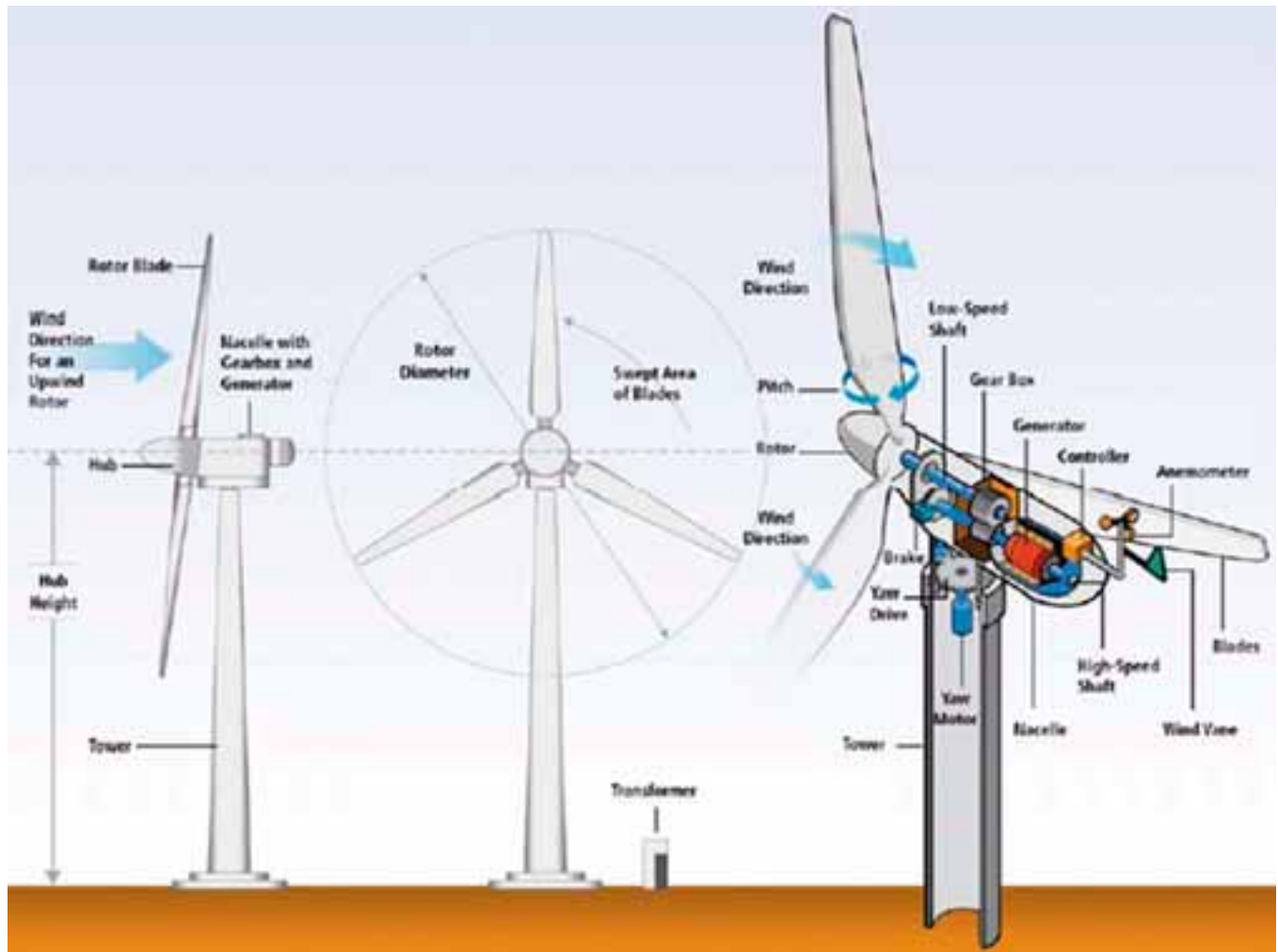
543 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 213.

544 IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 7, s. 19.

545 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 214.

546 malé dvoulísté turbíny francouzské společnosti Vergnet umístěné na výsuvných věžích odolávají i extrémním povětrnostním podmínkám, což umožňuje jejich použití i v tropických, silně větrných oblastech.

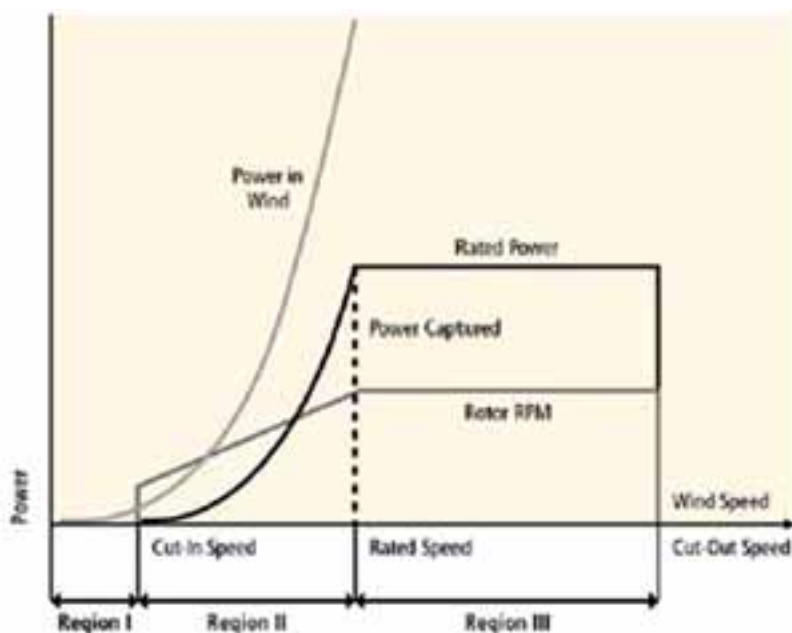
547 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 215.

Obr. 54: Větrná turbína⁵⁴⁸

Vývoj turbín směřuje k co největší variabilitě produkovaného výkonu – větší průměr (dnešní turbíny dosahují i více než 120 metrů v průměru) a vhodné nastavení převodů a generátoru snižuje minimální využitelné rychlosti větru, stejně jako variabilita otáčení listů umožňuje stabilní výkon i za vyšších rychlostí a četných změn intenzity větru. V 80. letech dosahovaly nejvyšší turbíny výšky 20 m, průměru 17 m a výkonu 75 kW; v roce 1995 55 m, průměru 50 m a výkonu 750 kW; v roce 2010 to bylo 130 m výšky, 125 m průměru a 5 MW výkonu. Do budoucna se předpokládají i 300 m vysoké turbíny s průměrem 250 m a výkonem 20 MW. Očekává se, že další růst až k těmto hodnotám potáhnou především *offshore* turbíny, vzhledem k tomu, že limity růstu *onshore* turbín nejsou jen materiálové, ale i v pozemním transportu velkých částí (listů vrtule), či v možnostech a dostupnosti velkých jeřábů, které by tyto prvky měly umístit.⁵⁴⁹

548 IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 7, s. 21.

549 Tamtéž, kapitola 7, s. 22.

Obr. 55: Výkon dle rychlosti větru⁵⁵⁰

Offshore turbíny jsou možností, jak se vyhnout problémům spojeným s námitkami veřejnosti či výkupem pozemků a zároveň dosáhnout lépe exponovaných lokalit (dánské větrné farmy dosahují i hodnot přesahujících 3 000 hodin ročně). Odvrácenou stranou jsou pochopitelně vyšší investiční náklady, neboť *offshore* elektrárny vyžadují pevné ukotvení ve ztížených podmorských podmínkách a na rozdíl od *onshore* turbín musejí odolávat vlnám.⁵⁵¹ Stejně tak je nákladnější připojení k síti.⁵⁵² Vzhledem k poměrně krátké historii větrných turbín a ještě kratší historii *offshore* větrných turbín je tato technologie zatím ve svých počátcích. První větrná farma umístěná na moři byla zprovozněna v Dánsku v roce 1991, v roce 2009 představovala zhruba 1,3 % celkové instalované kapacity.⁵⁵³

6.2.1.5.2.3 Náklady

Stejně jako u solární energie jsou dominující složkou investiční náklady – představují zhruba 80 % celkových nákladů po dobu životnosti (konstrukčně 20 let). Provozní náklady (20 %) jsou z poloviny tvořeny údržbou, výměnami a opravami.

⁵⁵⁰ Tamtéž, kapitola 7, s. 20.

⁵⁵¹ Ukotvení *offshore* turbín je podobné jako v případě ropných plošin – existují různé kombinace pevných základů (monopilot, trojnožka, věž, podtlakové nádoby a různé plovoucí nebo poloplovoucí konstrukce).

⁵⁵² Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 223.

⁵⁵³ IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 7, s. 24.

Tab. 43: Rozdělení investičních nákladů větrných elektráren⁵⁵⁴

	<i>Onshore</i>	<i>Offshore</i>
Náklady (USD ₂₀₀₅ /kW)	1 400–2 100	(2 000–) 3 200–5 000
Turbína	71–76 %	37–49 %
Připojení	10–12 %	21–23 %
Stavební práce	7–9 %	21–25 %
Další	5–8 %	9–15 %

Obr. 56: Vývoj investičních nákladů 1982–2009⁵⁵⁵

Investiční náklady mají za podmínky *ceteris paribus* tendenci klesat. Je tomu tak zejména díky stále větším a efektivnějším turbínám a faktoru učení při výrobě, dopravě, konstrukci a provozu turbín či farem. Mezi lety 2005 a 2008 jsme nicméně mohli sledovat nárůst investičních nákladů způsobený zejména rostoucími cenami surovin, paliv a nutností využívat kvalitnější materiály u stále vyšších turbín.

U větrných farem ovlivňuje návratnost investic zejména rozložení turbín. Studie Charlese Meneveaua z Univerzity Johna Hopkinse prokázala, že nejvhodnější rozložení turbín v prostoru je v rozestupech 15násobku průměru rotoru. V současné době je nicméně jejich rozložení na většině farem zhruba 7násobek průměru rotoru, což negativně ovlivňuje účinnost a výkon farem.⁵⁵⁶

6.2.1.5.2.4 Větrná energie ve světě

Na světě bylo v roce 2009 vyrobeno 268,2 TWh pomocí větrné energie. Pro srovnání, oproti roku 1999, kdy se z větrné energie celosvětově vyrobilo 21,2 TWh, představují hodnoty z roku 2009 nárůst 1 265 % při průměrném meziročním růstu 29 %.⁵⁵⁷ Z regionálního rozložení vyplývá, že existují tři hlavní centra výroby solární energie: západní Evropa (48,9 % v roce 2009), jihovýchodní Asie (12,2 %) a Severní Amerika (27,9 %). Evropské centrum je v podstatě tvořeno dvěma zeměmi – Španělskem a Německem, ovšem relativně vzhledem k jeho velikosti a energetickým nárokům je významná i pozice Dánska.⁵⁵⁸

⁵⁵⁴ Tamtéž, kapitola 7, s. 70.

⁵⁵⁵ Tamtéž, kapitola 7, s. 67.

⁵⁵⁶ Tamtéž, kapitola 7, s. 27.

⁵⁵⁷ Observ'ER. (2010). *Worldwide Electricity Production from Renewable Energy Sources*. Dostupné z <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Eng/introduction.asp>, kapitola 1, s. 7.

⁵⁵⁸ Tamtéž, kapitola 2, s. 6.

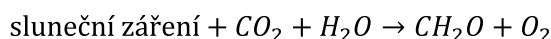
Tab. 44: Výroba a podíl na světové výrobě větrné elektřiny⁵⁵⁹

2009	TWh	% ⁵⁶⁰	Společnost	Země	%
USA	71,2	26,5 %	Vestas	Dánsko	12,5 %
Německo	37,8	14,1 %	GE	USA	12,4 %
Španělsko	36,6	13,7 %	Sinovel	Čína	9,2 %
Čína	27,8	10,4 %	Enercon	Německo	8,5 %
Indie	18,0	6,7 %	Goldwind	Čína	7,2 %
Velká Británie	9,3	3,5 %	Gamesa	Španělsko	6,7 %
Francie	7,8	2,9 %	Dongfang	Čína	6,5 %
Portugalsko	7,6	2,8 %	Suzlon	Indie	6,4 %
Dánsko	6,7	2,5 %	Siemens	Německo	5,9 %
Itálie	6,5	2,4 %	RePower	Německo	3,4 %
Ostatní	38,9	14,5 %	Ostatní		18,5 %
Svět	268,2	100 %			

6.2.1.5.3 Biomasa

Biopaliva jsou nejstarším zdrojem energie, který lidstvo využívá. Znamky kontrolovaného užití ohně jsou k nalezení již v době před 1,4 miliony let, avšak spolehlivé způsoby rozdělení ohně jsou známy patrně jen asi 10 000 let. Dominantním zdrojem tepla bylo po velkou většinu této doby dřevo. Ke konci pre-industriální doby se dřevo stalo silně nedostatkovým zbožím – bylo základní surovinou pro většinu tehdejšího průmyslu, stavebnictví a pro metalurgický průmysl – například na výrobu kilogramu surového železa jej bylo potřeba 40 kg. Jeho cena stoupala a v energetice bylo postupně nahrazeno fosilními palivy, která byla levnější a obsahovala koncentrovanější energii.⁵⁶¹

Biomasa nemůže snižovat obsah CO₂ v atmosféře, ale může jej recyklovat. Růst rostlin je poháněn slunečním zářením, které reaguje s CO₂ a vodou a převádí je na glukózu, kyslík a vodu. Rostoucí rostliny tak ze vzduchu absorbují velkou část oxidu uhličitého dříve uvolněného spálením rostlin minulých. Uhlíková bilance biomasy je spíše neutrální, nicméně přičteme-li emise skleníkových plynů při produkci, hnojení, sklizení, skladování a zpracování biomasy, dostaneme pochopitelně bilanci kladnou (uvolní více skleníkových plynů, než zachytí).⁵⁶²



⁵⁵⁹ Tamtéž, kapitola 2, s. 7.

Acher, J. (2010, 29. březen). China became top wind power market in 2009: Consultant. *Reuters*. Dostupné z <http://www.reuters.com/article/2010/03/29/us-windenergy-market-consultant-idUSTRE62S12620100329>

⁵⁶⁰ Označuje podíl na celkové světové produkci v roce 2009.

⁵⁶¹ Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 145–146.

⁵⁶² V naprosté většině případů biopaliva zmírňují množství CO₂ uvolněného do atmosféry. Je nicméně velmi obtížné toto množství blíže specifikovat. Vedle zmíněných, s produkcí a užitím biomasy spojených činností, které samy mají jistou energetickou náročnost, jde i o vedlejší produkty (na tunu biopaliv se v průměru vyrobí dvě tuny vedlejších produktů) – přičemž řada z nich je průmyslově využitelná. Například glycerin. U vyčíslení energetické (a uhlíkové) bilance biomasy je nutno zvažovat, zda počítat i náročnost výroby vedlejších produktů, která by byla jinak potřeba, případně odečíst energetické (a uhlíkové) náklady na zpracování a dopravu těchto produktů. Další kapitolou je samozřejmě původ energie využití při produkci, zpracování či transportu biomasy. V praxi se tak lze setkat s velice odlišnými kvalifikovanými odhady přínosu biomasy a biopaliv.

Biomasa má ve srovnání s fosilními palivy zpravidla nižší energetický obsah.⁵⁶³ Zmírnění této nevýhody je teoreticky možné ve dvou stupních – větší efektivita fotosyntézy (což je v praxi nemožné) a vyšší výnosy z jednotky plochy (výběrem ideální plodiny, genetickou úpravou, vytvořením ideálních podmínek, použitím ideálních hnojiv apod.).⁵⁶⁴ S tím souvisí i specifické rozložení nákladů – zhruba 20–50 % nákladů na produkci energie tvoří sklizeň, skladování, transport a základní zpracování rostlin.⁵⁶⁵ Kvůli způsobu získávání zdroje energie (obhospodařování velkých ploch) je využití biomasy nejvýhodnější buď v lokálním měřítku (omezení nákladného transportu velkých objemů o nízké energetické hustotě), nebo v podobě zpracování zbytků dřevařského či jiného průmyslu.

6.2.1.5.3.1 Technologie

V zásadě existuje pět způsobů přeměny biomasy na paliva, případně přímo na energii. Výběr vhodné přeměny závisí na druhu organické hmoty. Každá přeměna má svůj specifický výsledek, nicméně v řadě případů lze využít i kombinace.

- Termochemická konverze přeměňuje biomasu na kapalné, plynné nebo pevné palivo za podmínek zvýšené teploty. Variantami jsou přímé spalování nebo pyrolýza.
- Fyzikálně-chemická konverze spočívá v přímé produkci kapalných paliv pomocí lisování a extrakce, pomocí hydrogenace nebo pomocí esterifikace.
- Biologická konverze je zdrojem kapalných nebo plyných paliv. Využívá procesů hydrolýzy nebo anaerobního vyhnívání.

Termochemická konverze

Spalování

Při spalování reagují vodík a uhlík v organické hmotě s kyslíkem. Vzniká oxid uhličitý, voda a uvolňuje se teplo. Biomasu lze spalovat samostatně podobně jako uhlí – v kotlích s pevným roštem (nejlevnější varianta), s fluidním spalováním (dražší, ale efektivnější varianta) nebo v podobě prášku. Možné je i hromadné spalování v kombinaci s fosilními palivy (typicky uhlí) – elektrárny dosahují lepší environmentální bilance (nižší emise CO_2 , NO_x , SO_x). Kombinované spalování může být buď přímé (fosilní paliva i biomasa dohromady), což funguje nejlépe při menších podílech biomasy (teoreticky až 40 %, v praxi 3–5 %), nebo nepřímé – biomasa se prvně přeměňuje na plyn, ten je poté spalován dohromady s fosilním palivem. Jiným případem nepřímého spalování je paralelní spalování, kdy samostatné spalování biomasy vytváří teplo pro parogenerátor a vzniklá pára je v okruhu tvořeném kotlem na fosilní paliva pouze dohřívána na teploty umožňující dosáhnout vyšší účinnosti.⁵⁶⁶

Tepelný rozklad (pyrolýza)

Tepelný rozklad nastává při zahřívání bez přístupu vzduchu. Vznikající produkty jsou plynného, kapalného (pyrolytické biopalivo) nebo pevného (dřevěné uhlí) skupenství. Poměr jednotlivých vzniklých složek

563 U biopaliv je vedle energetické hodnoty podstatným ukazatelem i plocha, která je k vytvoření energie potřeba. Existují zde značné výkyvy a škála se pohybuje mezi 16–19 GJ na hektar za rok při ceně zhruba 12 USD/GJ pro severoamerický olej ze sóji a 140–415 GJ/ha/rok při 2,7 USD/GJ pro jihoamerický eukalyptus. IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, kapitola 2, s. 33–34.

564 Ideální podmínky nicméně nemusí být vždy kompatibilní s ochranou životního prostředí. To platí obzvláště pro hnojiva a podle některých i pro genetické manipulace. IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 2, s. 29.

565 Tamtéž, kapitola 2, s. 36.

566 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 152.

závisí na dosažené teplotě a čase, po který jsou této teplotě organické materiály vystaveny. Delší čas a průměrná teplota (450–550 °C) znamená intenzivnější karbonifikaci a vznik většiny dřevěného uhlí, vyšší teploty a kratší časy zase přinášejí větší výtěžnost kapalného paliva. Po úpravě je možné jej mísit s naftou v dieselových motorech, i když jeho výhřevnost je více než 2,5x nižší než výhřevnost nafty (16 oproti 42 MJ/kg), což v závislosti na poměru snižuje účinnost motoru.⁵⁶⁷

Zplyňování

Přeměna organické hmoty na plyn probíhá skrze oxidaci za vysokých teplot (až kolem 1 000 °C). Vzniklý syntetický plyn je směsí vodíku, oxidu uhelnatého, oxidu uhličitýho, metanu a vodní páry. Obsahuje také malé množství uhlovodíků a dehtu. Syntetický plyn lze rovnou spalovat, i když jeho výhřevnost je v porovnání se zemním plynem malá (5–20 MJ/m³ oproti 34 MJ/m³), nebo jej vyčistit a využívat ve spalovacích motorech či plynových turbínách. Zplyňování může probíhat ve zplynovačích (kotle s regulovaným přístupem vzduchu) s pevným roštem nebo s fluidním ohřevem. Fluidní ohřev má řadu výhod – lepší tepelnou výměnu, větší kapacitu, větší variabilitu paliva a zpravidla nižší emise dehtu, neboť při vyšších teplotách, které jsou zde dosahovány, se část dehtových zbytků krakuje na méně škodlivé uhlovodíky.⁵⁶⁸

Chemická transformace

Esterifikace je reakce alkoholu a organické kyseliny za přítomnosti katalyzátoru (anorganická kyselina nebo zásada). Vzniklé estery se využívají jako biopaliva (bionafta je metylester). **Hydrogenace** je reakce rostlinného nebo živočišného tuku (oleje) s vodíkem za přítomnosti katalyzátoru. Výsledkem je opět kapalné biopalivo, které je pro provoz dieselových motorů mnohem vhodnější než například pyrolytický olej.⁵⁶⁹

Biochemická transformace

Tento způsob využívá (metabolické) činnosti mikroorganismů pro výrobu zpravidla etanolu z rostlin typu cukrová třtina, kukuřice, pšenice. **Fermentace** je proces, při němž kvasinky za omezeného nebo žádného přístupu vzduchu metabolizují cukr a produkují etanol. Jinou možností je **anorganické vyhnívání** – rozpad organické hmoty (exkrementy, listí, potravinářský odpad) bez přístupu vzduchu. Výsledkem je bioplyn, směs metanu (50–70 %) a CO₂. Z odpadní (výrobní) směsi je bioplyn buď přímo využíván k výrobě tepla, nebo obohacován na 85–90 % metanu a vháněn do potrubní sítě zemního plynu. Výhřevnost bioplynu je v závislosti na obsahu metanu 18–29 MJ/m³, což je asi 20–40 % kalorické hodnoty původní organické hmoty potřebné k jeho výrobě.⁵⁷⁰

6.2.1.5.3.2 Využití

Ve vyspělých zemích se biomasa používá jako nízkoemisní obnovitelný zdroj energie především pro výrobu tepla a elektřiny. V rozvojových zemích je biomasa zdrojem 90 % denní spotřeby energie (vaření, vytápění) pro 2,5 miliardy lidí.⁵⁷¹ Využíváno je zejména dřevo, zemědělský odpad a vysušené zvířecí exkrementy.

⁵⁶⁷ Tamtéž, s. 154.

⁵⁶⁸ Tamtéž, s. 152–153.

⁵⁶⁹ IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 2, s. 42.

⁵⁷⁰ Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 153.

⁵⁷¹ Se spalováním biomasy v uzavřených podmínkách (domy, chatrče, stany) jsou spojena značná zdravotní rizika. Vzniklé emise obsahují škodlivé látky (oxid uhelnatý, uhlovodíky), jež jsou celosvětově příčinou zhruba 3 400 předčasných úmrtí denně. Pro srovnání, stejné statistiky má malárie. Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 156.

Biopaliva

Biopaliva jsou kapalná paliva vyrobená z rostlin. Jejich využíváním je možné snížit spotřebu ropných paliv (uvádí se, že o 10–20 %), nicméně nelze je úplně nahradit. Biopaliva se dělí dle použitých zdrojů a dle prostoru, odkud jsou získávány, na tři generace.

První generace biopaliv

Benzinové motory využívají alkoholy (etanol), nebo deriváty (ETBE). Etanol je nicméně dominantním biopalivem současnosti. Jeho výhodou je jistá podobnost s benzinem, díky čemuž není nutné významně zasahovat do konstrukce motorů. Etanol má vyšší oktanové číslo než benzin (110), avšak nižší výhřevnost – o 25–30 %, čemuž odpovídá i nárůst spotřeby motoru dle koncentrace etanolu v palivu. Výhodou jsou nižší uhlíkaté emise, avšak v řadě případů dochází k vyšším emisím oxidů dusíku, což zatím není uspokojivě vysvětleno.⁵⁷²

Etanol je odvozen od glukózy vznikající v rostlinách skrze proces fotosyntézy. Nevýhodou první generace biopaliv je, že k maximální výtěžnosti je nutné pěstovat plodiny s vysokým obsahem cukru, které jsou zároveň důležitými potravinářskými plodinami:

Tab. 45: Výtěžnost některých plodin⁵⁷³

	GJ/ha
Ječmen	33,5–50,2
Pšenice	58,6–67,0
Kukuřice	62,8–71,2
Sladký čirok	93,7–104,7
Cukrová řepa	138,2–146,6
Cukrová třtina	146,6–167,5

Druhá generace biopaliv

Druhá generace reaguje na některé slabiny generace první: soustředí se na plodiny, které nemohou být použity pro potravinářské účely, a zároveň na plodiny, jež mohou být pěstovány opakovaně na stejné půdě. Do druhé generace typicky patří rychle rostoucí dřeviny, z nichž lze pomocí enzymů, napařování nebo jiných postupů oddělit glukózu od celulózy. Glukóza je následně použita k produkci etanolu, celulózu lze přímo spalovat.⁵⁷⁴

Třetí generace biopaliv

Třetí generace míří na dosud málo prozkoumané možnosti získávání biopaliv z mořských rostlin. Těla některých miniaturních řas⁵⁷⁵ jsou až z 80 % tvořena lipidy, které mohou být využity pro výrobu paliva. Odhaduje se, že výtěžnost mořských řas by mohla být až 30x větší než olejin typu slunečnice nebo řepka.⁵⁷⁶

572 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 162.

573 Tamtéž, s. 166.

574 Tamtéž, s. 169.

575 O rozměrech 2–40 mikrometrů.

576 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 170.

6.2.1.5.3.3 Biomasa ve světě

Na světě bylo v roce 2009 z biomasy vyrobeno 241,2 TWh. V roce 1999 to bylo 126,2 TWh, tudíž výroba elektřiny z biomasy rostla průměrně o 6,7 % ročně. Velká většina této elektřiny byla vyrobena pomocí pevných produktů (171,4 TWh v roce 2009), druhé místo patří téměř shodně bioplynu (36,3 TWh) a zpracovanému komunálnímu odpadu (29,2). Poměrně zanedbatelný podíl (4,3 TWh v roce 2009) patřil kapalným palivům.⁵⁷⁷

Téměř polovina produkce biomasy připadá na západní Evropu (41,7 %), čtvrtina na Severní Ameriku (26,3 %) a zmínit lze rovněž i Jižní Ameriku (13,9 %). Naopak v porovnání s využíváním ostatních obnovitelných zdrojů je oblast jihovýchodní Asie spíše marginální (9,8 %).⁵⁷⁸

Tab. 46: Výroba a podíl na světové výrobě elektřiny z biomasy⁵⁷⁹

2009	TWh	% ⁵⁸⁰
USA	55,6	23,0 %
Německo	33,8	14,0 %
Brazílie	27,1	11,2 %
Japonsko	11,8	4,9 %
Švédsko	11,1	4,6 %
Velká Británie	10,8	4,5 %
Finsko	8,7	3,6 %
Kanada	7,9	3,3 %
Itálie	6,3	2,6 %
Francie	4,1	1,7 %
Ostatní	64,0	26,5 %
Svět	241,2	100 %

6.2.1.5.4 Solární energie

Energie slunce je nejvýznamnějším zdrojem energie na Zemi. Kromě geotermální a jaderné energie jsou všechny ostatní zdroje odvozené od energie Slunce. Fosilní paliva nejsou ničím jiným než uloženou sluneční energií (*pockets of sunlight*, jak je poeticky nazývá film francouzského fotografa Yanna Arthus-Bertranda *Home*). Přímá sluneční energie – dopadající záření – má obrovský potenciál. Na zemský povrch každoročně dopadá průměrně zhruba 170 W/m² plochy,⁵⁸¹ v některých oblastech samozřejmě více, v některých méně. Dohromady je to ovšem každoročně téměř 7 000x více energie než lidstvo získalo z fosilních paliv v roce 2005.⁵⁸² Navzdory populární představě je solární energie poměrně rovnoměrně distribuovaná (obzvláště srovnáme-li ji s některými fosilními palivy). Výhoda kolmého dopadu záření je v rovníkových oblastech často negativně kompenzována tropickou a monzunovou oblačností. Oproti

577 Observ'ER. (2010). *Worldwide Electricity Production from Renewable Energy Sources*. Dostupné z <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Eng/introduction.asp>, kapitola 1, s. 7

578 Tamtéž, kapitola 2, s. 10.

579 Tamtéž, kapitola 2, s. 13.

580 Označuje podíl na celkové světové produkci v roce 2009.

581 Smil, V. (2006). *Energy: A Beginner's Guide*. Oxford: Oneworld, s. 32. Objevují se i optimističtější odhady, avšak zpravidla nepřesahují 200 W/m². IPCC (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 3, s. 8.

582 Smil, V. (2006). *Energy: A Beginner's Guide*. Oxford: Oneworld, s. 32.

tomu geograficky hůře situované oblasti mohou mít výhodu v propustnější atmosféře. I když se tedy region od regionu dopadající dávka mění (Severní Amerika průměrně 3–9 kWh/m²/d, severní Evropa 2–3 kWh/m²/d, rovníkové oblasti 6 kWh/m²/d),⁵⁸³ rozdíly nejsou tak výrazné, aby méně šťastně položené oblasti diskvalifikovaly ze hry: jihočínská provincie Sichuan (30° severní šířky) dostává nižší roční dávku slunečního záření než Nová Anglie (40–45° severní šířky) a denní polední vrchol dopadajícího záření je stejný v Edmontonu (55° severní šířky) a v Jakartě (6° severní šířky).⁵⁸⁴

6.2.1.5.4.1 Solární vytápění

Pasivní solární vytápění se skládá ze slunečního kolektoru, který přeměňuje záření na teplo, které je pak transportní tekutinou (voda, vzduch) přenášeno do izolované skladovací nádrže, odkud je zahřátá voda čerpána v případě potřeby. Existuje několik základních typů slunečních kolektorů lišících se v komplexnosti, pořizovacích nákladech a efektivitě: (1) trubice s vodou umístěné na černém povrchu jsou jednoduché a umožňují ohřev na 30–35 °C. (2) Stejně zařízení přikryté skleněnou deskou vytvoří malý skleníkový efekt a maximální teplota vzroste na 50–60 °C. (3) Je-li černý povrch nahrazen selektivně-absorpčním materiálem, jenž by zabráňoval odrazu záření, lze dosáhnout teplot 70–90 °C a (4) je-li transportní médium umístěné v trubici obklopené vakuem, které nepohlcuje žádné záření, lze médium ohřát i na teploty přesahující 100 °C.⁵⁸⁵

V rámci aktivního solárního vytápění je pohyb transportního média zajišťován pumpou. Pasivní systémy jsou tedy odkázané na další zdroj energie. Existují dvě základní konfigurace: otevřená smyčka, kdy je voda hnána do kolektoru, poté do nádrže a pak je využívána, případně dohřívána konvenčními ohříváči; a uzavřená smyčka, kdy transportním médiem není přímo voda, kterou je třeba ohřát, ale pracovní směs většinou vody a glykolů, která cirkuluje mezi kolektorem, tepelným výměníkem (kde předává teplo vodě) a pumpou, která tento chod zajišťuje. Takto předeřátou vodu v nádrži lze přímo využít, nebo opět dohřívat bojlerem nebo jinými zařízeními.⁵⁸⁶

6.2.1.5.4.2 Solární chlazení

Obdobně i solárního chlazení lze dosáhnout pasivním i aktivním způsobem. Pasivní chlazení spočívá ve specifické konstrukci budov. V zemích s vysokými rozdíly denních a nočních teplot (jako například v jižní Francii) lze využít domy se silnými kamennými zdmi, které přes den akumulují teplo a v noci jej uvolňují, čímž vyrovnávají denní teplotní výkyvy. V zemích s vysokými nočními teplotami (Blízký východ) se po staletí s úspěchem využívá tzv. solárních komínů vyrobených z tepelně vodivého materiálu a umístěných uvnitř budovy. Slunce zahřívá komín, následně i vzduch uvnitř, který pak stoupá a vytváří podtlak ve vnitřní části domu, kam je nasáván vzduch zvenčí. Komíny tak vytvářejí přirozenou ventilaci.⁵⁸⁷

583 Data viz. Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 174.

584 Smil, V. (2006). *Energy: A Beginner's Guide*. Oxford: Oneworld, s. 33.

585 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 176.

586 IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 3, s. 19.

587 Na podobném principu fungují i termity hnízda, jejichž nadzemní komíny jsou v podstatě pasivním ventilačním systémem udržujícím v hnízdě konstantní teplotu i vlhkost vzduchu. Biologické výzkumy prokázaly značnou flexibilitu termitích kolonií, které na změnu okolního podnebí (vědci v blízkosti hnízda instalovali výkonný ventilátor a kropením zvyšovali vlhkost vzduchu) byly schopny reagovat a přestavět vnitřní chodby a ventilační otvory během několika desítek minut až hodin. Youtube (n.d.). *Termite World – Life in the Undergrowth – BBC Attenborough*. Dostupné z http://www.youtube.com/watch?v=xGaT0B__2DM

6.2.1.5.4.3 Výroba elektřiny

6.2.1.5.4.3.1 Koncentrované sluneční záření

Tyto elektrárny využívají tepelného potenciálu slunečního záření. Pomocí různě tvarovaných zrcadel jsou koncentrované sluneční paprsky využity k ohřevu transportního média, které je využito k tvorbě páry a zbytek procesu je shodný s konvenčními elektrárnami. Ohřívání médium může být buď čistá voda (u jednookruhové konstrukce, kdy se pára vyrábí přímo z transportního média), nebo v případě dvouokruhové konstrukce opět voda nebo olej. Tato technologie vyžaduje dostatečné množství slunečního svitu – k efektivnímu provozu je třeba alespoň 2 500 hodin slunečního svitu ročně. Technologie, v současné době spíše ve stadiu prototypů, může nabývat různých praktických podob:

(1) Parabolický žlab (*parabolic trough*), kde jsou zrcadla umístěna v u-rampě a v jejich ohnisku se nachází absorpční trubice s transportním médiem. Sluneční záření je koncentrováno na 30–80násobek normální intenzity a teplota transportního média dosahuje až 390 °C. Celková efektivita takového systému (poměr příchozí sluneční a výstupní elektrické energie) je zhruba 15 % a cena jedné kWh se odhaduje na 0,1–0,12 USD. Jedna elektrárna se typicky skládá z řady paralelně položených, severo-j jižně situovaných parabolických žlabů.⁵⁸⁸

(2) Sluneční věže fungují na stejném principu, rozdílná je pouze technika koncentrace paprsků. V centru soustředných kruhů zrcadel je umístěna věž s absorpční nádrží umístěnou na vrcholu. Jednotlivá zrcadla jsou ve dvou osách zvlášť natáčena tak, aby odrážela sluneční paprsky přímo na vrchol věže. V porovnání se žlaby jsou věže efektivnější, neboť mohou dosáhnout teplot i vyšších než 1 000 °C.⁵⁸⁹ V praxi se ale maximální teploty značně liší dle dosažené koncentrace slunečního záření: například projekt THEMIS (Francie 1982) dosahoval až 700násobku nekoncentrované intenzity, kalifornský SOLAR 1 (1982) pouze 235násobku.⁵⁹⁰

(3) Parabolický reflektor (*dish*) je v podstatě sluneční věž i se zrcadly fixovaná na jednom korpusu. Sklon a orientace reflektoru jsou řízeny počítačem. Za ideálních podmínek zařízení dosahuje až 10 000násobné koncentrace slunečních paprsků, v (experimentální) praxi jsou však obvyklé 2,5x nižší hodnoty. Reflektory stejně jako věže mohou vyvinout teploty přesahující 1 000 °C. Poměrně novou technologií je propojení reflektoru a Stirlingova tepelného motoru⁵⁹¹ – experimentální jednotky nicméně zatím pracují pouze s motory o malých výkonech, řádově několik desítek kWe.⁵⁹²

588 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 181–182.

589 IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 3, s. 31.

590 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 182.

591 Stirlingův motor využívá expanze a poklesu objemu plynu při zahřívání. Modelově se skládá ze dvou propojených pístů, z nichž jeden je zahříván a z druhého je teplo odváděno.

592 IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 3, s. 31.

6.2.1.5.4.3.2 Fotovoltaické systémy

6.2.1.5.4.3.2.1 Principy

Fotovoltaické systémy se skládají z fotovoltaických panelů, baterií, nástrojů na upevnění (a otáčení) panelů, zařízení na zpracování elektřiny a řídicího centra. Fotovoltaické panely se skládají z modulů, které se zase skládají z článků. Fotovoltaické články jsou založeny na principu fotovoltaického efektu, kdy se při dopadu záření o určité frekvenci na některé vodiče a polovodiče v těchto látkách uvolňují elektrony. Platí, že každá látka má jinou mezní frekvenci jevu (nastává při specifické frekvenci záření) – je-li frekvence přicházejícího záření vyšší, nastává fotoelektrický jev, jehož maximální energie je dána následující Einsteinovou rovnicí:

$$E_{\max} = h(\nu - \nu_0)$$

kde $E_{\max}$ je maximální energie fotoelektrického jevu, h je Planckova konstanta, ν frekvence dopadajícího záření a ν_0 mezní frekvence materiálu. Při fotoelektrickém jevu se separují záporně nabitě elektrony a kladně nabitě díry. K produkci elektrického proudu je potřeba elektrony a díry od sebe oddělit. K tomu se ve fotovoltaických článcích využívá směs polovodičů v tzv. *PN přechodu*: v polovodiči typu N je přebytek volných elektronů, v polovodiči typu P přebytek děr. Při spojení obou polovodičů mezi nimi vznikne vrstva, kde se elektrony vrací zpět do děr a která je propustná jen z jednoho směru. Separace elektronů a děr polopropustnou vrstvou znamená vznik elektrického napětí. Jsou-li obě vrstvy propojeny vodičem, volné elektrony budou tímto vodičem obcházet jinak nepropustnou bariéru, a ve výsledku vytvářet elektrický proud.⁵⁹³

6.2.1.5.4.3.2.2 Technologie a konstrukce

Naprostá většina používaných článků je založena na křemičitých polovodičích. K jejich výrobě je třeba vyčistit přírodní křemík na 98+ % chemického složení, což vyžaduje přeměnu křemíku do plynného stavu a po jeho vyčištění opětovné zatumnutí. Existuje několik konfigurací výsledné podoby křemíku, nicméně nejčastější a nejvíce používané jsou monokrystaly (asi čtvrtina všech panelů) a polykrystaly (dvě třetiny). U **monokrystalů** se plyn nechává ztuhnout do jednoho kusu. Energetická náročnost tohoto procesu je 1 MWh, přičemž výtěžnost se pohybuje okolo 10 % (z 10 kg přírodního oxidu křemíku je možné získat 1 kg monokrystalu). Další polovina materiálu je ztracena při řezání, kdy se z válcového monokrystalu (typicky 1 x 0,3 m) odkrajují 0,2–0,25 mm široké plátky, které se pak využívají pro jednotlivé vrstvy. Za posledních 30 let monokrystalické články prodělaly významný vývoj v účinnosti. V roce 1980 se jednalo o 8–10 %, dnes lze v laboratorních podmínkách dosáhnout až 24 %. V praxi se používají články s účinností 14–17 %. **Polykrystaly** vznikají z odřezků čistého křemíku slitých dohromady za teploty 1 430 °C. Zchladnout se nechávají ve formě velkých, několik stovek kilogramů vážících ingotů, ze kterých se poté nařezávají plátky stejně jako u monokrystalů. Tento proces je levnější, ale také vytváří méně účinné články (12–14 %). V poslední době se též využívá technologie **přímého vytváření křemíkových plátků**, což eliminuje potřebu řezání velkých ingotů, snižuje energetickou náročnost výrobního procesu a množství odpadního materiálu. Jako jakýkoliv jiný výrobní sektor i PV články jsou ovlivněny cenou vstupních materiálů. Minimum odpadního materiálu je důležité obzvláště vzhledem k cenám křemíku kopírujícím rostoucí poptávku. Mezi lety 2000 a 2005 cena kilogramu metalurgického křemíku vzrostla

593 Tamtéž, kapitola 3, s. 23.

z 15 USD na 75–100 USD.⁵⁹⁴ V poslední době zkoumanou možností je také amorfni křemík, kdy je článek tvořen levným podkladovým materiálem (sklo), na nějž je nanесena na mikrometry tenká vrstva amorfniho nebo polykrystalického křemíku. Amorfni křemík je variabilní, levnější a méně energeticky náročný, nicméně maximální účinnost 8 % z něj nečiní preferovaný způsob. Oproti tomu polykrystalické pokrytí podkladového materiálu dosahuje i 10% účinnosti.⁵⁹⁵

Box 12: Elektrárna Hrušovany nad Jevišovkou⁵⁹⁶

Uvedení do provozu: listopad 2009

Instalovaný výkon: 3,73 MW

Roční produkce: 3,7 GWh

Zastavěná plocha: 7 ha

Panelů: přes 17 tisíc

Účinnost konverze

Účinnost energetické konverze PV článku je dána poměrem získané elektrické energie k přichodí solární energii. Na účinnost konverze mají vliv následující faktory:

- Frekvence záření – fotoelektrické materiály jsou schopny pracovat jen s určitými frekvencemi dopadajícího záření, zbytek zůstává nevyužit.
- Rekombinace – u některých materiálů či v případě kazů v provedení článku se nosiče elektrického náboje (elektrony a díry) spojují přirozeně mimo elektrický obvod. O tato spojení se snižuje dosažený elektrický proud a úměrně klesá účinnost.
- Odpor – elektrický odpor ve hmotě polovodiče, na jeho povrchu a odpor vodivého materiálu sbírajícího volné elektrony negativně ovlivňují účinnost článku.
- Teplota – PV články mají nejvyšší účinnost při nižších teplotách, nicméně z logiky jejich fungování jsou zpravidla vystaveny poměrně vysokým teplotám, což klade další nároky na použité materiály nebo vyžaduje chlazení.
- Odraz – účinnost (silikonového) článku lze zvýšit vhodnou povrchovou úpravou. Nepotahovaný, rovný silikon odrazí i více než 30 % dopadajícího záření. Jednovrstvový potah oxidu křemíku (SiO) může snížit odraz na 10 %, dvě vrstvy potom i na méně než 4 %. Jinou možností je leptání, díky němuž dostane původně hladký povrch mírně texturovanou podobu – záření se tak neodráží pryč od článku, nýbrž dovnitř.⁵⁹⁷

Jednou z největších výzev konstrukce solárního článku je charakter a umístění vodičů, které odebírají uvolněné elektrony ve formě proudu. Vodiče by měly být dostatečně silné, aby vedly proud (s nízkými odporovými hodnotami), ale zároveň ne moc silné, aby nestínily dopadající sluneční paprsky. V praxi se často využívá rozvětvené sítě kovových vodičů, v níž se vlasové vodiče sbírající volné elektrony sbíhají do silnějších vodičů navázaných na výstupní vodič z článku. Jinou možností je využití průsvitného vodivého oxidu (*transparent conducting oxide* – TCO), například SnO₂, jenž je v tenké vrstvě nanесen

594 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 186–187.

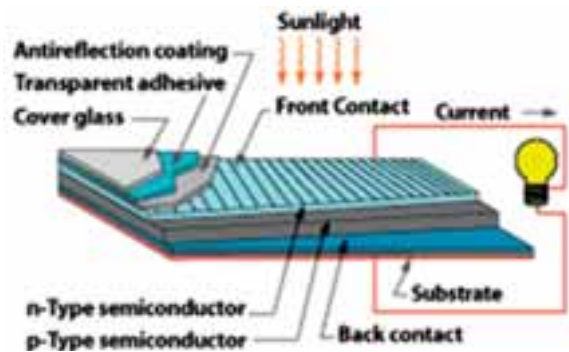
595 Tamtéž, s. 188.

596 ČEZ, a. s. (2009, 11. listopad). *Fotovoltaika o ploše desíti fotbalových hřišť vyrobí elektřinu pro 1 100 domácností*. Dostupné z <http://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/2672.html>

597 U.S. Department of Energy. (n.d.). *Photovoltaic Electrical Contacts and Cell Coatings*. Dostupné z http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/pv_contacts_coatings.html; U.S. Department of Energy. (n.d.). *Photovoltaic Cell Conversion Efficiency*. Dostupné z http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/pv_cell_conversion_efficiency.html

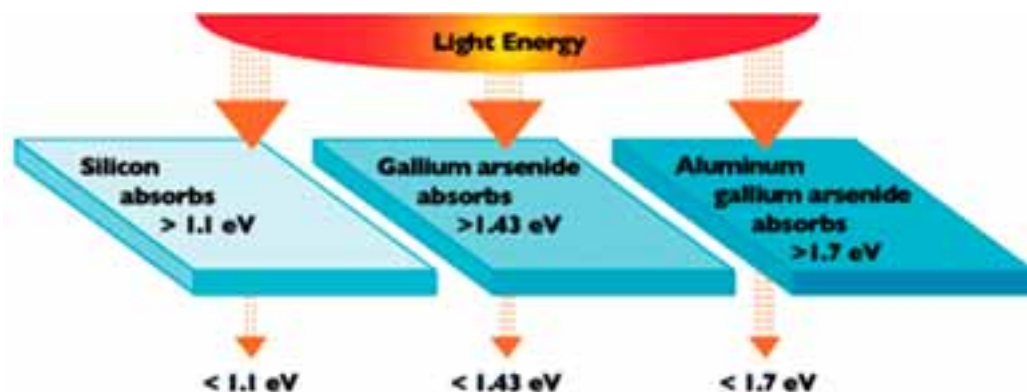
pod polovodičové vrstvy, odkud sbírá volné elektrony. V případě nejvíce rozšířených silikonových článků je nicméně schopnost materiálu předat elektrony kovovým vodičům velká natolik, že plošně limitovaná síť dobře vodivých, byť zčásti stínících kovových vodičů svojí účinností převyšuje plošně neomezenou, avšak hůře vodivou vrstvu TCO.⁵⁹⁸

Obr. 57: Solární článek⁵⁹⁹



Jiným způsobem je využití specifických vlastností fotoelektrického jevu. Materiály, v nichž tento jev nastává, reagují na různé vlnové délky příchozího záření a každá vlnová délka má svoji specifickou energii. Celé sluneční spektrum se rozprostírá cca mezi 0,5 a 2,9 eV. Dopadá-li na fotoelektrický materiál záření o nižší vlnové délce (a tedy i nižší energii), než je jeho mezní frekvence, je část záření obvykle odražena a část projde skrz materiál:

Obr. 58: Propustnost materiálů⁶⁰⁰

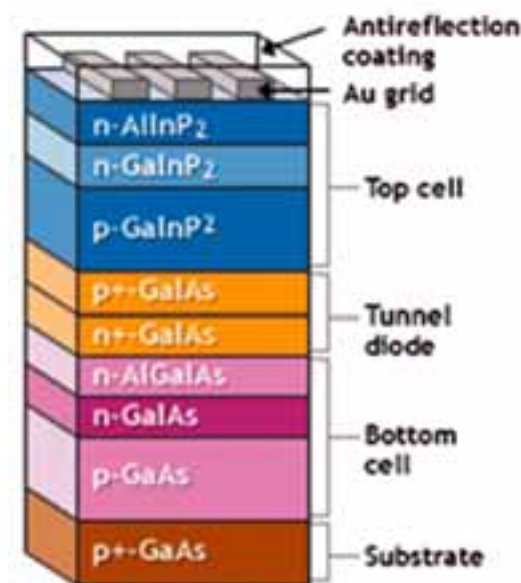


Propustnost vůči neefektivním vlnovým délkám umožňuje kumulovat vrstvy solárních článků na sebe v pořadí od nejvyšší mezní frekvence po tu nejnižší, a dosáhnout tak vyšší účinnosti jednoho zařízení – až 35 %:

598 U.S. Department of Energy. (n.d.). *Photovoltaic Electrical Contacts and Cell Coatings*. Dostupné z http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/pv_contacts_coatings.html

599 Tamtéž.

600 U.S. Department of Energy. (n.d.). *Crystalline Silicon Photovoltaic Cells*. Dostupné z http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/crystalline_silicon.html

Obr. 59: Vrstvení článků⁶⁰¹

6.2.1.5.4.3.2.3 Náklady

Cena PV systému závisí pochopitelně na jeho velikosti, dále také na umístění, použité technologii a zda je systém zapojen do sítě, nebo produkuje elektřinu samostatně. Samostatně stojící systémy mají zpravidla vyšší investiční náklady – v roce 2005 v rozmezí 10–20 dolarů na jeden watt instalované kapacity, oproti tomu u do sítě zapojených systémů byl tento interval nižší a menší: 5,5–6,5 USD/W. Nižší hodnoty jsou obecně spojeny s velkoplošnými systémy.⁶⁰²

Charakteristikou PV systémů jsou vysoké investiční náklady a nízké provozní náklady po celou dobu životnosti (zhruba 30–40 let). Výjimkou jsou opět samostatné systémy, jejichž pořizovací i provozní náklady jsou navýšeny o ceny baterií, které jsou k jejich smysluplnému provozu nutně potřeba. Baterie adekvátní kapacity jsou poměrně drahé a navíc je třeba je pravidelně vyměňovat. Z celkových investičních nákladů samostatného PV systému připadá zhruba dvě třetiny na PV moduly a 14 % na baterie. Po 20 letech provozu mohou náklady na baterie zvýšit investiční náklady až o 48 %.⁶⁰³

To stejné platí pro energetickou návratnost. Provoz standardních křemíkových PV systémů zapojených do sítě vyrobí více energie, než do něj při zhotovení bylo vloženo, po 4–5 letech. U samostatně stojících systémů je návratnost o něco delší, neboť k vložené energii je potřeba připočítat energetické nároky na výrobu baterií.⁶⁰⁴

601 U.S. Department of Energy. (n.d.). *Photovoltaic Cell Structures*. Dostupné z http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/pv_cell_structures.html

602 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 195.

603 Tamtéž.

604 Tamtéž, s. 189.

6.2.1.5.4.4 Solární elektřina ve světě

Na světě bylo v roce 2009 vyrobeno 21,4 TWh, z toho 20,5 TWh pomocí PV panelů a 0,9 TWh pomocí koncentrované sluneční energie. Pro srovnání, v roce 1999 se ze sluneční energie celosvětově vyrobila 1 TWh (rovnoměrně rozprostřeno mezi PV a koncentrované záření). Průměrný meziroční nárůst v období 1999–2009 je tedy 36 % (45 % u PV a 6,6 % u koncentrovaného záření), přičemž polovina tohoto růstu připadá na rok 2009.⁶⁰⁵

Regionální rozložení napovídá, že existují tři hlavní centra výroby solární energie: západní Evropa (68,4 % v roce 2009), jihovýchodní Asie (17 %) a Severní Amerika (11,6 %). Evropské centrum je v podstatě tvořeno dvěma zeměmi – Španělskem a Německem. Je ovšem potřeba si uvědomit, že veškeré statistiky týkající se rozšíření solární energie je nutno brát s rezervou. Příčina leží v samostatných, do sítě nezapojených zdrojích energie, jež je velmi obtížné kvantifikovat a jež například v rozvojových zemích tvoří většinu instalované kapacity.⁶⁰⁶

Tab. 47: Výroba a podíl na světové výrobě sluneční elektřiny⁶⁰⁷

2009	TWh	% ⁶⁰⁸	Společnost	Země	%
Španělsko ⁶⁰⁹	6,9	32,1 %	First Solar	USA	12,8 %
Německo	6,2	28,9 %	Suntech	Čína	6,9 %
Japonsko	2,9	13,3 %	Sharp Electronics	Japonsko	6,8 %
USA	2,4	11,3 %	Q-Cells	Německo	6,3 %
Itálie	0,75	3,5 %	Yingli Green Energy	Čína	5,0 %
Jižní Korea	0,48	2,2 %	JA Solar	Čína	4,7 %
Čína	0,23	1,0 %	SunPower	USA	4,6 %
Francie	0,22	1,0 %	Kyocera	Japonsko	4,6 %
Indie	0,18	0,9 %	Motech Industries	Tchaj-wan	4,2 %
Austrálie	0,16	0,7 %	Gintech Energy	Tchaj-wan	4,1 %
Ostatní	1,1	4,9 %	Ostatní		40,1 %
Svět	21,4	100 %			

6.2.1.5.5 Geotermální energie

Geotermální energie využívá nesolárního zdroje tepla – zemského jádra. S rostoucí hloubkou od povrchu se průběžně zvyšuje teplota, takže zemské hlubiny lze využít jako tepelný rezervoár. Výhodou geotermální energie je stejně jako u sluneční to, že je dostupná prakticky všude. Nicméně stejně jako u sluneční energie jsou některé regiony pro její využití vhodnější a v praxi je využití geotermální energie celosvětově velmi koncentrované. Například francouzské Alsasko má tepelný přírůstek 10 °C na každých 100 m dosažené

⁶⁰⁵ Observ'ER. (2010). *Worldwide Electricity Production from Renewable Energy Sources*. Dostupné z <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Eng/introduction.asp>, kapitola 1, s. 7.

⁶⁰⁶ Tamtéž, kapitola 2, s. 19.

⁶⁰⁷ Tamtéž, kapitola 2, s. 21.

Wicht, H. (2009, 4. září). First Solar to Produce Twice as Much as Leading Crystalline Solar Module Suppliers in 2009. In *IHS iSuppli*. Dostupné z <http://www.isuppli.com/photovoltaics/news/pages/first-solar-to-produce-twice-as-much-as-leading-crystalline-solar-module-suppliers-in-2009.aspx>

⁶⁰⁸ Označuje podíl na celkové světové produkci v roce 2009.

⁶⁰⁹ U Španělska a USA hodnoty představují souhrn výroby pomocí PV i koncentrovaného záření.

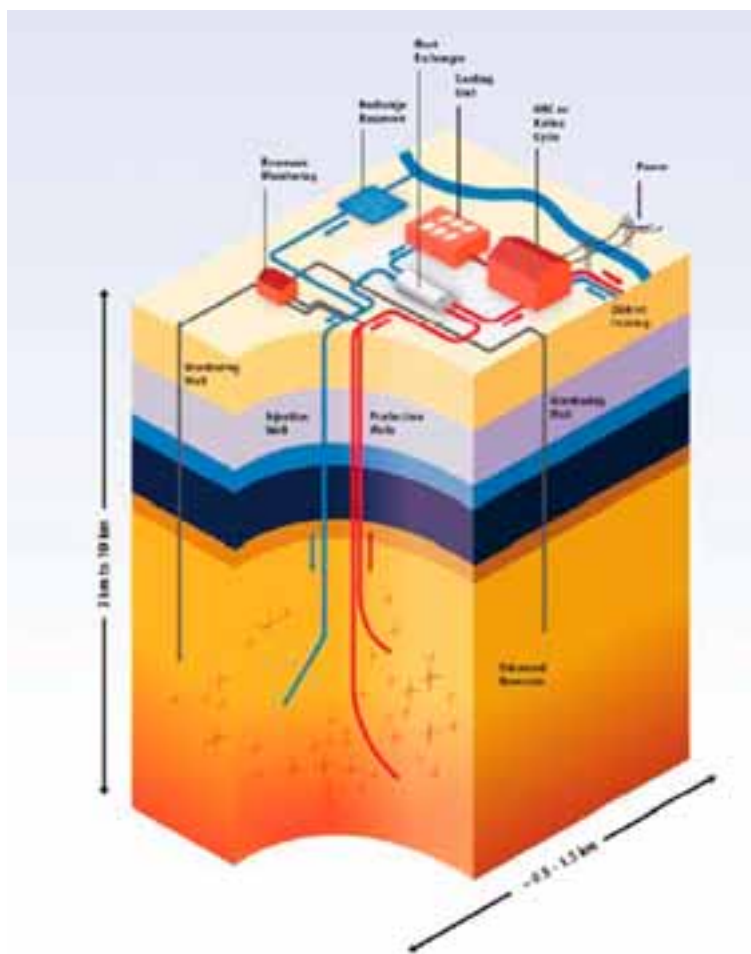
hloubky v kontrastu s úpatím Pyrenejí, které dosahuje pouze 2 °C/100 m. Pro srovnání, Island, jeden z nejvhodnějších regionů pro využití geotermální energie, dosahuje průměrně 30 °C/100 m.⁶¹⁰ Vedle tepelného přírůstku záleží také na tepelné propustnosti horniny, jež se v průměru pohybuje okolo 60 mW/m².

Největší geotermální potenciál mají pochopitelně oblasti styku litosférických desek, které jsou kontaktem namáhány, přičemž vzniká teplo.

6.2.1.5.5.1 Základní principy

Principiálně je využití geotermální energie velmi jednoduché. Pomocí přírodních nebo umělých cest se transportní médium (přírodní solanka nebo z povrchu) dostává z hloubek, kde je drženo při vysokých teplotách a pod vysokým tlakem, směrem k povrchu, kde je teplo, které přináší, využíváno k vytápění nebo výrobě páry pro výrobu elektřiny. U spodních rezervoárů, které dosahují velmi vysokých teplot, se část vody při výstupu na povrch s klesajícím tlakem mění na páru,⁶¹¹ která je odjímána pro pohon turbíny. Zbylá voda se pak může vracet zpět do podzemního ložiska, nebo lze využít její zbývající teplo například k vytápění.

Obr. 60: Geotermální elektrárna⁶¹²



610 Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley, s. 197.

611 V podstatě se jedná o obrácený postup než v Papinově hrnci.

612 IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 4, s. 8.

6.2.1.5.5.2 Technologie

Využití geotermální energie spočívá ve třech základních fázích: průzkumu a vrtání, práci s ložiskem, získávání energie a energetické konverzi.

Průzkum a vrtání

Průzkum probíhá pomocí metod ne nepodobných těm využívaným při hledání ložisek ropy a plynu. Maximální uvažovaná hloubka je 5 km. Cílem je získat co nejdetailnější informace o složení a podmínkách horniny pod povrchem před zahájením vrtů. Vrty, opět ve shodě s ropným průmyslem, využívají směrovatelného vrtání, takže v hloubce 200–2 000 m se z centrálního vrtu oddělují jednotlivá ramena umožňující přístup k různým částem rezervoáru a větší množství dosažitelné kapaliny na jeden vrt.⁶¹³

Práce s ložiskem

Tato fáze má za cíl co nejpřesnější zmapování ložiska, objemu vody, teploty a tlaku. Na základě těchto výsledků se rozhoduje o optimální velikosti elektrárny (teplárny) a o tom, jak zajistit bezpečné fungování závodu po celou dobu jeho provozu. Důležitým prvkem je také správné vyměření vstupních vrtů, které musejí přivádět takové množství vody do takové části ložiska, aby byla zajištěna co nejrychlejší a nejtrvalejší tepelná výměna.⁶¹⁴

6.2.1.5.5.3 Získávání energie a energetická konverze

Elektrárny

Pro jednookruhovou parní výrobu elektřiny lze využít pouze zdroje o středně vysoké až vysoké teplotě (tedy vyšší než 150 °C). Základní schéma elektrárny je: potrubí – separátory páry – odpařovače – odmlžovače – tepelný výměník – turbína – kondenzátor – transformátor. Elektrárny typicky dosahují výkonu 20–110 MWe. Horká voda je většinou využívána v několika krocích, pokaždé při nižším tlaku, takže při konstantní teplotě dochází k intenzivnějšímu vypařování (voda je v podstatě recyklována).

Pro nízkoteplotní zdroje (70–170 °C) se využívá systém dvou okruhů pracujících na principu organického Rankinova cyklu (ORC).⁶¹⁵ Vzhledem k tomu, že tyto teploty jsou příliš nízké na použití vody, jako transportní médium se využívá některá z organických sloučenin, jejichž teplota varu je nižší než teplota varu vody (například toluen). Účinnost takového provedení je mnohem menší, a sice o účinnost tepelných výměníků mezi primárním a sekundárním okruhem a také kvůli mnohem menšímu rozsahu teplot, se kterými se pracuje (účinnost tepelného stroje stoupá se stoupajícím rozdílem teplot na vstupu a výstupu).

V současné době existují i kombinované elektrárny využívající zbytkové teplo z jednookruhové výroby pro jednotky pracující skrze dvouokruhový ORC.⁶¹⁶

⁶¹³ Tamtéž, kapitola 4, s. 13.

⁶¹⁴ Tamtéž, kapitola 4, s. 14.

⁶¹⁵ Rankinův cyklus využívá změny tlaku při přechodu z plynného do kapalného skupenství. Pracovní médium (např. voda) je zahříváno, odpařuje se a přes turbínu je hnáno do kondenzátoru. Tam jeho tlak prudce klesá, což do kondenzátoru „vtahuje“ další páru.

⁶¹⁶ IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf, kapitola 4, s. 14.

Vytápění

Vytápění pomocí geotermální energie je velmi jednoduché. V případě otevřené smyčky jsou přívodní a odvodní potrubí protažena rovnou do radiátorů, nebo lze využít uzavřené smyčky, kde se teplo pro vodu kolující budovami převádí tepelnými výměníky. Toto řešení je mnohem častější, neboť specifické minerální složení vody kolující mezi zemskými hlubinami a potrubím zvyšuje riziko poškození přístrojů nacházejících se po cestě – pumpa, záložní bojler apod.⁶¹⁷

6.2.1.5.5.4 Geotermální energie ve světě

Na světě bylo v roce 2009 vyrobeno 65 TWh pomocí geotermální energie, což představuje 1,7 % veškeré vyrobené elektřiny z obnovitelných zdrojů a 0,3 % veškeré vyrobené elektřiny. V roce 1999 se tímto způsobem celosvětově vyrobilo 49,8 TWh, což ukazuje na poměrně pomalý průměrný meziroční růst (2,7 % ročně pro 1999–2009):⁶¹⁸

Geotermální energie je geograficky poměrně koncentrovaný zdroj. Jihovýchodní Asie představuje téměř třetinu veškeré elektrické produkce (31,4 %), Severní Amerika čtvrtinu (25,4 %) a další dvě významné oblasti jsou západní Evropa (16,4 %) a střední Amerika a Karibik (15,5 %).⁶¹⁹

Tab. 48: Výroba a podíl na světové výrobě geotermální elektřiny⁶²⁰

2009	TWh	% ⁶²¹
USA	16,5	25,4 %
Filipíny	10,3	15,9 %
Indonésie	7,0	10,8 %
Mexiko	6,7	10,4 %
Itálie	5,3	8,2 %
Nový Zéland	4,8	7,4 %
Island	4,6	7,0 %
Japonsko	2,9	4,5 %
Keňa	1,7	2,6 %
Salvádor	1,5	2,3 %
Ostatní	3,6	5,5 %
Svět	65,0	100 %

⁶¹⁷ Tamtéž, kapitola 4, s. 16.

⁶¹⁸ Observ'ER. (2010). *Worldwide Electricity Production from Renewable Energy Sources*. Dostupné z <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Eng/introduction.asp>, kapitola 1, s. 7.

⁶¹⁹ Tamtéž, kapitola 2, s. 15.

⁶²⁰ Tamtéž, kapitola 2, s. 16.

⁶²¹ Označuje podíl na celkové světové produkci v roce 2009.

7. Literatura

- ABB. (2010). *Co je HVDC?* Dostupné z <http://www.abb.cz/cawp/db0003db002698/5b74330e5d48634cc-12575c100396c52.aspx>
- ACC Intelligence & Research. (n.d.). *Saudi Aramco Crude Pricing*. Dostupné z <http://www.prnewswire.com/news-releases/saudi-aramco-switches-to-argus-sour-crude-index-for-us-deliveries-66952527.html>
- Acher, J. (2010, 29. března). China became top wind power market in 2009: Consultant. *Reuters*. Dostupné z <http://www.reuters.com/article/2010/03/29/us-windenergy-market-consultant-idUSTRE62S12620100329>
- Alhajji, A. (2008, May 16). Jak působí slabý dolar na ceny ropy? *Project Syndicate*. Dostupné z <http://www.project-syndicate.org/commentary/how-does-the-weak-dollar-affect-oil-prices-/Czech>
- Andersen, E. M. (2010). Sharply down, but supported by floating storage. In RS Platou Shipbrokers, *The Plateau Report 2010* (pp. 14–19). Dostupné z http://www.platou.com/dnn_site/LinkClick.aspx?fileticket=75tJnRmn03M=&tabid=119
- Andrews, A., & Pirog, R., & Sherlock, M. (2010, November). *The U.S. Oil Refining Industry: Background in Changing Markets and Fuel Policies*. CRS Report for Congress. Dostupné z <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R41478.pdf>
- Arowolo, O. (2006). Abolition of long-term contracts: what are the implications and options for bankability in energy projects financing? *Journal of Energy and Natural Resources Law*, Vol. 24, No. 1. Dostupné z http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/car/html/car8_article29.pdf
- Athanassiou, L. I. (2009). Competition in liner and tramp maritime transport services: Uniform regulation, divergent application? In A. Antapassis, & L. I. Athanassiou, & E. Røsæg (Eds.), *Competition and Regulation in Shipping and Shipping Related Industries* (pp. 70–93). Leiden: Koninklijke Brill NV.
- Attanasi, E., & Freeman, P. (2004). Oil and natural gas: Economics of exploration. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 535–547. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00253-9
- Australian Coal Association. (n.d.). *Ports and Transport*. Dostupné z: <http://www.australiancoal.com.au/ports-and-transport.html>
- Austrian bourse buys 20% in new central Europe gas hub. (2010, 17. července). *ICIS Heren*. Dostupné z <http://www.icis.com/heren/articles/2010/06/17/9368985/gas/esgm/austrian-bourse-buys-20percent-in-new-central-europe-gas-hub.html>
- Ayres, R. U. (2004). Thermodynamics and economics, overview. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 6, pp. 91–97. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00114-5
- Azar, J. J. (2004). Oil and Natural Gas Drilling. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 521–534. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00253-9
- BAFA. (n.d.). *Homepage*. Dostupné z <http://www.bafa.de/bafa/en/index.html>
- Bai, J., & Aizhu, Ch. (2011, 27. prosince). *China Reforms Shale Gas Prices, Pilots New Scheme*. Reuters.com. Dostupné z <http://www.reuters.com/article/2011/12/27/china-gas-pricing-idUSL3E7NR3UR20111227>
- Bakkelund, J. (2010). Prices down 27 percent. In RS Platou Shipbrokers, *The Plateau Report 2010* (pp. 9–13). Dostupné z http://www.platou.com/dnn_site/LinkClick.aspx?fileticket=75tJnRmn03M=&tabid=119
- Bedi, E., & Falk, H. (n.d.). Hydro power technology. *Energy Savings Now!* Dostupné z <http://energy.saving.nu/hydroenergy/technology.shtml>

- Bergman, L. et al. (1998). *Europe's Network Industries: Conflicting Priorities: Telecommunications*. London: Centre for Economic Policy Research. Dostupné z http://books.google.cz/books?id=E_VUIQEaGsC&printsec=frontcover&dq=related:ISBN1898128421&lr=#v=onepage&q&f=false
- Billings, L. (2010). Embracing the anthropocene. *Seed*. Dostupné z http://seedmagazine.com/content/article/embracing_the_anthropocene/
- Blažek, J., & Rábl, V. (2006). *Základy zpracování a využití ropy*. Praha: VŠCHT.
- Blažek, V., & Skála, P. (2008). *Distribuce elektrické energie*. Brno: Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií VUT.
- Bossley, L. (1999). *Trading Natural Gas in the UK*. Oxford Institute for Energy Studies. Dostupné z <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG4-TradingNaturalGasintheUK-LizBossley-1999.pdf>
- BP. (2009). *Statistical Energy Review 2009*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/global-bp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf
- BP. (2011). *Statistical Energy Review 2011*. Dostupné z http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/global-bp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf
- Brookshier, P. (2004). Hydropower Technology. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 3, pp. 333–341. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00340-0
- Business Monitor International. (2011) *Russia Oil and Gas Report Q2 2012*. Dostupné z http://pdf.marketpublishers.com/businessmonitor/russia_oil_n_gas_report_q2_2011.pdf
- Buyuksahin, B., & Robe, M. (July, 2011). *Does 'Paper Oil' Matter? Energy Markets' Financialization and Equity-Commodity Co-Movements*. Dostupné z http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1855264
- Cameco. (n.d.). *Uranium 101: Markets*. Dostupné z http://www.cameco.com/uranium_101/markets/
- Carnegie Institute for Science. (2008). *Before Fossil Fuels, Earth's Minerals Kept CO2 in Check*. Dostupné z http://carnegiescience.edu/news/fossil_fuels_earth_s_minerals_kept_co2_check
- Carnot Cycle*. Dostupné z webových stránek Eastern Illinois University: <http://www.ux1.eiu.edu/~cfadd/1360/22HeatEngines/Carnot.html>
- Carpenter, G. (Ed.). (2009). *The Rise of Futures in International Coal Markets – The Asian Challenge*. Dostupné z http://www.platts.com/IM.Platts.Content/InsightAnalysis/IndustrySolutionPapers/coal_futures0709.pdf
- CEGH Gas Exchange. (n.d.). *Homepage*. Dostupné z <http://www.cegh.at/index.php?id=99>
- CIA. (n.d.). *The World Factbook. Country Comparison: Oil – Exports*. Dostupné z <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2176rank.html>
- Cílek, V., & Kasík M. (2008). *Nejistý plamen*. Praha: Dokořán.
- Cockrell School of Engineering. (n.d.) *Coal Utilization*. Dostupné z: http://www.che.utexas.edu/course/che359&384/lecture_notes/topic_3/Chapter3.pdf
- Cole, Bernard D. (2008). *Sea Lanes and Pipelines – Energy Security in Asia*. Westport: Praeger Security International.

- Combined Heat and Power Systems. (n.d.). *NaturalGas.org*. Dostupné z http://naturalgas.org/overview/combinedheat_powersystems.asp
- CTI Shipbrokers. (2009). *Standardized Rate System in the Tanker Industry*. Dostupné z <http://files.irwebpage.com/reports/shipping/aNJysj6o1E/Standardized%20rate%20system%20in%20the%20tanker%20industry.pdf>
- ČEPS, a. s. (2011). *Dispečerské řízení ČEPS*. Dostupné z http://www.ceps.cz/CZE/Media/Ke-stazeni/Documents/Publikace/WEB_dispecink.pdf
- ČEPS, a. s. (2011). *Výstavba přenosové soustavy*. Dostupné z <http://www.ceps.cz/CZE/Media/Ke-stazeni/Documents/Publikace/V%C3%BDstavba%20veden%C3%AD%202011%20web.pdf>
- Černoch, F., Dančák, B., Kodůusková, H., & Ocelík, P. (n.d.). *Liquid Natural Gas: The Salvation of the EU Energy Security?* Brno: IIPS (v tisku).
- ČEZ, a. s. (2009, 11. listopad). *Fotovoltaika o ploše desíti fotbalových hřišť vyrobí elektřinu pro 1 100 domácností*. Dostupné z <http://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/2672.html>
- ČEZ, a. s. (n.d.). *Elektrárna Dětmarovice*. Dostupné z <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/uhelne-elektrarny/cr/detmarovice.html>
- ČEZ, a. s. (n.d.). *Jak funguje uhelná elektrárna*. Dostupné z <http://www.cez.cz/cs/vyroba-elektriny/uhelne-elektrarny/flash-model-jak-funguje-uhelna-elektrarna.html>
- ČPU. (n.d.). *Zemní plyn*. Dostupné z <http://www.cpu.cz/zemni-plyn>
- Dannreuther, R. (2003). Asian security and China's energy needs. *International Relations of the Asia-Pacific*, vol. 3, pp. 197–211.
- Dempsey, J. (2010, 24. února). *European Energy Giants Seek Lower Prices From Gazprom*. The New York Times. Dostupné z http://www.nytimes.com/2010/02/25/business/global/25gas.html?_r=1
- Denning, L. (2012, February 6). The Oil Market's Other Gulf. *WSJ*. Dostupné z <http://blogs.wsj.com/overheard/2012/02/06/the-oil-markets-other-gulf/>
- Directorate-General Energy and Transport. (2009). *LNG Discussion Paper*. Bilbao. Dostupné z <http://www.gie.eu.com/workshop/download/Microsoft%20Word%20-%20COM%20LNG%20doc%20for%20MF%20final.pdf>
- Doklad S. I. Šmatko po voprosu Generalnoj shemy razvitija neftjanoj otrasli na period do 2020 goda. (2010, November 8). *Energyfuture.ru*. Dostupné z <http://energyfuture.ru/doklad-s-i-shmatko-po-voprosu-generalnoj-sxemy-razvitiya-neftyanoj-otrasli-na-period-do-2020-goda>
- Dopita, M., Havlena, V., & Pešek, J. (1985). *Ložiska fosilních paliv*. Praha: SNTL.
- Downey, M. W. (2004). Oil and Natural Gas Exploration. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 549–558. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00252-7
- Duffy, R. J. (2004). History of Nuclear Power. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 395–408. New York: Elsevier. doi:10.1016/j.bbr.2011.03.031
- EA. (2011). *World Energy Outlook 2011. Are We Entering a Golden Age of Gas? Special Report*. Dostupné z http://www.iea.org/weo/docs/weo2011/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf
- Edwards, D. (2009). *Energy Trading & Investing. Trading, Risk Management, and Structuring Deals in the Energy Markets*. McGraw-Hill.
- EIA. (2004, February). *The U.S. Petroleum and Natural Gas Industry*. Dostupné z <http://www.eia.gov/emeu/finance/usi&to/upstream/>

- EIA. (2010, November). *Russia. Countries Profil*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS&trk=p2>
- EIA. (2011). *International Energy Outlook 2011*. Dostupné z <http://205.254.135.7/forecasts/ieo/pdf/0484%282011%29.pdf>
- EIA. (2011, April). *Canada. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CA>
- EIA. (2011, January). *Suadi Arabia. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=SA>
- EIA. (2011, June). *Natural Gas Processing Plants in the United States: 2010. Update*. Dostupné z http://205.254.135.7/pub/oil_gas/natural_gas/feature_articles/2010/ngpps2009/btu_content.cfm
- EIA. (2011, May). *China. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>
- EIA. (2011, November). *India. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IN>
- EIA. (2011, November). *Iran. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IR>
- EIA. (2012, June). *Japan. Country Profiles*. Dostupné z <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=JA>
- EIA. (n.d.). *Petroleum & Other Liquids Data*. Dostupné z http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_exp_dc_NUS-Z00_mbbbl_m.htm
- Elemash. (n.d.). *RBMK-1000 and RBMK-1500 Nuclear Fuel*. Dostupné z <http://www.elemash.ru/en/production/Products/NFCP/RBMK/>
- Energy Charter. (2007). *From Wellhead to Market*. Dostupné z: http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Oil_Pipeline_Tariffs_-_2007_-_ENG.pdf, s. 36.
- Energy Savings Now. (n.d.). *Hydro Power Technology*. Dostupné z <http://energy.saving.nu/hydroenergy/technology.shtml>
- Eng, G. (2008, November). *A Formula for LNG Pricing, An Update*. LNGpedia. Dostupné z http://www.lngpedia.com/wp-content/uploads/lng_pricing/A%20Formula%20for%20LNG%20Pricing,%20An%20Update%20-%20Gery%20Eng.pdf
- Engineering Tutorials. (n.d.). *Kaplan Turbine*. Dostupné z http://engineering.myindialist.com/wp-content/uploads/2009/10/clip_image004.jpg
- EPA. (2011, 18. dubna). *Methane. Sources and Emissions*. Dostupné z <http://epa.gov/methane/sources.html>
- Eriksson, K. E. (2004). Physics and economics of energy, conceptual overview. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 5, pp. 71–79. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00113-3
- European Energy Exchange. (n.d.). *Natural Gas*. Dostupné z http://www.eex.com/en/EEX/Products%20%26%20Fees/Natural_Gas
- Ewart, E. (2002). *Coal Supply and Demand Fundamentals*. Dostupné z webových stránek Carnegie Mellon University, Electricity Industry Center: http://wpweb2.tepper.cmu.edu/ceic/SeminarPDFs/Ewart_CEIC_Seminar_11_25_02.pdf
- Eyres, D. J., Rawson, K. J., & Tupper, E. C. (2008). Marine vehicle types. In: A. F. Molland (Ed.), *The Maritime Engineering Reference Book: A Guide to Ship Design, Construction and Operation*, pp. 44–74. Oxford: Elsevier Ltd.
- Fattouh, B. (2011, January). *An Anatomy of the Crude Oil Pricing System*. Oxford Institute for Energy Studies, WPM 40. Dostupné z <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/03/WPM40-AnAnatomyoftheCrudeOilPricingSystem-BassamFattouh-2011.pdf>

- Fattouh, B., Kilian, L., & Mahadeva, L. (2012). *The Role of Speculation in Oil Markets: What Have We Learned So Far?* Centre for Economic Policy Research. Dostupné z <http://www.voxeu.org/sites/default/files/file/DP8916.pdf>
- Fraser, A. (2011, 2. červen). State proposes \$6bn coal port expansion. *The Australian*. Dostupné z <http://www.theaustralian.com.au/>
- Gas Pricing. (n.d.). *Natgas.info*. Dostupné z <http://www.natgas.info/html/gascontracts.html>
- Gazprom bets on LNG and shale gas for the future. (2010, 4. března). *Neftegaz.ru*. Dostupné z <http://neftgaz.ru/en/news/view/93311>
- Gazprom signs deal to take 50% in Baumgarten hub operator CEGH. (2008, 28. ledna). *ICIS Heren*. Dostupné z <http://www.icis.com/heren/articles/2008/01/28/9301958/gazprom-signs-deal-to-take-50percent-in-baumgarten-hub-operator-cegh.html>
- Giebelhaus, A. W. (2004). History of oil industry. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 649–660. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00040-1
- GlobalSecurity.org. (n.d.). *Aerodynamic Process Uranium Enrichment*. Dostupné z <http://www.globalsecurity.org/wmd/intro/u-aerodynamic.htm>
- GlobalSecurity.org. (n.d.). *Laser Isotope Separation Uranium Enrichment*. Dostupné z <http://www.globalsecurity.org/wmd/intro/u-laser.htm>
- Gordon, D. (2012, May). *Understanding Unconventional Oil*. Carnegie Endowment: The Carnegie Papers. Dostupné z http://carnegieendowment.org/files/unconventional_oil.pdf
- Grant, M. (2011, 10. květen). Australia: Plan for Abbot point terminal development unveiled. *Dredging Today*. Dostupné z <http://www.dredgingtoday.com/>
- Grega, L. (n.d.). *Vertikální a horizontální růst firem*. MZLU: Ústav regionální a podnikové ekonomiky.
- Gruber, J. (1999). *Základní zákony termodynamiky*. Dostupné z http://www.spstr.pilsedu.cz/osobnistranky/josef_gruber/td/td_teach.pdf
- Grübler, A. (2004). Transitions in energy use. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 6, pp. 163–177. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00023-1
- Hafner, M., Moraleda, P., & Vermeire, J. (2008). *Study on Interoperability of LNG Facilities and Interchangeability of Gas and Advice on the Opportunity to Set-up an Action Plan for the Promotion of LNG Chain Investment*. MVV Consulting. Dostupné z http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/gas/2008_05_lng_facilities_part_1.pdf
- Hamilton, J. (2011). *Historical Oil Shocks*. University of California. Dostupné z http://dss.ucsd.edu/~jhamilto/oil_history.pdf
- Hartley, P., & Medlock, K. (2007). *North American Security of Natural Gas Supply in a Global Market (Working Draft)*. Institute for Public Policy. Rice University. Dostupné z http://www.rice.edu/energy/publications/docs/natgas/ng_security-nov07.pdf
- Havlík, A. (n.d.). *Nádrže a přehrady*. Dostupné z http://hydraulika.fsv.cvut.cz/Vin/ke_stazeni/Nadrze_prehrady.pdf
- Höök, M. (2007). *Coal Fundamentals: A Brief Overview*. Dostupné z webových stránek Uppsala Universitet, Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group: <http://www.tsl.uu.se/uhdsg/Popular/CoalBasics.pdf>
- Howarth, R. W. (Ed.). (2011). *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formation*. Dostupné z <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth%20et%20al%20%202011.pdf>

- Hoyos, C. (2007, March 21). The new Seven Sisters: oil and gas giants dwarf western rivals. *Financial Times*. Dostupné z <http://www.ft.com/intl/cms/s/2/471ae1b8-d001-11db-94cb-000b5df10621.html#axzz1yd9jsi2Q>
- Chrástanský, F. (2007). *Komoditní kartely v mezinárodních vztazích* (diplomová práce). Masarykova univerzita.
- ICF Consulting (2002). *Unit Costs of Constructing New Transmission Assets at 380kV within the European Union, Norway and Switzerland*. Dostupné z http://ec.europa.eu/energy/electricity/publications/doc/comp_cost_380kV_en.pdf
- ICF Consulting Ltd. (2003). *Overview of the Potential for Undergrounding the Electricity Networks in Europe* (Study Contract No. 2002/009/C2). Dostupné z http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2003_02_underground_cables_icf.pdf
- ideje.cz. (n.d.). *Hvězdný exkavátor Bagger 288 svádí boj s uhlím*. Dostupné z <http://www.ideje.cz/cz/clanky/hvezdny-exkavator-bagger-288-svadi-boj-s-uhlim>
- IEA. (2008). *Natural Gas Market Review 2008*. Paris.
- IEA. (2009). *Coal Information 2009*. Paris: IEA Publications.
- IEA. (2009). *Key World Energy Statistics*. Dostupné z http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/key_stats_2009.pdf
- IEA. (2009). *World Energy Outlook 2009*. Paris.
- IEA. (2010). *Key World Energy Statistics*. Dostupné z http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf
- IEA. (2011). *IEA Response System for Oil Supply Emergencies*. Dostupné z http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/rs/response_system.pdf
- IEA. (2011). *Oil Market Report*. Dostupné z <http://omrpublic.iea.org/currentissues/Russ.pdf>
- IEA. (2011). *World Energy Outlook 2011. Executive Summary*. Dostupné z http://www.iea.org/weo/docs/weo2011/executive_summary.pdf
- IHS. (2009). *First Solar to Produce Twice as Much as Leading Crystalline Solar Module Suppliers in 2009*. Dostupné z <http://www.isuppli.com/photovoltaics/news/pages/first-solar-to-produce-twice-as-much-as-leading-crystalline-solar-module-suppliers-in-2009.aspx>
- Indexmundi.com. (n.d.). *Crude Oil (petroleum), Price Index Monthly Price – Index Number*. Dostupné z <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=petroleum-price-index&months=120>
- Indexmundi.com. (n.d.). *United States Crude Oil Consumption by Year*. Dostupné z <http://www.indexmundi.com/energy.aspx?country=us&product=oil&graph=consumption>
- Institut geologického inženýrství Hornicko-geologická fakulta VŠB. (n.d.). *Využití ropy a zemního plynu*. Dostupné z http://geologie.vsb.cz/loziska/suroviny/vyuziti_ropy.html
- Intercontinental exchange. Dostupné z <https://www.theice.com/homepage.jhtml>
- International Atomic Energy Agency. (n.d.). *50 Years of Nuclear Energy*. Dostupné z <http://www.iaea.org/>
- Intertanko. (2009). *Tanker Facts 2009*. Dostupné z <http://www.intertanko.com/upload/Publication/Book%20Shop/Tanker%20facts%202009web.pdf>
- IPCC. (2011). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Dostupné z www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Full_Report.pdf

- Jaffe, A., & Soligno, R. (2007, November). *The International Oil Companies*. Rice University, The James A. Baker III. Institute for Public Policy. Dostupné z http://www.bakerinstitute.org/programs/energy-forum/publications/energy-studies/docs/NOCs/Papers/NOC_IOCs_Jaffe-Soligo.pdf
- Jarmillo, P., Griffin, M., & Matthews, S. (2007). Comparative Life-Cycle Air Emissions of Coal, Domestic Natural Gas, LNG, and SNG for Electricity Generation. *Environ. Sco. Technol.*, Vol. 41. Dostupné z http://www.ce.cmu.edu/~gdrg/readings/2007/09/13/Jarmillo_ComparativeLCACoalNG.pdf
- Jensen, J. T. (2003). The LNG Revolution. *Energy Journal*. Vol. 24, no. 2. Dostupné z <http://www.energyseer.com/iaepapir.pdf>, s. 26.
- Jirásek, J., & Vavro, M. (2008). *Využití uhlí*. Studijní materiál Ministerstva školství, mládeže a tělovýchovy ČR & Vysoké školy báňské – Technické univerzity Ostrava. Dostupné z http://geologie.vsb.cz/loziska/suroviny/vyuziti_uhli.html
- Jirásek, J., & Vavro, M. (2008). *Základní pojmy*. Studijní materiál Ministerstva školství, mládeže a tělovýchovy ČR & Vysoké školy báňské – Technické univerzity Ostrava. Dostupné z <http://geologie.vsb.cz/loziska/suroviny/index.html>
- Joskow, P. L. (1987). *Price Adjustment in Long Term Contract: The Case of Coal* (Working Paper, No. 444). Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology, Department of Economics. Dostupné z <http://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/64080/priceadjustmenti00josk.pdf?sequence=1>
- Juvenal, L., & Petrella, I. (2012, June). *Speculation in the Oil Market*. Federal Reserve Bank of St. Louis, Working Paper 2011-027D. Dostupné z <http://research.stlouisfed.org/wp/2011/2011-027.pdf>
- Kanter, J. (2009, 28. květen). In Finland, nuclear renaissance runs into trouble. *The New York Times*. Dostupné z <http://www.nytimes.com/>
- Kavalov, B., Petrič, A., & Georgakaki. (2009). *Liquified Natural Gas for Europe – Some Important Issues for Consideration*. JRC Reference Reports. Dostupné z http://ec.europa.eu/dgs/jrc/downloads/jrc_reference_report_200907_liquefied_natural_gas.pdf
- Kekule, J. (2004). Kirchhoffovy zákony. In *Elektřina a magnetismus*. Dostupné z http://elektross.gjn.cz/elektřina/el_proud/vedeni_proudu/kovy/kirch_zak.html
- Kobert, R. (n.d.). *Tagebau Garzweiler 02* [Fotografie]. Dostupné z http://www.fotografie.fabrik1design.de/wp-content/myfotos/garzweiler/tagebau_garzweiler_02.jpg
- Konzal, P. (2011, červen). China. *Pawel Konzal Summer Session*. Cyklus přednášek, FSS MU, Brno.
- Krawiec, F., Thornton, J., & Edesess, M. (1980). *An Investigation of Learning and Experience Curves*. Solar Energy Research Institute. Dostupné z <http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/459.pdf>
- Krpec, O., & Hodulák, V. (2011). *Politická ekonomie mezinárodních vztahů*. Brno: MPU.
- Kuuskraa, V., & Stevens, S. (2009). *Worldwide Shales and Unconventional Gas: A Status Report*. Advanced Resources Interenational. Dostupné z <http://www.rpsea.org/attachments/articles/239/KuuskraaHandoutPaperExpandedPresentWorldwideGasShalesPresentation.pdf>
- Laczkó, M. (2009): *Gas Hub as a Source of Regional Market Development in the Central and Eastern European Region*. 24th World Gas Conference – Buenos Aires. Dostupné z <http://www.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00700.pdf>
- Looney, R. (2007). The Iranian Oil Bourse. A Threat to Dollar Supermay? *Challenge*, Vol. 50, No. 2. Dostupné z <http://www.relooney.info/Rel-Challenge-07.pdf>

- Lopac, A. A. (2008). *Recent Trends in Transporting of LNG, Liquefied Natural Gas*. Zagreb: 11th International Conference on Transport Science. Dostupné z: <http://www.fpp.edu/~mdavid/TVP/Seminarske%2008-09/ICTS2008CD/papers/Lopac.pdf>
- Lozada, G. A. (2004). Entropy and the economic process. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 2, pp. 471–478. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00115-7
- Mabro, R. (2006). *Oil in the 21st Century: Issues, Challenges and Opportunities*. Oxford, New York: Oxford University Press.
- Macáková, L. et al. (2010). *Mikroekonomie*. Praha: Melandrium.
- Madhavan, A. (1990). *Trading Mechanisms in Securities Markets*. University of Pennsylvania, Philadelphia. Dostupné z <http://finance.wharton.upenn.edu/~rlwctr/papers/9016.PDF>
- Makkar, J. S. (2005). Commercial aspects of shipping part 4: Chartering practice. *Marine Engineers Review*, 1–3. Dostupné z <http://www.ics.org.hk/doc%5CMER0502.pdf>
- Mankiw, G. (1999). *Zásady ekonomie*. Grada publishing
- Marketing. (n.d.). *NaturalGas.org*. Dostupné z <http://www.naturalgas.org/naturalgas/marketing.asp>
- Máslo, K. (n.d.). *Řízení frekvence – bilance činných výkonů v ES*. Přednáška k předmětu Řízení ES, Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava, Fakulta elektrotechniky a informatiky, Katedra elektroenergetiky. Dostupné z http://feil.vsb.cz/kat410/studium/studijni_materialy/res/Prednaska_Rizeni_frekvence3_Maslo.pdf
- Medlock, K., & Jaffe, A. (2009). *Who is in the Oil Futures Market and How has it Changed?* James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University. Dostupné z <http://www.bakerinstitute.org/publications/EF-pub-MedlockJaffeOilFuturesMarket-082609.pdf>
- Melling, A. (2010). *Natural Gas Pricing and Its Future. Europe as the Battleground*. Carnegie Endowment. Dostupné z http://www.carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf
- Mimuroto, Y. (2000). *An Analysis of Steaming Coal Price Trends – Factors Behind Price, Fluctuations and Outlook*. Coal Research Group: International Cooperation Department.
- MineFund. (n.d.). *Market Basics: Coal*. Dostupné z <http://www.minefund.com/market-basics/?c=coal>
- Mohamedi, F. (n.d.). *The Oil and Gas Industry*. US Institute of Peace. Dostupné z <http://iranprimer.usip.org/resource/oil-and-gas-industry>
- Musil, L. (2004, 30. března). *Co možná nevíte o zemním plynu*. TZB-info.cz. Dostupné z <http://www.tzb-info.cz/1908-co-mozna-nevite-o-zemnim-plynu>
- NASA. (n.d.). *Turbojet Engine*. Dostupné z <http://www.grc.nasa.gov/WWW/K-12/airplane/Animation/turbtyp/ettp.html>
- Nave, C. R. (2010). Adiabatic process. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/adiab.html#c1>
- Nave, C. R. (2010). Carnot cycle. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/carnot.html>
- Nave, C. R. (2010). Heat engines. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/heaeng.html>

- Nave, C. R. (2010). Ideal gas law. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/kinetic/idegas.html#c1>
- Nave, C. R. (2010). Internal energy. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/inteng.html#c2>
- Nave, C. R. (2010). Isothermal process. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/isoth.html#c1>
- Nave, C. R. (2010). Second law: Entropy. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/seclaw.html>
- Nave, C. R. (2010). Work. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/hframe.html>
- Neumann, A., & von Hirschhausen, Ch. (2005). *Long-Term Contracts for Natural Gas – An Empirical Analysis*. Globalization of Natural Gas Markets Working Papers.
- New York Mechandise Exchange. Dostupné z <http://www.cmegroup.com/company/nymex.html>
- Ngo, Ch., & Natowicz, J. B. (2009). *Our Energy Future: Resources, Alternatives, and the Environment*. New Jersey: Wiley.
- Nies, S. (2009). *At the Speed of Light? Electricity Interconnections in Europe*. Paříž: Ifri. Dostupné z: www.ifri.org/files/Energie/Interconnectionbis.pdf
- Noble, P. G. (2009). *A Short History of LNG Shipping 1959–2009*. Texas Section – SNAME.
- Nordhaus, W. (2009). *The Economics of an Integrated World Oil Market*. Keynote Address at International Energy Workshop, Venice Italy. Dostupné z http://nordhaus.econ.yale.edu/documents/iew_052909.pdf
- Nuclear Energy Agency. (2010). *History of the OECD Nuclear Energy Agency*. Dostupné z <http://www.oecd-neo.org/>
- Nuttall, W. J. (2008). *Nuclear Energy in the Enlarged European Union*. Cambridge: CESSA. Dostupné z http://www.cessa.eu.com/sd_papers/wp/wp4/0404_Nuttall.pdf
- Observ'ER. (2010). *Worldwide Electricity Production from Renewable Energy Sources*. Dostupné z <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Eng/introduction.asp>
- Ockwell, D. G. (2008). Energy and economic growth: Grounding our understanding in physical reality. *Energy Policy*, vol. 36(12), pp. 4600–4604. doi:10.1016/j.bbr.2011.03.031
- ÖMV: Vienna Stock Exchange invests in the CEGH. (2010, 21. června). *Mining Reporter*. Dostupné z <http://www.mining-reporter.com/index.php/component/content/article/427-omv-group/4032-omv-vienna-stock-exchange-invests-in-the-central-european-gas-hub-cegh?directory=79>
- OPEC. (2012). *General Information*. Vienna: OPEC Secretariat. Dostupné z http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/GenInfo.pdf
- Organization of Petroleum Exporting Countries. (2010). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2009*. Vienna: OPEC Secretariat. Dostupné z http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2009.pdf
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (n.d.). *Home Page*. Dostupné z http://www.opec.org/opec_web/en

- Pahwa, G. (2010). *Demise Charter, Time Charter, Time Chartering*. Dostupné z http://www.articleslash.net/Business/Customer-Service/549379__Demise-Charter-Time-Charter-Time-Chartering.html
- Parker, A. (2009). *How Oil Tankers Work*. Dostupné z <http://science.howstuffworks.com/transport/engines-equipment/oil-tanker.htm/printable>
- Pearl Gas-to-Liquids Plant, Qatar. (2011). *Chemicals-technology.com*. Dostupné z <http://www.chemicals-technology.com/projects/pearl-gtl/>
- Pees, S. T. (2004). First production. *Oil History*. Dostupné z <http://www.petroleumhistory.org/OilHistory/pages/drake/firstproduction.html>
- Peet, J. (2004). Economic systems and energy, conceptual overview. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 2, pp. 103–115. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00112-1
- Peters, H. J. (1991). The commercial aspects of freight transport – Ocean transport: Freight rates and tariffs. *Transport*, 1991 (PS-3). Dostupné z <http://siteresources.worldbank.org/INTTRANSPORT/Resources/336291-1119275973157/td-ps3.pdf>
- Petránek, J., & Synek, J. (n.d.). Uhlí. In *Geologická encyklopedie on-line*. Dostupné z <http://www.geology.cz/aplikace/encyklopedie/term.pl?uhli>
- Petroleum Technology Transfer Council. (n.d.). *Small Producers*. Dostupné z http://www.pttc.org/tech_centers/producers/sp_wp.pdf
- Petroleum.cz. (n.d.). *Atmosférická destilace ropy*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-05.aspx>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Co se z ropy vyrábí*. Dostupné z <http://www.petroleum.cz/vyroby/>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Definice a dnešní význam petrochemie*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-48.aspx>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Visbreaking*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-08.aspx>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Výroba asfaltů*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-42.aspx>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Význam a základy izomerace*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-27.aspx>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Význam a základy katalytického hydrokrakování*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-13.aspx>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Význam a základy katalytického krakování*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-11.aspx>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Význam a základy reformování benzinů*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-24.aspx>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Význam štěpných procesů*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-07.aspx>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Zpracování atmosférických destilátů na paliva*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-01.aspx>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Zpracování ropných frakcí na petrochemikálie*. Dostupné z <http://www.petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-03.aspx>
- Petroleum.cz. (n.d.). *Zpracování vakuových destilátů a zbytků na paliva*. Dostupné z <http://petroleum.cz/zpracovani/zpracovani-ropy-02.aspx>

- PetroStrategies, Inc. (2009). *Oil Transportation*. Dostupné z http://www.petrostrategies.org/Learning_Center/oil_transportation.htm
- Pleines, H. (2009). Developing Russia's oil and gas industry: What role for the state? In J. Perovic, R. Orttung, & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations: Implications for Conflict and Cooperation*. New York: Routledge, s. 80.
- Presstv. (2008, February 17). *Oil Bourse Opens in Iran's Kish Island*. Dostupné z <http://edition.presstv.ir/detail/43476.html>
- Quintana, E. O. (2003). *Pipelines vs. LNG Competition in South America*. Tokyo. World Gas Conference.
- R.K. Johns & Associates, Inc. (2005). *Suez Canal Pricing Forecast 2005–2025*. Dostupné z www.pancanal.com/esp/plan/estudios/0284.pdf
- Rascoe, A. (2012, January 2012). *U.S. Oil Production to Surge on Shale Output: EIA*. Dostupné z <http://www.reuters.com/article/2012/01/23/us-usa-eia-outlook-idUSTRE80M1LE20120123>
- Raymond, M., & Leffler W. L. (2005). *Oil and Gas Production in Nontechnical Language*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
- Regnier, E. (2007). Oil and Energy Price Volatility. *Energy Economics*, Vol. 29, No. 3.
- Reuster, S. (2010, leden). *Recent Dynamics in the Global Liquefied Natural Gas Industry*. Chair for Energy Economics and Public Sector Management. Working paper. Dostupné z http://www.sophia-ruester.de/files/paper_industry.pdf
- Reuters (2009). *China Became Top Wind Power Market in 2009*. Dostupné z <http://www.reuters.com/article/2010/03/29/us-windenergy-market-consultant-idUSTRE62S12620100329>
- Reyes Jr., J. N., & King Jr., J. B. (2004). Nuclear Engineering. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 4, pp. 315–331. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00297-7
- Rigzone. (n.d.). *How Does Offshore Pipeline Installation Work?* Dostupné z http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=311&c_id=19
- Rodrigue, J.-P., Comtois, C., & Slack, B. (2006). *The Geography of Transport Systems*. London / New York: Routledge.
- Rogers, H. (2010, March). *LNG Trade-flows in the Atlantic Basin: Trends and Discontinuities*. Oxford Institute for Energy Studies. Dostupné z <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG41-LNGTradeFlowsInTheAtlanticBasinTrendsandDiscontinuities-HowardRogers-2010.pdf>
- Rogner, H. (1997). *An Assessment of World Hydrocarbon Resources*. Annual Review of Energy and Environment.
- Rogoff, K. (2006). *Oil and the Global Economy*. Harvard University. Dostupné z http://www.nes.ru/public-presentations/Papers/Oil%20and%20the%20Global%20Economy_Rogoff_v2.pdf
- Rousseau, D. (1998). *History of OPEC*. VirginiaTech. Dostupné z <http://cnre.vt.edu/lsg/Intro/oil.pdf>
- Salzman W. R. (2004). *pV work*. Dostupné z webových stránek University of Arizona, Department of Chemistry: <http://www.chem.arizona.edu/~salzmanr/480a/480ants/pvwork/pvwork.html>
- Science Photo Library. (n.d.). *Nuclear Fuel Assembly, Russia-SPL* [Fotografie]. Dostupné z http://www.sciencephoto.com/image/342578/350wm/T1750157-Nuclear_fuel_assembly,_Russia-SPL.jpg
- Scott, R. (1994). *IEA. The First 20 Years. The History of the IEA 1974–1994. Volume I. Origins and Structures*. Dostupné z <http://www.iea.org/Textbase/nppdf/free/1-ieahistory.pdf>

- Sebastian, S. (2012, February 21). *U.S. Oil Output Set to Boom*. Mysanantonio.com. Dostupné z <http://www.mysanantonio.com/news/energy/article/U-S-oil-output-set-to-boom-3345237.php>
- Sharan, V., & Thiher N. (2011). *Oil Supply Routes in the Asia Pacific: China's Strategic Calculations*. New Delhi: Observer Research Foundation. Dostupné z http://www.observerindia.com/cms/sites/orfonline/modules/occasionalpaper/attachments/OP24_1316237026710.pdf
- Shernikau, L. (2010). *Economics of the International Coal Trade: The Renaissance of Steam Coal*. New York: Springer.
- Schneider, M., Froggatt, F., & Thomas S. (2011). Nuclear Power in a Post-Fukushima World. *World Nuclear Industry Status Report 2010–2011*. Washington, D.C.: WorldWatch Institute. Dostupné z http://www.worldwatch.org/system/files/WorldNuclearIndustryStatusReport2011_%20FINAL.pdf
- Silex. (n.d.). *About Silex: Silex technology*. Dostupné z http://www.silex.com.au/s03_about_silex/s30_1_content.html
- Singapore International Monetary Exchange. Dostupné z http://www.sgx.com/wps/portal/sgxweb/home/!ut/p/c5/04_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3gjR0cTDwNnA0v_MANzA89Qf6fg4LA-ww0BXY30_j_zcVP2CbEdFAMCfkeo!/dl3/d3/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/
- Smil, V. (2004). War on energy. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 6, pp. 363–371. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00016-4
- Smil, V. (2004). World history and energy. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 6, pp. 549–561. New York: Elsevier. doi:10.1016/j.bbr.2011.03.031
- Smil, V. (2006). *Energy: A Beginner's Guide*. Oxford: Oneworld.
- Smith, E., & Duncan K. F. (n.d.). *Classical Thermodynamics and Economic General Equilibrium Theory*. Dostupné z <http://www.econ.tuwien.ac.at/hanappi/Lehre/InEco/econthermo.pdf>
- Smith, J. (2009). World Oil: Market or Mayhem? *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 23, No. 3. Dostupné z <http://pubs.aeaweb.org/doi/pdfplus/10.1257/jep.23.3.145>
- Southwood, M., Gray, P., & Bonter, M. (2007, 13. březn). Uranium market outlook. *Commodities Analysis*. Goldman Sachs, JB Were. Dostupné z <http://www.nupowerresources.com.au/Portals/0/Documents/GoldmanSachsJBWere-UraniumMar07.pdf>
- Spakovszky, Z. S. (2008). Combined cycles in stationary gas turbine for power production. In *Thermodynamics and propulsion*. Dostupné z webových stránek Massachusetts Institute of Technology: <http://web.mit.edu/16.unified/www/FALL/thermodynamics/notes/node67.html>
- Spero, J. (1985). *The Politics of International Economic Relations*. Routledge.
- Srovnání: Kolik zaplatíte za plyn v roce 2011. (2011, 21. únor). ČPU. Dostupné z <http://www.cpu.cz/napsali-o-nas/1904-3>
- Stern, D. I. (2003). Energy and economic growth. In *Local Energy*. Dostupné z <http://www.localenergy.org/pdfs/Document%20Library/Stern%20Energy%20and%20Economic%20Growth.pdf>
- Stern, J., & Rogers, H. (2011, March). *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe*. Oxford Institute for Energy Studies.
- Stern, J. (2002). *Security of European Natural Gas Supplies. The Impact of Import Dependence and Liberalization*. The Royal Institute of International Affairs.
- Stevens, P. (2000). Oil Markets. *Oxford Review of Economic Policy*, Vol. 21, No. 1.
- Stopford, M. (1997). *Maritime Economics*. London: Routledge.

- Stratiev, D., Dinkov, R., Petkov, K., & Stanulov, K. (2010). Evaluation of Crude Oil Quality. *Petroleum & Coal*, Vol. 52, No. 1. Dostupné z http://www.vurup.sk/sites/vurup.sk/archivedsite/www.vurup.sk/pc/vol52_2010/issue1/pdf/pc_1_2010_stratiev_051.pdf
- Strouhal, J. (2011, 10. března). Exxon Mobil schválil investiční plán. Do nalezišť vloží 100 milionů dolarů denně. *IHNED.cz*. Dostupné z <http://ihned.cz/>
- Sturm, F. (1997). *Trading Natural Gas. A Nontechnical Guide*. PennWell.
- Talley, W. K., Agarwal, V. B., & Breakfield, J. W. (1986). Economies of density of ocean tanker ships. *Journal of Transport Economics and Policy*, 20(1), pp. 91–99.
- The Generation IV International Forum. (n.d.). *Evolution of Nuclear Energy Systems*. Dostupné z <http://www.gen-4.org/Technology/evolution.htm>
- The Robert S. Strauss Center for International Security and Law. (2008). *Types of Tankers*. Dostupné z <http://hormuz.robertstrausscenter.org/types>
- The Watt (n.d.). *HDI, Energy Consumption and CO2 Emissions*. Dostupné z: <http://www.thewatt.com/node/170>
- Thomas, S. (2003). The Seven Brothers. *Energy Policy*, Vol. 31.
- Tokyo Commodity Exchange. Dostupné z <http://www.tocom.or.jp/>
- Tunsgj, Ø. (2010). Hedging against oil dependency: New perspectives on China's energy security policy. *International Relations*, Vol. 24(1), pp. 27–28.
- Turbines Info. (n.d.). *Pelton Turbine* [Fotografie]. Dostupné z <http://www.turbinesinfo.com/wp-content/uploads/2011/06/pelton-turbine.jpg>
- U.S. Department of Energy. (n.d.). *Cell Conversion Efficiency*. Dostupné z: http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/pv_cell_conversion_efficiency.html
- U.S. Department of Energy. (n.d.). *Crystalline Silicon Photovoltaic Cells*. Dostupné z: http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/crystalline_silicon.html
- U.S. Department of Energy. (n.d.). *Fluidized Bed Technology – Overview*. Dostupné z http://www.fossil.energy.gov/programs/powersystems/combustion/fluidizedbed_overview.html
- U.S. Department of Energy. (n.d.). *Photovoltaic Cell Conversion Efficiency*. Dostupné z http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/pv_cell_conversion_efficiency.html
- U.S. Department of Energy. (n.d.). *Photovoltaic Cell Structures*. Dostupné z http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/pv_cell_structures.html
- U.S. Department of Energy. (n.d.). *Photovoltaic Electrical Contacts and Cell Coatings*. Dostupné z http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/pv_contacts_coatings.html
- U.S. Department of State. (2010, 24. srpna). *Briefing on the Global Shale Gas Initiative Conference*. Dostupné z <http://www.state.gov/s/ciea/rmk/146249.htm>
- U.S. Department of Transportation. (2008). *Glossary of Shipping Terms*. Washington, DC: Maritime Administration. Dostupné z http://www.marad.dot.gov/documents/Glossary_final.pdf
- U.S. Energy Information Administration. (n.d.). *International Energy Statistics*. Dostupné z <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=1&pid=1&aid=24>
- U.S. Nuclear Regulatory Commission. (n.d.). *Uranium Enrichment*. Dostupné z <http://www.nrc.gov/materials/fuel-cycle-fac/ur-enrichment.html>

- Unconventional Natural Gas Resources. (n.d.). *NaturalGas.org*. Dostupné z http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp
- United Nations Conference on Trade and Development. (2009). Review of maritime transport 2009. *Report by the UNCTAD Secretariat*. New York / Geneva: UN Publications. Dostupné z http://www.unctad.org/en/docs/rmt2009_en.pdf
- University of Texas. (n.d.). *Brief History of LNG*. Center for Energy Economics. Dostupné z http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/LNG_introduction_06.php
- Vermeire, J. (2009, květen). *Global Dynamics of LNG Business*. GIE Annual Conference. Groningen.
- Villeneuve, B. (2004). Longterm Contracts and Take-or-Pay Clauses in Natural Gas Markets. *Energy Studies Review*, Vol. 13, No. 1. Dostupné z <http://digitalcommons.mcmaster.ca/cgi/viewcontent.cgi?article=1249&context=esr>
- Whitman, A., Bradley, M. et al. (2011, leden). *Natural Gas Price Volatility: Lessons from Other Markets*. M.J. Bradley & Associates. Dostupné z <http://bipartisanpolicy.org/sites/default/files/Natural%20Gas%20Price%20Volatility%20-%20Lessons%20from%20Other%20Markets.pdf>
- Wicht, H. (2009, 4. září). First Solar to Produce Twice as Much as Leading Crystalline Solar Module Suppliers in 2009. In *IHS iSuppli*. Dostupné z <http://www.isuppli.com/photovoltaics/news/pages/first-solar-to-produce-twice-as-much-as-leading-crystalline-solar-module-suppliers-in-2009.aspx>
- Wikipedia. (n.d.). *Francis Runner Grandcoulee*. Přístup dne 15. 1. 2012, z http://en.wikipedia.org/wiki/File:Francis_Runner_grandcoulee.jpg
- Wikipedia. (n.d.). *Cobweb Model*. Dostupné z [http://en.wikipedia.org/wiki/File:Cobweb_theory_\(convergent\).svg](http://en.wikipedia.org/wiki/File:Cobweb_theory_(convergent).svg)
- World Coal Association. (n.d.). *Coal: Market & Transportation*. Dostupné z <http://www.worldcoal.org/coal/market-amp-transportation/>
- World Information Service on Energy Uranium Project. (2005, 20. říjen). *Uranium Downblending*. Dostupné z <http://www.wise-uranium.org/eudb.html>
- World Information Service on Energy Uranium Project. (2011, 8. prosinec). *World Nuclear Fuel Facilities*. Dostupné z <http://www.wise-uranium.org/efac.html>
- World Nuclear Association. (2010, červenec). *Uranium Markets*. Dostupné z <http://www.world-nuclear.org/info/inf22.html>
- World Nuclear Association. (2010, listopad). *Storage and Disposal Options: Radioactive Waste Management Appendix 2*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf04ap2.html>
- World Nuclear Association. (2010, listopad). *World Uranium Mining Production*. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Mining-of-Uranium/World-Uranium-Mining-Production/#.Uh6UkRvQngE>
- World Nuclear Association. (2010, prosinec). *Conversion and Deconversion*. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Mining-of-Uranium/World-Uranium-Mining-Production/#.Uh6UkRvQngE>
- World Nuclear Association. (2010, prosinec). *Generation IV Nuclear Reactors*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf77.html>
- World Nuclear Association. (2011). *WNA Pocket Guide: Nuclear Power Reactor Characteristics*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/uploadedFiles/Pocket%20Guide%202009%20Reactors.pdf>

- World Nuclear Association. (2011, březen). *Nuclear Power Reactors*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf32.html>
- World Nuclear Association. (2011, červen). *International Nuclear Waste Disposal Concepts*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf21.html>
- World Nuclear Association. (2011, červen). *The Nuclear Fuel Cycle*. Dostupné z <http://www.world-nuclear.org/info/inf03.html>
- World Nuclear Association. (2011, červenec). *Radioactive Waste Management*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf04.html>
- World Nuclear Association. (2011, listopad). *Processing of Used Nuclear Fuel*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf69.html>
- World Nuclear Association. (2011, prosinec). *Advanced Nuclear Power Reactors*. Dostupné z <http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>
- World Nuclear Association. (2011, prosinec). *The Economics of Nuclear Power*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf02.html>
- World Nuclear Association. (2011, říjen). *Uranium Enrichment*. Dostupné z <http://world-nuclear.org/info/inf28.htm>
- World Nuclear Association. (2011, srpen). *Liability for Nuclear Damage*. Dostupné z <http://www.world-nuclear.org/info/inf67.html>
- World Nuclear Association. (2011, září). *Nuclear Fuel Fabrication*. Dostupné z http://world-nuclear.org/info/nuclear_fuel_fabrication-inf127.html
- World Nuclear Association. (2011, září). *World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements*. Dostupné z: <http://www.world-nuclear.org/info/Facts-and-Figures/World-Nuclear-Power-Reactors-and-Uranium-Requirements/#.Uh6SMhvQngE>
- Xepapadeas, A. (2008). Ecological economy. In S. N. Durlauf & L. E. Blume (Eds.), *The New Palgrave Dictionary of Economics Online* (2nd ed.). Palgrave Macmillan. Dostupné z http://www.dictionaryofeconomics.com/article?id=pde2008_E000221
- Yergin, D. (1991). *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power*. New York: Simon & Schuster
- Ycharts.com. (n.d.). *Brent WTI Spread Data*. Dostupné z http://ycharts.com/indicators/brent_wti_spread
- Youtube. (n.d.). *Termite World – Life in the Undergrowth – BBC Attenborough*. Dostupné z http://www.youtube.com/watch?v=xGaT0B__2DM
- МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. (n.d.). НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС. Dostupné z http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas/oildirection/dobycha/neft_mesto/

8. Přílohy

8.1 Základy termodynamiky, entropie a maximální účinnost tepelného stroje

Termodynamika je vědním odvětvím a inženýrským nástrojem pro popis procesů vyznačujících se změnou teploty, přeměnou energie a vztahy mezi prací a teplem. Tepelné stroje (stroje, které přeměňují část přijaté energie ve formě tepla na práci) jsou dnes inherentní součástí více než 80 % celosvětové instalované kapacity pro výrobu elektřiny (zbytek tvoří zejména vodní a větrné elektrárny) a téměř 100 % světového mechanizovaného transportu. Termodynamické zákony představují fyzikální limity přírodních i člověkem iniciovaných toků energie.

Termodynamické zákony⁶²²

Nultý zákon: Jsou-li dvě soustavy v tepelné rovnováze se soustavou třetí, jsou v rovnováze i mezi sebou navzájem. Máme-li tedy například dvě otevřené nádoby (soustava 1 a 2) v uzavřené místnosti (soustava 3), pak jsou-li nádoby v tepelné rovnováze s místností, jsou v tepelné rovnováze i mezi sebou navzájem.

První zákon: Během procesu, při kterém soustava není v tepelném kontaktu s okolím (adiabatický děj), je vykonaná práce funkcí pouze počátečního a konečného stavu soustavy, nikoliv cesty mezi nimi. Tepelný tok Q je roven součtu změny vnitřní energie a vykonané práce ($Q = \Delta U + W$). Například, zahříváme-li plyn uvnitř pístu (spalovací motor), plyn se rozpíná, tlačí na píst, a tím koná práci. Zároveň se zvyšuje jeho vnitřní energie. Dodané teplo je tak rozděleno mezi změnu vnitřní energie a vykonanou práci.

Druhý zákon (Kelvin-Planckova věta): Neexistuje proces, který by přeměnil všechno přijaté teplo pouze na práci.

Druhý zákon (Clausiova věta): Neexistuje spontánní proces, jehož jediným výsledkem by byl přenos tepla z chladnějšího prostředí do prostředí teplejšího.

Druhý zákon (věta o entropii): V izolované soustavě (soustava, jež s okolím nevyměňuje ani částice ani energii) entropie neklesá.

Třetí zákon (věta o nedosažitelnosti): Žádným konečným sledem dějů nelze dosáhnout absolutní nuly (0°K).

Třetí zákon (Nerst-Simonova věta): Jak se teplota limitně blíží absolutní nule, změna entropie jakékoliv reakce je nulová.

Entropie⁶²³

Entropie je termodynamické vyjádření (ne)uspořádanosti na částicové úrovni. Platí, že při všech dějích entropie stoupá (soustava přechází ze stavu větší uspořádanosti do stavu menší uspořádanosti). Představme si například izolovanou soustavu (tj. tu, která s okolím nevyměňuje ani částice ani energii) složenou ze dvou těles: horkého a chladného. V čase dochází k toku tepla o hodnotě Q_0 směrem od teplejšího tělesa k chladnějšímu. Během této výměny se mění entropie systému, a to následně:

$$\Delta S = \frac{-Q_0}{T_1} + \frac{+Q_0}{T_2}$$

622 Lozada, G. A. (2004). Entropy and the economic process. In C. J. Cleveland (Ed.), *Encyclopedia of Energy*, Vol. 2, pp. 471–478. New York: Elsevier. doi:10.1016/B0-12-176480-X/00115-7, s. 472.

623 Nave, C. R. (2010). Second law: Entropy. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phyastr.gsu.edu/hbase/thermo/seclaw.html>

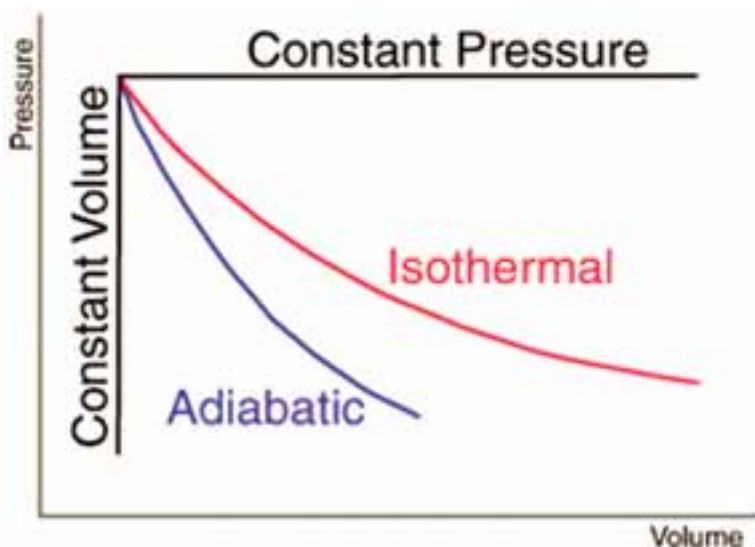
Vzhledem k tomu, že absolutní teplota teplejšího tělesa (T_1) převyšuje absolutní teplotu chladnějšího (T_2), je změna entropie kladná ($\Delta S > 0$). Pokud by teplo směřovalo opačným směrem (od chladnějšího k teplejšímu tělesu), změna entropie by byla záporná – entropie by klesala. Vzhledem k tomu, že vždy pozorujeme pouze tok tepla od teplejšího tělesa k chladnějšímu, můžeme konstatovat, že entropie nikdy neklesá (druhý termodynamický zákon). Jiným příkladem může být cihlová zeď. V okamžiku, kdy je dostavěna, je uspořádanost soustavy (zdi) maximální – entropie je tedy minimální. Časem ale zeď chátrá, až se nakonec rozpadne na hromádku cihel – jednotlivé složky soustavy své uspořádání ztrácejí. Nakonec se rozpadnou na prach i cihly a zeď splyne s okolní hlinou. Z tohoto pohledu lze vysvětlit i běh času. Je-li vesmír izolovanou soustavou, pak směřuje ke stavu rovnováhy – teplo je předáváno a entropie stoupá.⁶²⁴

Adiabatický děj⁶²⁵

Děj, kdy soustava z okolí nepřijímá, ale ani okolí neodevzdává teplo – tepelný tok je nulový ($Q = 0$). Z prvního termodynamického zákona tak vyplývá, že $\Delta U + W = 0$, tedy že $\Delta U = -W$. Vykonaná práce (W) se tak projeví změnou vnitřní energie soustavy (U). *Adiabata* je spojnice bodů na PV diagramu označujících stavy, kdy je děj adiabatický. Při adiabatickém ději se nemění entropie soustavy:

$$\Delta S = \frac{\Delta Q}{T} = \frac{0}{T} = 0$$

Obr. 61: PV diagram se znázorněním izotermy a adiabaty⁶²⁶



Izotermický děj⁶²⁷

Při izotermickém ději zůstává teplota soustavy konstantní. Její vnitřní energie se tedy nemění ($\Delta U = 0$) a v případě užití ideálního plynu je všechno dodané teplo přeměněno na práci: $Q = \Delta U + W = W$. *Izoterma* je spojnice bodů na PV diagramu označujících stavy, kdy je děj izotermický.

624 Dalším logickým krokem je takzvaná teze o tepelné smrti vesmíru. Jsou-li všechny reálné procesy provázeny předáváním tepla a růstem entropie, znamená to, že v okamžiku, kdy se všechny soustavy ocitnou vzájemně v tepelné rovnováze, ustanou všechny procesy.

625 Nave, C. R. (2010). Adiabatic process. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/adiab.html#c1>

626 Nave, C. R. (2010). Heat engine processes. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/hframe.html>

627 Nave, C. R. (2010). Isothermal process. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/isoth.html#c1>

Ideální plyn⁶²⁸

Je plyn, v němž jsou vzájemné srážky částic dokonale pružné, částice mají zanedbatelnou velikost a mimo srážek na sebe vzájemně nepůsobí.

Práce⁶²⁹

Práce je obvykle definována jako síla působící po dráze. Pro lepší ilustraci lze použít změnu energie kinetické na energii potenciální například při vynesení kuželkové koule na kopec. Kinetická energie pohybu vzhůru do kopce (síla) působí po dráze (ekvivalent výšky kopce) a mění se v potenciální energii mgh , kde h je výška kopce. Teoreticky, při zanedbání tření a valivého odporu, lze veškerou nabytou potenciální energii přeměnit zpět na kinetickou, necháme-li skutálet kouli zpět dolů. Nahradíme-li kuželkovou kouli kapalinou, můžeme využít přeměny energie z potenciální na kinetickou a pomocí vodního kola konat práci. Stejně tak píst stlačující plyn koná práci zvyšováním tlaku plynu. Zvýšit tlak plynu lze i dodáním tepla. Plyn se pak rozpíná a koná práci pohybem pístu. Tepelnou energii tak lze přeměnit na kinetickou, nicméně na rozdíl od přeměny potenciální a kinetické energie nelze ani teoreticky k přeměně mezi teplem a tlakem využít 100 % dodané energie – viz Carnotův cyklus.

PV diagram

Je graf, na jehož svislé ose je vyznačen tlak a na vodorovné ose objem plynu. U kruhových dějů (například Carnotův cyklus) je obsah plochy vymezené dějem roven práci vykonané soustavou.

Tepelný stroj⁶³⁰

Využívá rozdíl teplot mezi dvěma prostředím. Teplejší prostředí předá stroji teplo, stroj jeho část využije ke konání práce a zbytek předá chladnějšímu prostředí. Tepelný stroj může fungovat i opačně jako chladič, kdy odebírá teplo chladnějšímu prostředí a předává jej teplejšímu. K tomu je ale zapotřebí dodat práci.

Vnitřní energie⁶³¹

Skládá se ze součtu všech energií, působících „uvnitř“ soustavy. Tedy z potenciální energie molekul, kinetické energie molekul, energie jader, vazeb, elektronů a dalších energií.

Vratný děj⁶³²

Je děj, při němž je soustava po celou dobu jeho trvání v termodynamické rovnováze. Soustava neodevzdává žádnou energii, nedochází ani ke ztrátám. Teoreticky je vratný děj vysvětlován pomocí velkého množství nepatrných změn, které neovlivňují rovnováhu soustavy. Tento děj také může být kdykoliv obrácen a bez nutnosti dodání energie se vrátí do původního stavu. Ve skutečnosti jsou všechny reálné děje nevratné.

Carnotův cyklus⁶³³

Carnotův cyklus je vratný kruhový děj tepelného stroje. Skládá se ze dvou izotermických a dvou adiabatických dějů:

628 Nave, C. R. (2010). Ideal gas law. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/kinetic/idegas.html#c1>

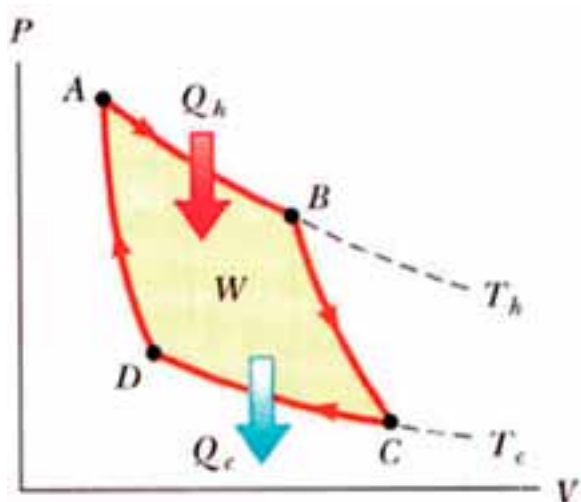
629 Nave, C. R. (2010). Work. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/hframe.html>

630 Nave, C. R. (2010). Heat engines. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/heaeng.html>

631 Nave, C. R. (2010). Internal energy. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/inteng.html#c2>

632 Salzman W. R. (2004). *pV work*. Dostupné z webových stránek University of Arizona, Department of Chemistry: <http://www.chem.arizona.edu/~salzmanr/480a/480ants/pvwork/pvwork.html>

633 Nave, C. R. (2010). Carnot cycle. In *HyperPhysics*. Dostupné z webových stránek Georgia State University, Department of Physics and Astronomy: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/carnot.html>

Obr. 62: Carnotův cyklus⁶³⁴

1. Při adiabatické kompresi (na obrázku D–A) píst stlačuje plyn, který není v tepelném kontaktu s okolím. Práce pístu W_1 se projeví nárůstem vnitřní energie, a tedy i teploty, která dosáhne hodnoty T_1 (teploty ohřívače).
2. Při izotermické expanzi (A–B) se otevře kontakt plynu s okolím, konkrétně s teplejším prostředím ohřívače. Ten plynu předá teplo, plyn se následně rozpíná a přeměňuje dodané teplo Q_2 na práci W_2 (pohyb pístu).
3. Při adiabatické expanzi (B–C) plyn do okolí neodevzdává ani z něj nepřijímá žádné teplo. Dále se rozpíná a práce W_3 , kterou přitom vykoná, jde na úkor jeho vnitřní energie (klesá teplota plynu).
4. Aby se soustava dostala zpět do bodu, kdy má maximální tlak, minimální objem a teplotu ohřívače T_1 , je třeba dodat práci W_4 , kterou píst stlačuje plyn, jehož objem následně klesá a tlak stoupá. V této fázi (C–D) zůstává teplota plynu konstantní, vzniklé teplo Q_4 se uvolňuje do okolí. Hodnoty tlaku a objemu se pohybují po izotermě, takže teplota plynu zůstává konstantní. Teplo, na které se v soustavě práce přemění, se uvolňuje do okolí (je odebíráno chladičem). V okamžiku, kdy se tlak a objem plynu dostanou do bodu, kdy izoterma protíná adiabat (bod A), kontakt plynu s okolím se uzavře a nastává první fáze.

Celková práce W vykonaná soustavou je $W = W_1 + W_2 + W_3 + W_4$. Protože práce v krocích 1 a 3 se projeví změnou vnitřní energie, která je na konci cyklu stejná jako na jeho začátku, platí, že práce vykonané v těchto dvou cyklech mají stejnou hodnotu, ale opačné znaménko, tedy $W_1 + W_3 = 0$. Celková práce vykonaná soustavou je tedy $W = W_1 + W_3$, nebo také $W = Q_1 - Q_3$. Práce je tak definována rozdílem tepla přijatého a tepla odevzdaného.

Carnotův cyklus ilustruje maximální efektivitu tepelného motoru. Tepelný motor principiálně přijímá energii z teplejšího prostředí a předává ji chladnějšímu prostředí. Její část přitom může být využita ke konání práce. Podíl vykonané práce (určené rozdílem přijatého a odevzdaného tepla) a přijatého tepla určuje účinnost tepelného motoru:

$$\eta = \frac{W}{Q_P} = \frac{Q_P - Q_O}{Q_P} = 1 - \frac{Q_O}{Q_P} (\times 100 \%)$$

⁶³⁴ Carnot Cycle. Dostupné z webových stránek Eastern Illinois University:
<http://www.ux1.eiu.edu/~cfadd/1360/22HeatEngines/Carnot.html>

V případě Carnotova cyklu závisí vztah mezi odevzdaným teplem Q_o a přijatým teplem Q_p na poměru absolutních teplot ohřivače a chladiče, tedy teplejšího prostředí (teplota T_1), odkud motor čerpá teplo, a chladnějšího prostředí (T_2), kterému motor teplo předává:

$$Q_o = \frac{T_2}{T_1} Q_p \sim \frac{Q_o}{Q_p} = \frac{T_2}{T_1}$$

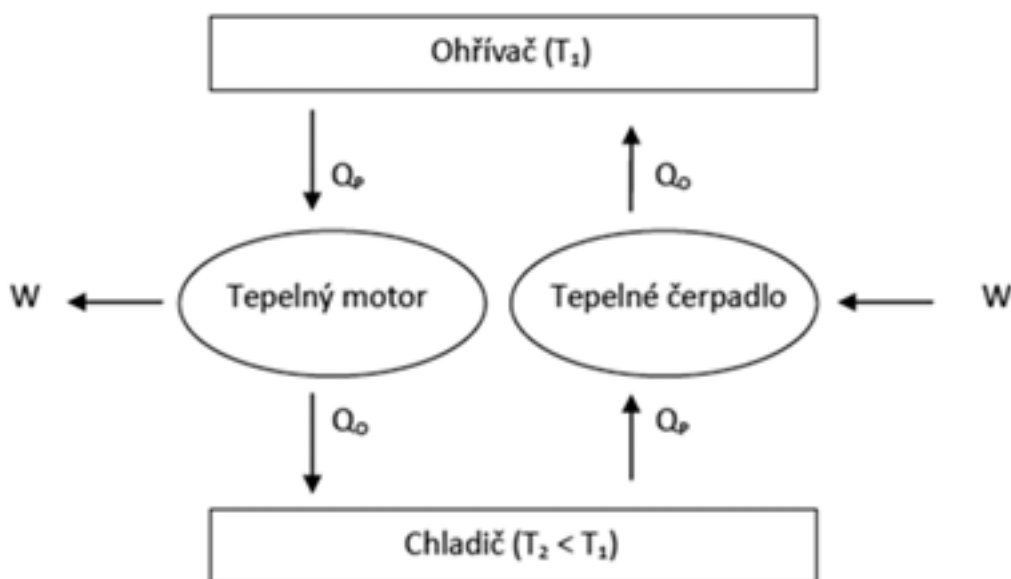
Dosadíme-li specifikum vztahu mezi k práci využitým teplem u Carnotova cyklu do rovnice účinnosti tepelného stroje, zjistíme, že účinnost Carnotova cyklu je následující:

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1} (\times 100 \%)$$

Je tedy zřejmé, že u ideálního cyklu závisí efektivita pouze na rozdílu (poměru) teplot ohřivače a chladiče. Při bližším pohledu na vzorec účinnosti je zřejmé, že může dosáhnout 100 % jen tehdy, bude-li teplota chladiče T_2 rovna absolutní nule (0 Kelvinů = $-273,15^\circ\text{C}$). Taková situace by ovšem byla v rozporu s třetím termodynamickým zákonem. Účinnost tepelného motoru bude i při zanedbání tření a použití ideálního plynu menší než 100 %. Další důležitou poznámkou je, že tepelné stroje nemohou fungovat v prostředí, které teplotou převyšuje teplotu ohřivače. Parní stroj tedy nebude pracovat, bude-li okolní teplota větší nebo rovna 100°C , auto nepojede, bude-li teplota okolí větší nebo rovna teplotě plynu ve válcích a podobně.

Účinnost však může být i záporná. Pohybuje-li se Carnotův stroj po okruhu 1–4, jedná se o ideální tepelný stroj. Pohybuje-li se však opačně, jedná se o ideální tepelné čerpadlo. Zde koná vnější síla práci, která je využita k přesunu tepla z chladnějšího prostředí do prostředí teplejšího.

Obr. 63: Tepelný stroj



Příklad 1

Využití parního stroje pro výrobu elektřiny je mimo účinnosti dalších částí soustavy omezeno účinností parního stroje. Ta je dána teplotou páry ($T_1 = 373,15 \text{ K} = 100 \text{ °C}$) a teplotou okolí, řekněme $288,15 \text{ K}$ (15 °C). Po dosazení do vzorce dostaneme následující hodnotu:

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1} = 1 - \frac{288,15}{373,15} = 0,227$$

Účinnost parního stroje v soustavě tak dosahuje 22,7 %.

Příklad 2

V tryskovém motoru je vstupním otvorem, na jehož konci je kompresor, nasáván vzduch. Kompresor se skládá z řady turbín, které jedna po druhé skokově zvyšují tlak vzduchu. Ve spalovací komoře je vzduch pod vysokým tlakem smíchán s palivem a směs je zapálena. Spalovací komoru následně horká směs opouští tryskou, v níž je umístěna turbína. Část práce, kterou expandující plyn působí na okolí („dnem“ válce je okolní vzduch, „pístem“ je jednosměrně průchozí spalovací komora), je využita k pohonu turbíny, jejíž točivý moment je přenášen na kompresor. Zbývající energie je uvolněna do okolí, poskytující tah motoru.⁶³⁵ Teplota vzduchu procházejícího přes turbínu dosahuje až $1\,700 \text{ °C}$ ($1973,15 \text{ K}$). Při okolní teplotě 15 °C ($288,15 \text{ K}$) je účinnost tepelného stroje 85,4 %.

Příklad 3

Paroplynová elektrárna spaluje v prvním stupni zemní plyn, jehož teplota ve spalovací komoře dosahuje $1\,200 \text{ °C}$. Spaliny o teplotě 550 °C opouštějí komoru a jsou využívány pro ohřev páry na teplotu 420 °C . V druhém stupni je pak pára hnána přes druhou turbínu do kondenzátoru, kde se změní na vodu a její teplota klesne na 15 °C . Celková účinnost je kombinací účinností prvního a druhého cyklu (pro jednotlivé účinnosti použijeme vztah z prvního příkladu).⁶³⁶

$$\eta = \eta_1 + \eta_2 - \eta_1\eta_2 = 0,44 + 0,58 - 0,44 \times 0,58 = 76,48 \%$$

Elektrárna s uvedenými vlastnostmi může dosahovat maximální (Carnotovy) účinnosti 76,48 %. V praxi jsou pochopitelně obvyklé nižší hodnoty – pohybují se mezi 53 a 59 %.

⁶³⁵ NASA. (n.d.). *Turbojet Engine*. Dostupné z <http://www.grc.nasa.gov/WWW/K-12/airplane/Animation/turbtyp/ettp.html>

⁶³⁶ Pro odvození celkové účinnosti kombinovaného cyklu viz Spakovszky, Z. S. (2008). Combined cycles in stationary gas turbine for power production. In *Thermodynamics and propulsion*. Dostupné z webových stránek Massachusetts Institute of Technology: <http://web.mit.edu/16.unified/www/FALL/thermodynamics/notes/node67.html>

Jmenný rejstřík

Benz, Karl, 22
Bush, George H. W., 29
Bush, George W., 29
Clinton, Bill, 29
Daimler, Gottlieb, 22
Diesel, Rudolf, 22
Dietz, Michael, 27
Drake, Edwin L., 27
Edison, Thomas A., 21
Gesner, Abraham, 27
Havlena, Václav, 152
Maybach, Wilhelm, 22
Mosaddek, Muhammad, 29
Newcomen, Thomas, 21
Nobel, Alfred, 39
Nobel, Ludvig, 39
Nobel, Robert, 39
Pahláví, Réza, 29
Parsons, Charles, 21
Rockefeller, John D., 27, 84
Rogner, Hans, 120
Spaak, Paul Henri, 162
Roosevelt, Franklin D., 28
Stanley, William, 21
Tesla, Nikola, 21
Watt, James, 21
Westinghouse, George, 21
Wrightové, Orville, Wilbur, 22

Jan Osička, Filip Černoch, Petr Ocelík, Tomáš Vlček

TECHNICKO-EKONOMICKÉ ASPEKTY ENERGETIKY

Foto na obálce: Jan Osička
Jazyková korektura: Lenka Váchová
Grafická úprava: GRAFEX-AGENCY s.r.o.

V roce 2014 vydala Masarykova univerzita,
Žerotínovo nám. 617/9, 601 77 Brno, www.muni.cz
2., aktualizované vydání

Neprodejné

www.mves.cz
www.opvk.fss.muni.cz/ensec/

ISBN 978-80-210-6650-2

DOI: 10.5817/CZ.MUNI.M210-6650-2014

Projekt „Inovace výuky na FSS – Katedra mezinárodních vztahů a evropských studií“ (CZ 1.07/2.2.00/15.0221) reaguje na potřeby pracovního trhu a nutnost komplexní přípravy studentů na zaměstnání v oborech spojených s energetikou a energetickou bezpečností. Umožňuje studentům získat prakticky uplatnitelné znalosti a těžit ze spolupráce s nejprogresivnějšími firmami v oboru. Projekt zahrnuje **9 nových či inovovaných kurzů**; prakticky orientované stáže, exkurze a kulaté stoly ve spolupráci s **ČEPS, a.s., ČEZ, a.s., Jihomoravskou plynárenskou, a.s., Muzeem naftového dobývání a geologie**; výuku **externích expertů** z USA, VB, Polska, Izraele a dalších zemí.

Projekt je spolufinancován Evropským sociálním fondem a státním rozpočtem České republiky.

<http://www.opvk.fss.muni.cz/ensec/>



INVESTICE DO ROZVOJE VZDĚLÁVÁNÍ