

Univerzita Karlova v Praze
Fakulta sociálních věd

Institut ekonomických studií



Bakalářská práce

2005

Luboš Drnek

**Univerzita Karlova v Praze
Fakulta sociálních věd**

Institut ekonomických studií

BAKALÁŘSKÁ PRÁCE

**Obchod s elektřinou na liberalizovaném trhu – využití
derivátních produktů**

**Vypracoval: Ing. Luboš Drnek
Vedoucí: Ing. Zdeněk Hrubý, CSc.
Akademický rok: 2004/2005**

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem bakalářskou práci vypracoval samostatně a použil pouze uvedené prameny a literaturu

V Praze dne

podpis studenta

Projekt bakalářské práce

Termín bakalářské zkoušky: letní semestr 2004/2005
Autor bakalářské práce: Ing. Luboš Drnek
Vedoucí diplomové práce: Ing. Zdeněk Hrubý, CSc.

Téma: Obchod s elektřinou na liberalizovaném trhu – využití derivátních produktů

Cíl práce: Cílem práce je popsat změny v elektroenergetickém odvětví, které vznikly a vznikají v důsledku nastartované liberalizace. Popis je zaměřen především na příčiny a důsledky tohoto procesu na obchodování s elektrickou energií a to jak z pohledu výrobce, resp. obchodníka, tak i spotřebitele. Ústředním motivem práce je konstatování velkého nárůstu rizikovosti podnikání v elektroenergetice a představení možných nástrojů jak tato rizika řídit. Vhodným nástrojem pro řízení některých z nich jsou deriváty na trhu s elektřinou, jimž bude věnován největší prostor práce. Na závěr se uvedou konkrétní příklady jak mohou být deriváty použity a jaké přínosy a problémy lze v jejich případě očekávat. Nakonec bude diskutováno, jaký je stav obchodování s elektřinou v současnosti v ČR včetně úvahy, zda, které kdy a jak se mohou deriváty na tomto trhu prosadit.

V práci bude hledána odpověď na následující otázky:

- Jak se změnilo prostředí pro podnikání v elektroenergetice po spuštění liberalizace tohoto trhu?
- Čím je trh s elektřinou specifický a jak tyto faktory ovlivňují obchodování na tomto trhu?
- Jakým rizikům jsou podnikatelské subjekty na tomto trhu vystaveny, která jsou ta hlavní a jak je lze řídit?
- Jaké přínosy mohou mít z hlediska omezení rizika na trhu s elektřinou derivátní produkty?
- Jaké druhy derivátních produktů jsou na trhu s elektřinou použitelné a jaké jsou již reálně obchodované?
- Jak rozšířené jsou deriváty na trzích s elektřinou v Evropě?
- Jaké jsou přínosy z využití derivátů pro výrobce potažmo obchodníky s elektřinou, jaké pro spotřebitele?
- Jaká je perspektiva využití derivátních produktů na trhu s elektřinou v ČR?

Osnova:

1. Nové trendy na trhu s elektřinou
2. Cíle a vývoj obchodu s elektřinou na liberalizovaném trhu
3. Specifické vlastnosti elektřiny jako předmětu obchodování
4. Druhy rizik při obchodování s elektřinou
5. Deriváty a management rizik
6. Obchodování s elektřinou
7. Aspekty a příklady termínových obchodů

Literatura:

1. Ing. Miroslav Kubín, DrSc. (2002); *ENERGETIKA, perspektivy-strategie-inovace*; JČE, a.s.
2. Libor Dušek (červen 1998); *Konkurence – cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie*; Liberální institut; Praha
3. Lixin Zeng (září 2000); *Weather derivatives and weather insurance: concept, application and analysis*; Bulletin of the American Meteorological Society, Vol. 81, No. 9, ; s. 2075 – 2082
4. Les Clewlow and Chris Strickland (s přispěním Vince Kaminski, Grant Masson, and Ronnie Chahal), (2003); *Energy Derivatives: Pricing and Risk Management*, Lacima Group, England
5. *Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries*; (říjen 2002), Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy
6. *Derivatives Market Concept*; číslo revize 00010, (srpen 2004), European Energy Exchange, Leipzig, Německo

V Praze dne

Podpis vedoucího diplomové práce

Podpis autora

Abstract

In this paper impacts of power industry deregulation on electricity trading are analyzed. As one of the most significant consequence of this process, a higher risk of entrepreneurial activities in this sector is recognized. Among others, price risk and volume risk are the most considerable. Different tools to manage the energy risk are discussed, a detailed approach in this respect is dedicated to energy derivatives and its trading. Derivatives of price indices to manage the electricity price risk including illustration of its application, weather derivatives to hedge against volume risk and exchange trading as a way to reduce the counter-party risk. In brief, particular exchange trading methods are introduced together with a list of existing power exchanges in Europe and currently offered products. In the end there is a short consideration of a possible potential of energy derivatives in the Czech market.

V práci jsou popsány dopady liberalizace elektroenergetického odvětví na obchodování s elektrickou energií. Jako jeden z hlavních následků tohoto procesu je označena zvýšená rizikovost spojená s podnikatelskými aktivitami v tomto oboru a to především cenové riziko a riziko objemu. V práci jsou diskutovány různé nástroje jejich řízení, podrobně je pak v tomto ohledu pojednáno o derivátních produktech. Deriváty cen elektřiny pro jištění rizika ceny a deriváty počasí pro jištění rizika objemu, ilustrované na konkrétních příkladech; burzovní obchod jako způsob eliminace rizika protistrany. Stručně jsou též uvedeny formy realizace burzovního obchodu s elektřinou, existující evropské burzy a přehled aktuálně nabízených produktů. V závěru je připojena úvaha o potenciálu derivátních obchodů v podmínkách ČR.

Obsah

1	ÚVOD	7
2	NOVÉ TRENDY NA TRHU S ELEKTRINOU	9
3	CÍLE A VÝVOJ OBCHODU S ELEKTRINOU NA LIBERALIZOVANÉM TRHU	12
4	SPECIFICKÉ VLASTNOSTI ELEKTRINY JAKO PŘEDMĚTU OBCHODOVÁNÍ	13
4.1	UNIVERZÁLNOST A NESKLADOVATELNOST	13
4.2	STRUKTURA ODVĚTVÍ A ELEKTRÁRENSKÝCH ZDROJŮ	14
5	DRUHY RIZIK PŘI OBCHODOVÁNÍ S ELEKTRINOU	17
5.1	CENOVÉ RIZIKO	17
5.2	RIZIKO OBJEMU	17
5.3	RIZIKO PROTISTRANY	17
5.4	RIZIKO POČASÍ	18
5.5	LEGISLATIVNÍ RIZIKO	18
5.6	TECHNICKÉ RIZIKO	19
5.7	DERIVÁTNÍ RIZIKA – RIZIKO BÁZE, LIKVIDITY, MODELOVÉ	19
6	DERIVÁTY A MANAGEMENT RIZIK	21
6.1	ŘÍZENÍ RIZIK BEZ VYUŽITÍ DERIVÁTŮ	22
6.2	ŘÍZENÍ RIZIK DERIVÁTNÍMI OBCHODY	23
6.2.1	<i>Nepodmíněné derivátní kontrakty</i>	24
6.2.2	<i>Podmíněné derivátní kontrakty</i>	27
6.2.3	<i>Rizikové profily</i>	29
7	OBCHODOVÁNÍ S ELEKTRINOU	32
7.1	MECHANISMUS BURZOVNÍHO OBCHODU	33
7.1.1	<i>Call aukce</i>	33
7.1.2	<i>Průběžný obchod</i>	35
7.2	BURZOVNÍ OBCHOD S ELEKTRINOU V EVROPĚ	36
7.3	OBCHOD S ELEKTRINOU V USA	38
7.4	DRUHY DERIVÁTŮ NA TRHU S ELEKTRINOU DLE PODKLADOVÉHO AKTIVA	39
7.4.1	<i>Deriváty počasí</i>	39
7.5	NĚKOLIK ASPEKTŮ PRAKTICKÉHO VYUŽITÍ DERIVÁTŮ	45
8	PŘÍKLADY TERMÍNOVÝCH OBCHODŮ	47
8.1	VÝROBCE ELEKTRINY PRODÁ MĚSÍČNÍ FUTURES	49
8.2	VÝROBCE ELEKTRINY PRODÁ KUPNÍ OPCÍ NA MĚSÍČNÍ FUTURES	52
8.3	PRŮMYSLVÝ PODNIK KUPÍ KUPNÍ OPCÍ NA MĚSÍČNÍ FUTURES	54
8.4	PRŮMYSLVÝ PODNIK KUPÍ PRODEJNÍ OPCÍ NA MĚSÍČNÍ FUTURES	56
9	ZÁVĚR	58
10	SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY	61

1 Úvod

Předkládaná práce je výsledkem analýzy současného stavu obchodování s elektřinou na vybraných liberalizovaných trzích ve světě i v České republice s cílem vyvodit z těchto informací závěry ohledně možného vývoje trhu s elektřinou v ČR. Klade si za cíl seznámit čtenáře s některými zásadními změnami, které se před a v průběhu liberalizace v elektroenergetickém odvětví udály a jaké měly v širším kontextu důsledky právě na obchodování s elektřinou. Popisuje, jak je trh s elektřinou v jednotlivých zemích organizován a jaká rizika jsou s obchodní činností na něm obecně spojena. V tomto okamžiku se dostává na hlavní téma práce, jímž je využití derivátních produktů na trhu s elektřinou jako nástroje k eliminaci dvou hlavních rizik, jež je možné řídit¹: cenového rizika a rizika objemu.

Nejrozšířenější formou současného obchodování s elektřinou v ČR jsou termínové obchody ve formě dvoustranných smluv, zbytek elektřiny je zobchodován na krátkodobém (denním a vnitrodenním) a vyrovnávacím trhu. V současnosti tedy nejsou termínové derivátní obchody realizovány ani legislativně připraveny, ale zkušenosti ze všech významných trhů v Evropě ukazují, že mají na otevřeném trhu s elektřinou široké uplatnění a mnohde jsou již jeho nedílnou součástí. Přestože je jejich historie na trzích s touto značně specifickou komoditou velmi krátká, jejich obliba prudce roste, a obchodované objemy na termínových trzích již v prvních letech překonaly výkony trhů spotových. Na základě toho je oprávněné se domnívat, že se derivátní produkty brzy objeví i na českém trhu. A protože obchodní subjekty činné na zdejších trzích mají poměrně velký deficit informací a znalostí z této oblasti a literatura týkající se tématu psaná v českém jazyce téměř chybí, je právě derivátům na trhu s elektřinou věnován největší podíl celé práce.

V její první části jsou diskutovány dopady liberalizace elektroenergetiky, která v některých zemích začala již na počátku 90. let minulého století, a jež celé odvětví významně proměnila. Jedním z hlavních důsledků tohoto nastartovaného procesu byl růst rizikosti podnikání pro většinu účastníků trhu. Aby tito mohli i nadále úspěšně své podnikání provozovat, museli začít tato nová nebo zvýšená rizika řídit. Jedním z nástrojů užívaným běžně ve většině zemí s otevřeným elektroenergetickým trhem jsou derivátové produkty. Ty již velmi dlouhou dobu na trzích ostatních komodit pro řízení rizika slouží. Nicméně je zapotřebí zdůraznit jeden základní fakt a to, že trh s elektřinou má oproti ostatním svá specifika, která jej dělají do značné míry unikátní. Mezi ně patří neskladovatelnost elektrické

¹ Na rozdíl např. od rizika legislativního, viz dále

energie a náročný způsob její výroby, ale i velká závislost lidstva na její spotřebě a s tím související neelastičnost poptávky po ní a značná volatilita trhu.

Po uvedení těchto hlavních odlišností následuje vyjmenování a stručný popis rizik, kterým jsou účastníci trhu s elektřinou vystaveni. Poté jsou představeny jednotlivé způsoby, jakými se tato rizika dají řídit včetně jejich porovnání. Od této části se práce věnuje již pouze derivátům na trhu s elektřinou ve formě nástroje k řízení rizik. Nejdříve jsou jednotlivé deriváty (forvardy, futures, opce a swapy) představeny obecně. Teprve následně je možné podrobně rozebrat jednotlivé existující deriváty na trhu a hlavně se zaměřit na ty, které jsou zatím poměrně exotické, ale kterým je přisuzován velký potenciál do budoucna, tedy deriváty počasí. Na trhu s elektřinou se zatím vyskytují dvě skupiny derivátů, a to deriváty ceny elektřiny (objemem obchodování v současnosti mnohem významnější) a deriváty počasí. Zatímco deriváty založené na ceně elektřiny jsou vhodné pro jištění cenových rizik, deriváty počasí naopak pro jištění rizika objemu, přičemž obě rizika jsou nezanedbatelná. Počasí, ať už v jakékoli formě, má totiž na energetiku významný vliv nejen co se úrovně výroby resp. spotřeby elektřiny a tepla týče, ale i spolehlivosti jednotlivých prvků, které výrobu a přenos do místa spotřeby technicky zajišťují. O významu počasí pro elektroenergetiku svědčí údaje o ekonomických ztrátách plynoucích z jeho rozmarů, které se odhadují celosvětově na stovky miliard USD ročně pouze v tomto odvětví.

V závěru práce jsem považoval za vhodné demonstrovat využití derivátů alespoň k jištění cenových rizik, příklady derivátů počasí jsou náročnější a přesáhly by rozsah i zaměření práce. V příkladech byla použita reálná data z německé burzy s elektřinou EEX, neboť tam se s těmito deriváty, na rozdíl od ČR, již delší dobu obchoduje. Tato část již jen podtrhuje význam derivátů pro jištění hlavně cenových rizik a tím zajištění stabilního cash-flow pro stranu nabídky i poptávky.

Práce byla psána nikoli za účelem podrobného rozboru probíraných jednotlivostí. Záměrem bylo se o co nejvíce z nich zmínit, stručně je popsat a vytvořit zdroj agregovaných informací o poměrně rozsáhlém a aktuálním tématu. Sekundárním cílem bylo shromážděné informace, napsané v drtivé většině v angličtině, zprostředkovat také českým čtenářům. Text je doplněn řadou odkazů na odbornou literaturu a informační zdroje, které jsou zájemcům o konkrétní oblast vřele doporučeny.

2 Nové trendy na trhu s elektřinou

Několik posledních let bylo bohatých na události a procesy, které značně změnilo odvětví elektroenergetiky, resp. odvětví výroby, rozvodu a užití elektrické energie (a tepla) a měly přímý nebo nepřímý dopad na organizaci trhu s elektřinou, způsoby obchodování, uvedení nových produktů a v neposlední řadě na vývoj cen. Vstup ČR do Evropské unie byl kromě jiného podmíněn přípravou a provedením liberalizace trhu s elektřinou a plynem. Postupné otevírání trhu s elektřinou začalo v roce 2002, kdy si svého dodavatele mohly vybrat největší odběratelé v rámci republiky, a bude dovršeno v roce příštím, kdy poslední dosud chránění zákazníci, tj. domácnosti, se rovněž stanou oprávněnými změnit svého dosavadního dodavatele.

Liberalizace trhu s elektřinou proběhla téměř ve všech členských a kandidátských zemích Evropské unie a měla především v původní EU-15 za následek rozsáhlou reorganizaci a restrukturalizaci oboru provázené velkým objemem fúzí a akvizic. Díky liberalizaci a unbundlingu² se v tomto síťovém odvětví objevila konkurence a obrovský tlak na snižování nákladů v situaci, kdy paradoxně bylo současně potřeba velké náklady spojené s těmito procesy vynaložit. Jednalo se zároveň o proces naprosto ojedinělý, který kromě zkušeností z USA (jež nebyly právě pozitivní) nebyl v elektroenergetice předtím realizován. Jeho průběh nebyl ani přímočarý ani bezproblémový³, měl řadu odpůrců a jeho výsledek nebylo možné předem dostatečně dobře odhadnout a není ani jednoduché ho nyní jednoznačně hodnotit. V České republice se po mnohaletém tápání⁴ situace do značné míry stabilizovala a na trhu působí pouze silné (v rámci EU) společnosti v čele se společností ČEZ.

Nová Pravidla Provozování Distribučních Soustav (PPDS) přijatá v roce 2004 přinesla provozovatelům Lokálních Distribučních Soustav (LDS) povinnost opatřit si licenci na distribuci, což pro ně znamenalo velké změny v jejich podnikání díky mnoha povinnostem z jejich nové role vyplývajících. Dalším, pro energetiku novým trendem je legislativní podpora a masivní zájem o budování alternativních zdrojů energie. Z hlediska předpokládaného objemu instalovaného výkonu, ale i podle míry, do jaké bude odvětví ovlivněno, je nejvýznamnější využití energie větru. Jak bude předvedeno v následujícím oddíle, právě větrné elektrárny, kromě vlivu na výslednou hladinu cen elektrické energie, přináší nezanedbatelné efekty i na technické aspekty spojené se zásobováním elektrickou

² Povinné oddělení regulovaných a neregulovaných činností v rámci distribuce elektřiny

³ viz např. německá diskuze o mife a potřebě regulace odvětví a dodatečné zavedení instituce regulátora

⁴ oddělení a poté částečné sloučení výroby a distribuce, posun od politického „zákazu“ (doprovázeného personálními změnami) k politické podpoře zahraničních akvizic a nákupu firem těžících uhlí společností ČEZ, dlouhodobá neschopnost přijmout jednoznačnou a názorově konzistentní státní energetickou koncepci, atd.

energií. Budoucí podobu české energetiky včetně obchodování s elektřinou zásadně ovlivní rozhodnutí o budování nových resp. obnovu starých zdrojů⁵. Toto rozhodnutí nelze již dlouho odkládat, pokud by se současný instalovaný výkon elektrárenských zdrojů měl přibližně zachovat. Na případu Itálie, která velkou část své spotřeby elektřiny kryje dovozem, lze demonstrovat, co vše je v sázce.

Na straně spotřeby postupným zaváděním energeticky úsporných technologií a díky rostoucím potřebám přizpůsobovat odběr elektřiny objemu a četnosti výroby nebo jiným faktorům je stále větší tlak na nahrazení klasických dlouhodobých smluv alternativními flexibilními produkty. Posledním důležitým bodem je vývoj světových cen ropy a zemního plynu a zvyšující se nejistota dodávek těchto komodit. Politické napětí a nestabilita v klíčových oblastech světa spolu s vývojem kurzu amerického dolaru, který zvyšuje napětí na finančních trzích, způsobuje vysoké ceny těchto surovin a jejich hluboké a neočekávané výkyvy.

Přestože výše uvedený výčet změn v elektroenergetice je značně rozsáhlý a zdánlivě nesourodý, všechno jsou to věci, které s předmětem této práce, tj. s využitím derivátů při obchodování s elektrickou energií, souvisejí. Deriváty v elektroenergetice jsou fenoménem posledních necelých dvou desetiletí. Zájem o ně nastal prakticky až s liberalizací trhů s elektřinou v Evropě a USA. Jejich význam na některých zahraničních trzích, měřitelný například objemem transakcí a jeho dynamikou, rozhodně není zanedbatelný. V podmínkách české elektroenergetiky je jejich využívání, pokud vůbec, velmi ojedinělé a informovanost o této problematice mezi pracovníky zodpovědnými za plánování a nákup (nebo naopak prodej elektřiny) není vysoká, hlavně mezi těmi s odborným technickým vzděláním. Stimulem pro napsání této práce byl především fakt, že česky psaná literatura na toto téma, zaměřená navíc na lokální potřeby a podmínky není, alespoň pokud vím, k dispozici.

K cílům této práce patří stručná klasifikace derivátů používaných a použitelných na trhu s elektřinou, diskuze nad problematikou obchodování s elektřinou obecně a ve vztahu k použití derivátů. Hlavní důraz byl kladen na to, aby byly srozumitelně prezentovány pokud možno všechny důležité vlastnosti, přínosy ale i nevýhody použití derivátů na tomto velmi specifickém trhu. Na tuto první část práce navazuje druhá, ve které je popsán současný stav obchodování s deriváty na trhu s elektřinou v USA a vybraných členských zemích EU co se týká struktury a organizace trhu, nabídky produktů, obchodovaných objemů atd.

⁵ zde jsou determinujícími faktory: zajištění dodávek uhlí, vývoj energetické politiky vlády, ale také „politická průchodnost“ elektřiny z jádra

Jak je patrné již z předchozího, problematika je značně široká, zahrnuje řadu odlišných témat, které ovšem nelze opomenout, pokud je cílem vytvořit ucelený dokument. Toho je dosaženo na úkor hloubky záběru, která se může někomu zdát v určitých pasážích nedostatečná, nicméně odpovídá předsevzaté úloze, tj. zpřístupnit agregované a setříděné informace těm, kteří mají v náplni práce „nakupovat“ elektřinu (tj. například energetici průmyslových podniků), ale pro které mohou být nové možnosti v obchodování s elektřinou neznámé, neboť jejich činnost se do nedávné doby omezila na sjednávání diagramů v rámci standardních smluv s příslušnou regionální distribuční společností.

3 Cíle a vývoj obchodu s elektřinou na liberalizovaném trhu

V úvodu jsou konstatovány změny, které v elektroenergetice během posledních let proběhly a dosud probíhají, nicméně tam chybí motivace, proč k těmto změnám vlastně došlo, a jaké z nich vyplývají důsledky především pro spotřebitele (neboť to je cílová skupina těchto reforem). Cílem liberalizace trhu s elektřinou bylo vnést do tradičně regulovaného odvětví konkurenci. Konkrétně se to týká oblasti výroby a obchodu s elektřinou, protože v rámci přenosu a distribuce to z mnoha důvodů není rozumné nebo reálné⁶, a proto zůstává technické zajištění dopravy elektřiny z místa výroby do místa užití regulovaným podnikáním. Z toho vyplývá nutnost tyto činnosti v rámci původních REASů (zkratka pro společnost distribuující elektřinu) oddělit (unbundling). Tím nicméně nevzniká výraznější újma na dopadech liberalizace. Dodavateli, a to jak výrobci, tak i obchodníkovi, je umožněn nediskriminační přístup k odběrnému místu zákazníka, aniž by musel vlastnit nebo vybudovat příslušné elektrické vedení. Vzato obráceně, spotřebitel si může svého dodavatele elektřiny svobodně vybrat.

Tento proces by měl přinést kromě zvýšení úrovně péče o zákazníka především snížení cen elektřiny, a to jednak zavedením konkurenčního prostředí, a také tím, že budou rozkryty náklady za regulované a neregulované činnosti v rámci bývalých REAS, čímž se zmenší možnost s náklady za distribuci (= jeden ze vstupních údajů pro výpočet koncové ceny elektřiny) manipulovat skrytými křížovými dotacemi. Konkurenční prostředí kromě snižování marží přináší účinný tlak na efektivní užívání disponibilních zdrojů energie. Nasazování zdrojů se vedle technického řídí i hlediskem měrných nákladů, čehož přímým následkem by měl být pokles celospolečenských nákladů na výrobu elektřiny, efektivnější využívání „neobnovitelných“ zdrojů energie, ale např. i uzavírání nerentabilních elektráren. Obchodování na liberalizovaném trhu s cílem optimalizovat obchod s elektřinou prostřednictvím starých i nových obchodních kanálů (burzy, online brokeři, OTC obchod) a produktů, a dosáhnout tak lepších cen při nákupu/prodeji elektřiny, má však i negativní stránku a tou je, v porovnání s trhy ostatních komodit, relativně vysoká volatilita cen a z toho plynoucí nutnost zajištění se proti cenovým rizikům. Pro tuto úlohu jsou vhodným nástrojem právě termínové obchody, jimž se tato práce věnuje.

⁶ jsem si vědom toho, že toto tvrzení může být pro někoho značně kontroverzní, ale nerad bych zde na toto téma argumentoval a odváděl tak pozornost od zvoleného tématu

4 Specifické vlastnosti elektřiny jako předmětu obchodování

4.1 Univerzálnost a neskladovatelnost

Elektrická energie je jednou z nejuniverzálnějších forem energie, jaké má lidstvo v současnosti k dispozici. Její hromadnější výroba a užití se začaly zhruba ve druhé fázi průmyslové revoluce v západní Evropě a za 200 let se elektřina stačila rozšířit do téměř všech oborů lidské činnosti a stát se (naprosto) nepostradatelnou. Když odhlédneme od otázky omezenosti primárních zdrojů energie (ropa, uhlí, zemní plyn), ze kterých se elektřina převážně vyrábí, i od problematiky udržitelného vývoje, pak lze konstatovat, že technologicky jsou všechny stupně v elektroenergetice od těžby a dopravy surovin, přes výrobu, rozvod, distribuci a užití elektřiny zvládnuty na vysoké úrovni a v podvědomí většiny z nás je elektrická energie vnímána jako médium samozřejmé, levné a jednoduše dostupné. Proto a díky její univerzálnosti je závislost lidstva (a to zdaleka ne pouze rozvinutých zemí) na zásobování elektřinou velická a má tendenci neustále se zvětšovat.

V případě elektřiny je totiž velkým problémem nalézt její možné substituty – pro napájení elektrických spotřebičů žádná alternativa není a pro účely vytápění sice ano, ale změnám v druhu použité energie do značné míry brání vysoké počáteční náklady např. na pořízení kotle na jiný druh paliva. V neposlední řadě je dodávka elektřiny „neadresná“, tj. je nemožné dodat v rámci smlouvy energii od daného výrobce konkrétnímu zákazníkovi, ale jediné možné řešení je dodat ji v místě výroby do sítě a ze sítě ji v místě odběru spotřebovat. To samozřejmě za předpokladu, že obě místa jsou připojena do stejné sítě resp. obě sítě jsou navzájem propojeny a je k dispozici potřebná přenosová kapacita.

Nespokojíme-li se ovšem s pohledem běžného spotřebitele, zjistíme, že elektřina má kromě společných i několik vlastností, které jí zásadně od ostatních síťových médií (voda, pára, teplo, plyn) odlišují a znamenají podstatně větší míru složitosti při její výrobě, transportu a užití. Tok elektřiny (a všech ostatních médií) se řídí fyzikálními zákony, což je na jednu stranu výhodou, neboť jsou známá a prakticky neměnná „pravidla hry“, ale na druhou stranu i značný problém hlavně z hlediska řízení jejího toku nebo ochrany osob a majetku. Fyzikální zákony totiž „garantují“, že v každém časovém okamžiku se výroba elektřiny co do množství rovná její spotřebě a změny ve velikosti spotřebovávaného výkonu v každém okamžiku způsobují změny v množství točivé energie „uložené“ ve všech strojích pracujících do soustavy (tj. v případě výkonových změn dochází ke změnám frekvence). Tyto změny musí zdroje automaticky vyrovnávat, aby nedošlo k výraznějším odchylkám systémových

parametrů (především právě frekvence) od smlouvené hodnoty. To by mělo dalekosáhlé následky, protože zdroje i mnohé spotřebiče jsou vybaveny ochranami, které při příliš velkých změnách frekvence dané zařízení od sítě automaticky odpojí.

Tato tzv. primární regulace je samozřejmě hlubší technický problém, ale i z toho, co bylo výše popsáno se dá dobře vidět to, že elektroenergetická soustava, jako prostředek pro výrobu a transport elektřiny, se dá chápat jako složitý a rozsáhlý „živoucí organismus“, vybavený obrovským počtem prvků různé funkce, účelu, technologické úrovně a stáří. Ty musí být koordinovány a řízeny tak, aby dokázaly zajistit dodávku téměř nezávisle na předem nepředvídatelném chování spotřebitelů a navíc byly do určité míry odolné vůči poruchám. K tomu je výraznou „nevýhodou“ fakt, že na rozdíl od ostatních médií je elektřina jen velmi obtížně skladovatelná, resp. realizace a provoz technických prostředků k tomu určených jsou spojeny s vysokými náklady, a problém řeší jen částečně (omezená kapacita i škálovatelnost).

Obchodování s elektřinou má tedy s fyzickým trhem velmi silnou vazbu, čímž se tento trh od téměř všech ostatních odlišuje. U všech transakcí připravených na „finančním“ trhu musí být prověřena jejich fyzická realizovatelnost, především co se týká transportu nasmlouvaného objemu. Realizace jednotlivých kontraktů může být omezena nebo i zmařena různými poruchami. Díky nedostatečně dimenzovaným přeshraničním profilům je např. podstatně limitován objem zahraničního obchodu. Tato problematika je samozřejmě mnohem širší, nicméně pro názornost se zdálo vhodné uvést v následující podkapitole příklad, jak technické parametry (počet a typ elektrárenských zdrojů) mohou ovlivnit obchodní prostředí (úroveň a volatilitu cen).

4.2 Struktura odvětví a elektrárenských zdrojů

Pro uvedení příkladu nejdříve krátký úvod do organizace fyzického trhu. Základem odvětví elektroenergetiky v rámci státu je přenosová a jednotlivé distribuční soustavy, které jsou propojené do jednoho celku. Do něj v různých místech (geograficky i dle úrovně napětí) pracují jednotlivé zdroje elektrické energie. Z toho systému pak odběratelé, také v různých bodech sítě, odebírají elektrický proud. Jednotlivé národní elektrizační soustavy jsou vzájemně propojené přeshraničními vedeními, která zajišťují realizaci mezinárodního obchodu a vzájemné technické pomoci. Budeme-li v dalším mluvit o situaci v liberalizovaném energetickém sektoru, potom část tohoto sektoru zahrnující tzv. síťové služby, čili přenos a distribuci, je uznávána jako přirozený monopol. Jedná se tedy o podnikání v regulovaném prostředí, na které obvykle (např. v Německu byl regulační úřad institucionalizován až dodatečně po otevření trhu) dohlíží regulační autorita.

Výroba a obchod naproti tomu na liberalizovaném trhu plně (oprávněný vs. chráněný zákazník) regulované nejsou, což by mělo vytvářet prostor pro účinnou konkurenci a efektivní využívání primárních zdrojů. Pro výrobu resp. zdroje elektrické energie to tedy znamená podstatnou změnu jak pro provoz v reálném čase, tak i z hlediska středně a dlouhodobého plánování. Mění se také filosofie prognózování a strategického plánování budoucího rozvoje elektroenergetiky z pohledu státu resp. vlády a MPO. Výstavba nových zdrojů podléhá autorizaci a je bez výjimky obrovsky investičně a časově náročným projektem, ovlivňující přírodu i život lidí ve svém (bezprostředním) okolí; v neposlední řadě je to i politicky citlivé téma.

Zatím je v ČR disponibilních zdrojů, i při uvážení zatížení ve špičkách, přebytek. Tento stav, způsobený útlumem spotřeby hlavně díky redukci podílu těžkého průmyslu a likvidaci některých neefektivních technologií po roce 1989, je ovšem díky od té doby pravidelnému každoročnímu mírnému růstu spotřeby a končící životnosti relativně velkého podílu zdrojů pouze dočasný. Přitom právě celkový instalovaný výkon a technické parametry disponibilních zdrojů elektřiny významně celé odvětví včetně obchodování s elektřinou ovlivňuje. Pokud je např. relativně malý podíl volných výrobních kapacit, pak mohou být během špiček v kombinaci s odstávkami a/nebo případnými poruchami problémy se zajištěním dodávek a na otevřeném trhu s vysokou volatilitou cen elektřiny s maximy na o několik řádů vyšší úrovni oproti průměrným hodnotám. Podobná situace nastala v létě 2000 v Kalifornii a vyústila až v selhání trhu a zásah regulačního orgánu. Spotřeba elektřiny má velice nízkou cenovou elasticitu, protože pro většinu spotřebitelů není jiný substitut. Dále neexistuje vazba jejich chování na vývoj cen v reálném čase. Výrobní kapacita zdrojů má přirozeně své technické omezení, a čím více se mu blížíme, tím více se nabídková křivka natáčí do vertikální polohy (tvar hokejové hole). A čím víc se situace v energetickém sektoru blíží výše uvedenému stavu, tím větší je právě potřeba účastníků trhu se proti tomuto riziku bránit.

Podobně jako soustava s malými elektrárenskými rezervami se bude chovat i elektrizační soustava s velkým podílem větrných elektráren nebo zdrojů podobného charakteru. Počasí je předvídatelné jen v omezeném rozsahu a navíc dokáže být velmi proměnlivé. Nepříznivé počasí může většinu z těchto zdrojů vyřadit nebo bude jejich výkon silně kolísat, což může, opět v kombinaci s odstávkami a/nebo poruchami, způsobit vysokou volatilitu cen. Za výkon z větrných elektráren v provozu se v současné době drží zhruba stejný nebo minimálně poloviční výkon v pohotovosti v klasických zdrojích. Trend je ovšem jasný – v přípravě nebo realizaci jsou větrné parky celkově o stovkách MW instalovaného

výkonu, životnost mnohých tepelných elektráren je u konce a rozhodnutí o jejich rekonstrukci nebo o stavbě nových zatím žádné nepadlo. Situace je tedy o to vážnější, protože se sešly dva trendy působící proti sobě. Navíc motivy k tomu, aby výrobci z klasických zdrojů dali přednost zálohování větrných elektráren před výrobou a prodejem elektřiny, se hledají dost obtížně, a případnými cenovými motivacemi je trh deformován. Podíl větru bude nejvíce dán podporou, jakou stát např. ve formě vyšších výkupních cen nebo zelených certifikátů nastaví, neboť ta o rentabilitě jednotlivých projektů rozhoduje.

5 Druhy rizik při obchodování s elektřinou

Ještě předtím, než se dostane na jednotlivé druhy termínových obchodů, je účelné stručně uvést možná rizika týkající se obchodu s elektřinou. Zatímco podnikání v regulovaném prostředí pod ochranou státu bylo téměř bez rizika s minimem důvodů, proč se managementem rizika zabývat, deregulace a liberalizace trhu s elektřinou přinesla jeho účastníkům kromě nových šancí i řadu nových rizik. To přinutilo jednotlivé subjekty na trhu hledat cesty jak některým těmto rizikům čelit, ochránit své investice, popř. zajistit stabilizaci cash-flow. Systém managementu rizik je pro energetický sektor relativně nový.

Obecně se rozlišuje pět typů rizik, kterým musí podnikatelské subjekty čelit: *tržní riziko* (neočekávané změny cen akcií, cen komodit, úrokových měr nebo měnových kurzů), *riziko neplnění závazků*, *provozní riziko* (poruchy zařízení, obchodní ztráty), *riziko likvidity* a *riziko politické* (změny v legislativě, nařízeních nebo předpisech, vyvlastnění).⁷

5.1 Cenové riziko

V energetice se nejvíce prosazuje riziko tržní – nebo ještě lépe, riziko cenové, které se týká všech skupin, jež se obchodování účastní, tedy jak výrobců, tak obchodníků a spotřebitelů. Specifické vlastnosti elektřiny, především její neskladovatelnost a omezená disponibilní výrobní kapacita, způsobují při změnách poptávky a nabídky na spotovém trhu značné cenové výkyvy. Výsledná cenová volatilita podstatně překračuje míru kolísání cen jiných komodit. Toto riziko lze výrazně omezit pomocí termínovaných obchodů s forvardy, futures nebo opcemi na futures.

5.2 Riziko objemu

Pro obchodníky představuje toto riziko možné ekonomické ztráty způsobené nepřesnou předpovědí potřebného množství elektřiny, rychlými a neočekávanými změnami počtu zákazníků, neočekávanými výpadky produkce nebo např. změnami v plánu inspekcí a odstávek zdrojů. Pokud je derivátní trh dostatečně likvidní, může každý svoje pozice s relativně nízkými náklady optimalizovat a rychle a jednoduše se novému požadovanému množství přizpůsobit.

5.3 Riziko protistrany

Co se týká prodeje elektřiny, vztahuje se toto riziko na zpoždění nebo odepření plateb za dodanou energii. Pro nákup i prodej existuje hrozba nedodržení odběru nebo dodání

⁷ klasifikace převzata z Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, "Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries", (October 2002), s. 9

kontrahovaného množství. Nejeftivnější řízení tohoto rizika může nabídnout burza a její clearingoví partneři pravidelným vyhodnocováním individuálního rizika a zajišťováním plnění povinností vyplývajících z burzovních transakcí.

5.4 Riziko počasí

Počasí je velmi silnou determinantou cen elektřiny a může rovněž významně ovlivňovat přenosové schopnosti vedení vysokého i velmi vysokého napětí. „...Povětrnost (počasí) je podle mínění mnohých expertů nejdůležitější nezávislou variabilní poptávky energie, a v případě vodních elektráren také otázkou jejich disponibility.“⁸ Velké a neočekávané změny počasí ovlivňují aktuální výši ceny především špičkové elektřiny jednak přímo přes zvýšenou resp. sníženou poptávku subjektů převážně residenční, komerční nebo veřejné sféry po elektřině, jednak nepřímo přes změnu poptávky těchto subjektů po případných alternativních primárních zdrojích energie (především plynu, jehož cena významně působí na ekonomičnost provozu plynových turbín).

Podobně na straně nabídky mohou menší než průměrné srážky snížit množství vyrobené elektřiny v hydroelektrárnách a tím i příjmy jejich provozovatelů. Tentýž efekt má i úroveň a stabilita větru na provoz elektráren větrných. Za tyto „obnovitelné“ zdroje pak musí být nasazeny zdroje v záloze, čímž se zmenšuje velikost výkonu disponibilní zálohy a zvyšuje riziko vzniku výkonového deficitu spojeného s prudkým růstem cen elektřiny. Současně dle okolností může růst i pravděpodobnost vzniku lokálních nebo celosystémových poruch. Velmi výrazně se tento efekt projevuje v oblastech s větším podílem větrných elektráren, neboť rychlost větru, a tím výrobní kapacita těchto elektráren, se oproti vodním vyznačuje značnou a rychlou proměnlivostí, a lze ji jen velmi obtížně (na rozdíl od úhrnu vodních srážek) předpovídat.

5.5 Legislativní riziko

Změny regulatorního rámce, energetické politiky nebo legislativy týkající se libovolné oblasti energetiky mohou mít zásadní dopad především na provozní náklady a tím ekonomickou návratnost různých investičních projektů. Lze si vymyslet nekonečně mnoho rizik, jejichž řízení by bylo přinejmenším problematické a proti mnohým z nich ani účinná obrana neexistuje. Zásadním krokem k minimalizaci těchto rizik je proto transparentní, dlouhodobě konzistentní regulace a energetická politika státu. Pro ilustraci jeden příklad za všechny. V Austrálii v únoru 2000 během vrcholícího léta došlo ve státě Victoria kvůli 24ti

⁸ Miroslav Kubín, „ENERGETIKA perspektivy-strategie-inovace“, (2002), s. 122

hodinové stávce místních zaměstnanců k odstavení elektrárny Yallourn. Díky 40°C vedru a tím pádem velké spotřebě byla soustava brzy přetížena a vypadly další dva elektrárenské bloky. Vláda státu Victoria využila možnosti, které jí v případě stávky dával National Electricity Code (zřejmě na úrovni českého Energetického zákona) a uplatnila omezení ceny na spotovém trhu v intervalu 37 až 120 AUD/MWh. Záhy poté navíc bylo na její příkaz provedeno výkonové odlehčení odpojením nedůležitých odběratelů. Vláda samozřejmě chtěla zabránit vzniku blackoutu, ale podle většiny odborníků tato opatření nebyla na místě.

Jednak vedení Yallournu nechalo na dobu stávky pořídit jištění na termínovém trhu, navíc se ostatní účastníci trhu snažili zvládnout rizika vyplývající ze stávky běžnými tržními mechanismy. Zásahem státu byl ovšem trh paralyzován. Naopak ve vedlejší státě South Australia, jenž byl také částečně výpadkem postižen, byl trh ponechán tržním silám a cena se krátkodobě vyšplhala až na 5000 AUD, nicméně se brzy vrátila na běžnou úroveň. V obou oblastech již déle panovalo přesvědčení, že je potřeba právě kvůli zvládnání letních špiček postavit další špičkové zdroje. Kdo do nich ovšem bude v takové regulační nejistotě a pod hrozbou státních cenových intervencí investovat? Následkem této události byl citelný odliv spekulativního kapitálu, prudké snížení likvidity trhu a prodej elektrárenských aktiv několika zahraničních skupin, které následně ze země odešly.⁹

5.6 Technické riziko

Technické riziko je spjato s potřebou fyzicky realizovat toky elektřiny vyplývající z uzavřených smluv. Fyzický trh nelze od obchodování s elektřinou (jako v případě obchodování s většinou ostatních produktů a služeb) úplně oddělit, ale ani tyto fyzické vlastnosti elektřiny do obchodování plně začlenit. Na trhu se obvykle zobchoduje mnohonásobně větší množství elektřiny, než potom odpovídá její skutečné dodávce. Pokud od tohoto odhlédneme a zaměříme se pouze na ten objem elektřiny, která se chce reálně dodat/odebrat, i zde existuje nezanedbatelné riziko, že tento obchod nemusí být zrealizován. Příčinou může být výpadek elektrárenských zdrojů nebo přenosových/distribučních kapacit, ať už je jeho příčina v selhání technických prostředků nebo lidského faktoru.

5.7 Derivátní rizika – riziko báze, likvidity, modelové

Bází se obecně označuje rozdíl mezi termínovým kurzem nějakého zboží a jeho ekvivalentní cenou na spotovém trhu. Je funkcí času, místa dodávky, kvality, nabídky a poptávky po zboží případně po derivátu atd. Riziko báze v termínovém obchodu závisí na

⁹ Více informací např. v Jane Locke: „Not up to Regulation“, E&PRM – Australian Power, červen 2000 nebo Submission to the State Government Electricity Taskforce by AFMA, květen 2001

„kvalitě“ korelace mezi spotovým a relevantním termínovým trhem. „...V důsledku fyzické neskladovatelnosti elektřiny je korelace mezi spotovým a termínovým trhem slabá.“¹⁰ Problém také přináší situace, kdy dostatečně věrohodný cenový index geograficky neodpovídá reálnému místu dodávky, jež je předmětem derivátu. Problém slabých regionálních vazeb plyne z rozdílných elektrárenských kapacit a úzkých přenosových míst. Časový rozměr rizika báze je spojen s nemožností dostatečně dobře předpovědět poptávku a tedy cenu elektřiny k exaktnímu termínu její dodávky. Přitom jak bylo řečeno dříve, ceny elektřiny mírou své fluktuace výrazně převyšují ceny jiného obchodovaného zboží.

Riziko ztráty likvidity může vzniknout tehdy, jestliže se jistící obchody časově nekryjí s vlastním základním obchodem. Modelové riziko, jak vyplývá z jeho názvu, popisuje situaci, kdy jsou k zobrazení tržní pozice nesprávně využity tržní modely nebo jsou tyto modely špatné. Díky specifitě elektřiny jako předmětu obchodování a relativní novosti termínových obchodů s elektřinou nejsou modely z jiných trhů dostatečně použitelné a tak právě dostupnost dobrých tržních modelů je v současnosti velkým problémem a předmětem intenzivního zkoumání.

¹⁰ Miroslav Kubín, „ENERGETIKA perspektivy-strategie-inovace“, (2002), s. 149

6 Deriváty a management rizik

Jak již bylo napsáno výše, podnikání v energetice je citlivé zejména na cenové riziko. To souvisí s mírou fluktuace, kterými se ceny vstupů i výstupů vyznačují, a která je v porovnání s trhy ostatních běžných zboží a služeb extrémní.¹¹ K vyjádření míry fluktuace se obvykle využívá denní cenová volatilita, neboli směrodatná odchylka procentní změny ceny dané komodity. Její velikost tedy vyjadřuje, jak koncentrované jsou procentní změny cen okolo průměrné procentní změny v rámci jednoho obchodního dne. Podobně se získá i roční cenová volatilita. Cenová volatilita je způsobena posuny poptávkové a nabídkové křivky po zboží.

Vysoká volatilita cen elektřiny má několik příčin. Poptávka se v krátkém časovém horizontu mění výrazně s počasím, v dlouhém pak s politickými a hospodářskými událostmi na vnitřním ale i mezinárodních trzích, čehož typickým příkladem je vývoj ceny ropy v posledních dvou letech. Nabídka výrobních kapacit je limitovaná a velmi elastická, neboli špičkové kapacity jsou omezené a drahé. Navíc často není možné elektřinu do místa se zvýšenou poptávkou přenést z ostatních regionů ve větším množství, protože není k dispozici dostatečná rezervní přenosová kapacita a skladování elektřiny není jednoduše technicky realizovatelné ani ekonomicky efektivní. Pokud by bylo cílem „ve veřejném zájmu“ cenovou volatilitu elektřiny snížit, bylo by nutné zaměřit se na zvětšení rezervních výrobních a přenosových kapacit. Jiným způsobem, jak tohoto docílit, je najít a implementovat mechanismus, který by uživatelům „zviditelnil“ okamžité ceny, a ti by tak měli možnost redukovat svoji spotřebu v případě vysokých cen indikujících nedostatek volných výrobních kapacit. Cenová volatilita je totiž důkazem, že trh zajišťuje efektivní alokaci omezených zdrojů tam, kde jejich užití přinese nejvyšší užitnou hodnotu¹² (vyjádřenou velikostí ceny, kterou jsou jednotliví odběratelé ochotni zaplatit).

Většinu ostatních rizik je možné relativně dobře identifikovat i kvantifikovat. Technické riziko vychází např. z výpočtu pravděpodobnosti výpadku generátoru nebo jiných technických prostředků a zařízení využívaných k výrobě/přenosu a je možné mu do značné míry čelit diagnostikou, pravidelnou údržbou a opravami. Tato oblast nabyla v posledních letech na významu a poskytuje řadu účinných prostředků pro řízení technických rizik. Dalšími nástroji pro řízení rizik je diversifikace, dlouhodobé smlouvy nebo pojištění. Ovšem žádný

¹¹ Toto tvrzení lze snadno podložit rozбором historických dat, jež jsou z většiny energetických trhů k dispozici. Je ovšem důležité zdůraznit, že míra fluktuace do značné míry závisí na konkrétní lokalitě, čase, povětrnostních podmínkách atd. a tudíž je třeba ji vnímat relativně k situaci na ostatních místních trzích za daných podmínek

¹² Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, “Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries”, (October 2002), s. ix

z těchto tradičních nástrojů není dostatečně použitelný pro řízení cenového rizika, čímž se dostáváme k derivátům. Aspekty využití obou způsobů jištění se vůči rizikům ilustrují následující odstavce.¹³

6.1 Řízení rizik bez využití derivátů

Jestliže jsou investoři, vlastníci nebo manažeři firem averzní vůči riziku, potom jedním ze způsobů, jak ho snížit, je diversifikovat. Tedy investovat do více navzájem různých druhů podnikání (a/nebo v různých regionech) tak, aby se snížila závislost výkonu firmy na výsledcích jednotlivých odvětví nebo konkrétních projektů. Teoreticky je možné diversifikovat do libovolné míry, prakticky je to možné jen omezeně kvůli velké finanční náročnosti a obtížnosti řídit portfolio příliš odlišných podnikatelských aktivit. V energetickém sektoru to platí tím spíše, protože finanční náročnost projektů je obrovská a působení v oboru je podmíněno velmi specifickým technickým zázemím. Platnost tohoto tvrzení bývá často zpochybňována, ale podíváme-li se na zkušenosti z USA, tak rozšiřování podnikatelských aktivit tamních energetických firem mimo energetický průmysl během 90. let nebylo úspěšné, přineslo většinu z nich nezanedbatelné ekonomické ztráty, a výsledkem je všeobecný návrat k původnímu core-businessu. Existuje ještě jeden důvod, proč diversifikace nemusí být úspěšnou zbraní v eliminaci rizika. Úspěch většiny investičních projektů i výkonnost firem obecně je úzce spjata s chováním a celkovým výkonem ekonomiky země, takže úspěšnost investic z různých oborů i lokalit není nezávislá, ale často se vyvíjí podobně.

Pokud se namísto rizika plynoucího z podnikání obecně zaměříme toliko na riziko cenové, možným způsobem jeho řízení je uzavírání dlouhodobých smluv s pevně danými parametry (časový rámec, objem, cena). Např. výrobce elektrické energie fixováním cen paliv a prodejních cen elektřiny získá na jím zvolenou dobu potřebnou jistotu ohledně návratnosti své investice. Nevýhodou je očividně malá flexibilita a také fakt, že producent takto není jištěný proti cenovým fluktuacím zcela. Při budoucím snížení cen paliv (přestože dlouhodobé smlouvy obvykle počítají s určitým vývojem cen, zdaleka to nemusí odrážet realitu) mohou vzniknout problémy s konkurenceschopností, protože ostatní srovnatelní producenti dosahují nižších nákladů. Podobně při neočekávaném zvýšení cen elektřiny se na rozdíl od konkurence připraví o vyšší tržby.

Nástrojem především na řízení technického rizika může být pojištění. Vezmeme-li opět příklad výrobce, existuje určitá pravděpodobnost, že dojde k výpadku jím

¹³ zpracované na základě podkladů z 2. kapitoly (s. 3-14) studie Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, "Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries" (říjen 2002)

provozovaného zdroje. Pojistitel, pokud pro něj bude na rozdíl od daného výrobce elektřiny riziko přijatelné, bude pojištěnému plněním (alespoň částečně) kompenzovat ušlý zisk a případné náklady spojené s opravami. Zásadní rozdíl mezi klasickým pojištěním a deriváty je v tom, že při vzniku pojistné události bývá nutné (často velmi složitě a nákladně) prokazovat vzniklé škody.

6.2 Řízení rizik derivátními obchody

Deriváty jsou finanční nástroje ve formě smlouvy, jejichž hodnota je odvozena od tzv. podkladového aktiva (z angl. „underlying asset“). Tyto tzv. derivátní obchody se též nazývají termínovými, neboť jejich předmětem je budoucí obchod (ať už ve formě fyzického dodání zboží nebo finančního plnění). Na rozdíl od cenných papírů nerepresentují derivátní smlouvy vlastnické právo na toto aktivum, ale jejich hodnota je od hodnoty podkladového aktiva odvozena. Například držitel kupní opce na akcie společnosti ČEZ má právo určité množství těchto akcií za předem danou uplatňovaní cenu (z angl. „strike price“) k určitému termínu koupit. Opce samotná mu nezakládá vlastnický vztah ve společnosti ČEZ, ovšem právo tyto akcie v budoucnu koupit představuje pro držitele určitou hodnotu. Pokud by byla aktuální cena akcií ČEZu v den splatnosti (z angl. „maturity“) smlouvy 150Kč a opce by dávala právo koupit je za 100Kč, potom by opce měla hodnotu v den uzavření smlouvy (tzv. opční prémii) alespoň 50Kč, neboť majitel opce může svého práva v den splatnosti využít, koupit akcie za 100Kč a okamžitě je za aktuální tržní cenu 150Kč prodat a realizovat zisk na akcii ve výši právě opční premie.

Deriváty mohou mít jako podkladové aktivum libovolné komodity, zahraniční nebo domácí měnu, různé cenné papíry, burzovní indexy nebo dokonce nehmotné statky jako počasí. Jedinou podmínkou na podkladové aktivum je, aby bylo jednoznačně definované a nezaměnitelné. Podle druhu závazku se rozlišují dvě základní skupiny derivátních kontraktů, a to podmíněné a nepodmíněné. V obchodování s deriváty se rozlišují dvě tzv. pozice, v „dlouhé“ (Long) pozici se nachází ten účastník obchodu, který derivátní kontrakt koupil, v „krátké“ (Short) pozici ten, který ho prodal. Při zobchodování nové derivátní smlouvy mluvíme o tzv. „otevření“ pozice, vyjma situace, kdy tato nová smlouva má parametry, kterými nějakou dřívější smlouvu stejného typu téhož kupce neutralizuje¹⁴. V takovém případě by se jednalo o vyrovnání resp. „uzavření“ pozice.

¹⁴ např. Long-futures na 30MW v základním zatížení po celý rok 2005 za smluvní cenu 1200 Kč/MWh může být uzavřena pomocí Short-futures na 30MW v základním zatížení pro rok 2005 (za smluvní cenu 1250 Kč/MWh)

6.2.1 Nepodmíněné derivátní kontrakty

Nepodmíněné derivátní smlouvy zakládají povinnost obou smluvních partnerů plnit závazky ze smlouvy vyplývající. Do této skupiny patří forwardy, futures a swapy. Forward je smlouva uzavřená v současnosti, jejíž obsahem je realizace obchodu k určitému konkrétnímu datu v budoucnu za cenu stanovenou v době uzavření této smlouvy. Velcí importéři se pomocí například forwardových smluv na nákup předpokládaného potřebného množství cizí měny jistí proti nepříznivým změnám směnného kurzu, aniž by museli tuto cizí měnu kupovat „do zásoby“. Předmětem všech forwardových smluv je konkrétní typ, množství a požadovaná kvalita zboží, místo kde má být zboží dodáno, a cena, za kterou bude obchod realizován. Cena může být určena pevně, ale častěji je dána formou matematického předpisu zahrnujícího dolní resp. horní hranici nebo inflační korekci. V neposlední řadě obsahuje smlouva řadu ustanovení a podmínek, které upravují povinnosti obou smluvních stran a případné sankce za jejich nedodržení.

Forwardové smlouvy jsou velmi variabilní, neboť stran které do nich vstupují je mnoho a jejich podnikatelské potřeby jsou značně specifické. Hlavním účelem těchto termínových obchodů je zajistit podnikatelské aktivity proti budoucím nepříznivým změnám kupních nebo prodejních cen a vytvořit prostředí pro reálnější plánování budoucích peněžních toků. Základním problémem především u dlouhodobých forwardových smluv je riziko protistrany, tj. že jedna ze stran nedodrží podmínky smlouvy. Toto riziko je tím větší, čím větší ztrátu pro tuto stranu cenový vývoj podkladového aktiva představuje. Hodnota termínové smlouvy je přímo úměrná rozdílu, jaký je mezi cenou dodávky specifikovanou ve smlouvě (P_C) a tržní cenou, která se předpokládá nebo je aktuální pro termín plnění smlouvy (P_S). Z pohledu prodejce forwardu, tedy krátké pozice (pro kupce je situace symetrická), je hodnota smlouvy v den jejího plnění (tedy v čase T od jejího uzavření):

$$V = P_C - P_S|_{t=T} \quad (1)$$

Např. pokud by termínová smlouva na dodání elektrické energie specifikovala cenu 1000Kč za MWh v základním pásmu, potom při (předpokládané) ceně v čase dodání 1200Kč za MWh je hodnota smlouvy z pohledu dodavatele -200Kč za každou prodanou MWh elektrické energie (neboť by ji na trhu mohl prodat za předpokládanou aktuální cenu 1200Kč za MWh) a z pohledu odběratele naopak +200Kč za MWh. Cenu forwardové smlouvy je možné určit třeba využitím klasické arbitrážní koncepce. Ta musí být v tomto případě rovna nákladům spojeným s financováním dnešního nákupu komodity na spotovém trhu a jejího

držení až do termínu plnění smlouvy T . Pokud P_C bude cena forwardu na komoditu obchodovanou dnes za cenu P_S , potom jejich vztah je dán podle rovnice:

$$P_C = P_S \cdot e^{(c-\delta)(T-t)}, \quad (2)$$

kde c reprezentuje náklady na pořízení a držení komodity, δ je pravidelný výnos z držení komodity a t je aktuální čas.

Je proto důležité důkladně prozkoumat důvěryhodnost budoucích smluvních partnerů (což sebou může nést poměrně vysoké náklady) a obchodovat pouze se stranami s dobrým hodnocením úvěruschopnosti, nebo podle míry úvěruschopnosti limitovat kontrahované objemy, či požadovat určitou zástavu jako záruku. V každém případě je u forwardových smluv pouze na smluvních stranách samotných, jak se proti možným rizikům zajistí. Nezanedbatelným problémem může také být nalezení protistrany, která bude chtít uzavřít termínový obchod se stejnými resp. velmi podobnými parametry (cena, kontrahované množství, den splatnosti smlouvy). Z toho vyplývá, že likvidita na tomto trhu je nízká, což se může negativně projevit v případě, kdy si účastník trhu pomocí forwardu zajistil fixní cenu, ale aktuální vývoj cen s blížící se splatností se vyvíjí nepříznivě, popř. nabytí přesvědčení, že se cena nepříznivě vyvíjet bude. V takovéto situaci nemusí být jednoduché forwardový obchod zrušit, neboli svou pozici vyrovnat.

Další velkou skupinou termínových obchodů jsou tzv. futures. Od forwardů se liší hlavně tím, že parametry termínovaného obchodu jsou standardizované a smluvní strany neobchodují mezi sebou navzájem, nýbrž partnerem je pro ně v obou případech burza. To má oproti forwardům pro obě strany řadu výhod. Především se tím pro určitou část kupujících a prodávajících řeší problém, jak se jednoduše vzájemně nalézt. Nahrazuje celý zdlouhavý a nákladný mechanismus vyjednávání, svou podstatou pomáhá při určení tržní ceny dodávky určitého zboží pro dané místo v daném čase, což bývá v případě forwardových obchodů obtížná úloha. Burza je pro kupující a prodávající také mnohem důvěryhodnější z pohledu rizika nedodržení podmínek plnění termínového obchodu (nedodání nebo nezaplacení zboží, resp. dodání v nedostatečné kvalitě nebo množství), protože přebírá riziko protistrany. Tím, že burza spolu s clearingovými bankami figuruje ve všech transakcích jako centrální protistrana, je dosaženo vysoké jistoty plnění smlouvy. To má velmi příznivý vliv na růst likvidity trhu¹⁵.

¹⁵ Odběratel může například během prvního čtvrtletí koupit future na dodávku elektřiny v základním pásmu (tj. celých 24 hodin) v měsíci červnu. Pokud později zjistí, že tuto energii nebude z různých důvodů potřebovat (útlum ve výrobě, změna výrobní technologie), může se z tohoto obchodu vyvázat tím, že červnovou future na burze za tržní cenu prodá. Tím, že koupil a prodal červnovou future na dodávku elektřiny, splnil vůči burze své povinnosti a svojí pozici vyrovnal.

Důležitým důsledkem burzovního termínového obchodu je též fakt, že subjekty působící na burze mohou kupovat resp. prodávat elektrickou energii, aniž by ji byly schopné spotřebovat resp. vyrobit, protože obchodní a clearingové procesy jsou anonymní. Spekulanti¹⁶ běžně realizují futures obchody v očekávání, že jim cenové změny přinesou zisky. Tím vlastně plní základní účel derivátních obchodů, neboli přebírají na sebe riziko výrobců resp. spotřebitelů, tedy těch, kteří ho nechtějí nést. Oceňování futures je prováděno stejnými mechanismy jako v případě forwardů a platí zde stejné závěry.

Užívání futures s sebou ovšem přináší i některá omezení popř. problémy. Ne všem kupujícím nebo prodávajícím může vyhovovat pro realizaci obchodů omezení na pouze standardizované burzovní produkty (čas, objem) a na předem daný omezený počet lokalit dodávky.¹⁷ Především minimální kontrahované objemy a malá „pestrost“ produktů předurčuje použití burzovního trhu spíše pro sféru velkoobchodu s elektřinou. Navíc možnost obchodovat na burze je vázána na získání autorizace, kvůli čemuž je obvykle nutné splnit řadu podmínek.

Poslední velkou skupinou nepodmíněných derivátů jsou swapy. Jsou to relativně nové instrumenty termínových trhů a jejich předmětem není fyzická výměna nějaké komodity (i když nerealizované), ale posloupnost výměn peněžních toků vytvářených touto komoditou nebo dvěma komoditami. Aby mohly být periodicky vyměňované (swapované) částky jednoznačně určeny, musí být stanovena nějaká báze, kterou je v případě swapů tzv. pomyslný objem (z angl. „notional amount“).

Partneři swapů se obvykle rekrutují z navzájem do jisté míry oddělených trhů. Buď má každý z nich na svém trhu určitou komparativní výhodu (např. v případě úrokových swapů dokáží vyjednat na daném trhu lepší sazby, než by dovedla protistrana), nebo může být swap použit jako nástroj k omezení cenového rizika právě díky tomu, že trhy jsou oddělené a vzájemná korelace cen může být slabá.

Bude-li swap uskutečněn v rámci jednoho trhu, fixuje se smluvně cena obchodu, obě strany realizují své obchody za tržní ceny na tomto dohodnutém spotovém trhu a pravidelně si finančně vyměňují rozdíl skutečné a fixované ceny. Tím se oba jistí proti cenovému riziku, výrobce proti poklesu ceny pod resp. odběratel proti vzestupu ceny nad cenu fixovanou; swap tak vlastně přechází ve futures obchod.

¹⁶ Ačkoli tento výraz může mít negativní podtext, zde označuje účastníka burzy vedeného spekulacním motivem.

¹⁷ Např. European Energy Exchange v Lipsku rozlišuje základní/špičkové pásmo, měsíční/čtvrtletní/roční trvání smlouvy a objem odebrané elektrické energie 1MW za hodinu (pro měsíční future to znamená 1MW x 24 hodin x 30 dní = 720MWh).

Dodavatel ve skutečnosti obchodovanou komoditu odběrateli nedodává. Z povahy swapů vyplývá, že jsou to velmi individuální smlouvy, a proto se uzavírají na mimoburzovních trzích. Podobně jako ostatní derivátní produkty pomáhají účastníkům trhu jistit se proti cenovému riziku. Jejich výhodou je, že mají nižší pořizovací cenu než opce. Na rozdíl od derivátů obchodovaných na burze jsou swapy sjednávány individuálně a mohou tak být snadněji a lépe přizpůsobeny požadavkům risk managementu obou smluvních stran. Ty jsou však v případě swapů vystaveny výrazně vyššímu riziku, protože tyto smlouvy nejsou jištěny žádnou clearingovou institucí. Jsou také mnohem méně likvidní nejen díky tomu, že jsou obchodovány mimo burzu, ale především proto, že jejich předmět bývá velmi specifický.

6.2.2 Podmíněné derivátní kontrakty

Opce je smlouva, která dává kupujícímu právo nikoli povinnost koupit (kupní opce, call opce) resp. prodat (prodejní opce, put opce) komoditu (např. příslušnou nepodmíněnou termínovou smlouvu) za realizační (strike) cenu (P_C). Za toto právo kupující zaplatí prodejci opční prémii (K). Jedná se o podmíněnou smlouvu, protože prodávající je zavázán příslušnou komoditu za prováděcí cenu prodat (call) resp. koupit (put), pouze pokud kupující svého práva využije. Evropské opce mohou být využity pouze v den splatnosti, americké opce kdykoli od data pořízení až do lhůty splatnosti.

Na tomto základě se rozlišují následující opční smlouvy:

Call opce		Put opce	
Kupující Call opce „Long-Call pozice“	Prodávající Call opce „Short-Call pozice“	Kupující Put opce „Long-Put pozice“	Prodávající Put opce „Short-Put pozice“
Má právo zboží koupit za předem stanovenou cenu	Má povinnost zboží za předem stanovenou cenu prodat, pokud je opce využita	Má právo zboží prodat za předem stanovenou cenu	Má povinnost zboží za předem stanovenou cenu koupit, pokud je opce využita

Z výše uvedeného vyplývá asymetrický rizikový profil opční smlouvy. Zatímco ztráta kupujícího opce je omezena do výše zaplacené opční premie, výše jeho zisku může být větší (v případě call opce teoreticky neomezená). Prodávající naopak může v závislosti na objemu obchodu a změnách ceny dosáhnout různě velkých ztrát i zisků. Proto se někdy u opčních obchodů na delší časový interval stanovují horní (Cap) pro kupní a dolní (Floor) cenová hranice pro prodejní opci. Konkrétně pro kupní opci je hodnota v den její splatnosti z pohledu jejího kupujícího:

$$\max (0, P_S - P_C), \quad (3)$$

kde P_S je aktuální tržní cena v den splatnosti opce. Pro prodávajícího kupní opce platí následující interval:

$$\min (P_C - P_S, 0), \quad (4)$$

resp. s využitím horní hranice:

$$\max (0, P_{CAP} - P_C), \quad (5)$$

$$\min (P_C - P_{CAP}, 0). \quad (6)$$

Jestliže opční pozice není do posledního dne před dnem splatnosti vyrovnána, může se v den splatnosti v pevně určeném časovém intervalu kupec opce rozhodnout, zda svého práva využije a opci uplatní či nikoli. Toto rozhodnutí závisí na tom, zda je pozice kupujícího opce tzv. „in-the-money“, neboli realizační cena opce P_C je v případě kupní opce nižší (v případě prodejní opce vyšší), než je aktuální tržní cena podkladového aktiva opce P_S . Opačná situace je analogicky popisována výrazem „out-of-the-money“. Čili

„in-the-money“ $\Leftrightarrow P_C < P_S$ pro kupní opci resp. $P_C > P_S$ pro prodejní opci,

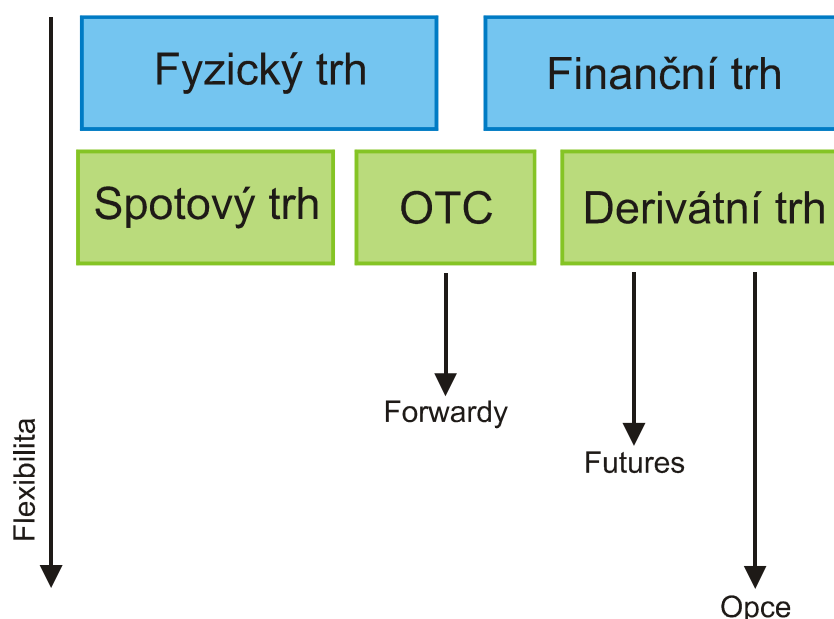
„out-of-the-money“ $\Leftrightarrow P_C > P_S$ pro kupní opci $P_C < P_S$ pro prodejní opci.

Cena, za kterou kupující od prodávajícího opci nakupuje, se nazývá opční prémie. Skládá se ze dvou částí, a to z vnitřní a časové hodnoty. Vnitřní hodnotu má ta opce, jejíž uplatněním lze zobchodovat podkladové aktivum opce výhodněji než na trhu. Vnitřní hodnota opce může být pouze pozitivní nebo nulová, a tudíž opce je „in-the-money“ právě když má vnitřní hodnotu. Časová hodnota vyjadřuje pravděpodobnost, že očekávání kupce ohledně vývoje vztahu realizační ceny opce a předpokládané budoucí ceny podkladového aktiva jsou správná během doby do splatnosti opce. Časová hodnota je tedy jakýmsi finančním vyjádřením tohoto přesvědčení, že je ochoten kupující za opci zaplatit, a zároveň je pro prodávajícího kompenzací za riziko, které prodáním opce podstupuje.

Opční prémii je možné vypočítat na základě mnoha matematických modelů¹⁸, jež mohou mít různý počet vstupních proměnných. Mezi hlavní faktory, které opční cenu ovlivňují, nicméně patří následující: aktuální cena podkladového aktiva, realizační cena opce, doba zbývající do splatnosti opce, volatilita podkladového aktiva a úroková míra. Čím vyšší je volatilita podkladového aktiva, tím větší riziko podstupuje prodávající opce a tím větší opční prémii za podstoupení tohoto rizika požaduje. Protože ostatní uvedené faktory ovlivňující cenu opce jsou buď implicitně dané nebo stanovené, je právě volatilita podkladového aktiva

¹⁸ viz např. slavný Black-Scholesův model. Oceňováním opcí se zabývá rozsáhlá literatura, např. Les Clewlow and Chris Strickland (s přispěním Vince Kaminski, Grant Masson, and Ronnie Chahal): „Energy Derivatives: Pricing and Risk Management“, Lacima Group, 2003

pro teoretickou hodnotu opce rozhodující. Co se týká časového rámce, obecně se uvádí jednoduchá úměra, že čím delší čas do splatnosti opce, tím větší riziko pro prodávajícího a tedy tím vyšší opční prémie. Konkrétně pro kupní opci platí, že čím vyšší úroková míra, tím víc se vyplatí koupit/držet tuto opci místo vlastního podkladového aktiva a zbytek peněz mít v aktivech nesoucích úrok, z čehož vyplývá i vyšší opční prémie (pro prodejní opci platí opačný závěr). A nakonec opět pro kupní opci je opční prémie přímo úměrná velikosti aktuální ceny podkladového aktiva a nepřímo úměrná realizační ceně opce (příčemž pro prodejní opci platí znovu opačný závěr).

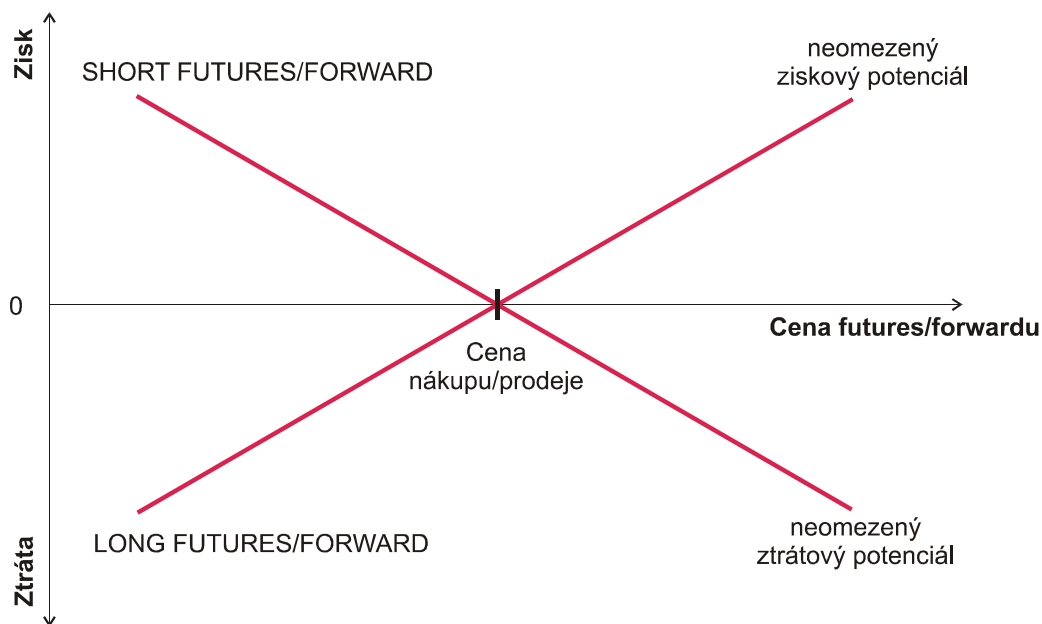


Obr. 1: Flexibilita produktů na trhu s elektřinou

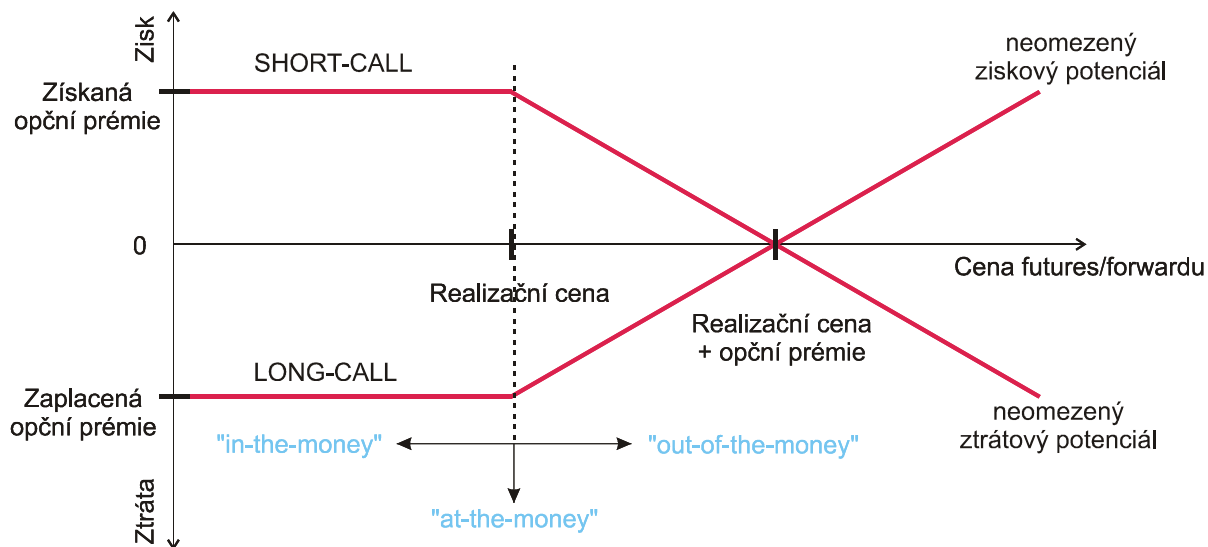
6.2.3 Rizikové profily

Derivátní smlouvy je účelné zobrazit pro názornější ilustraci jejich ekonomických parametrů graficky ve formě tzv. rizikového profilu. Ten vlastně reprezentuje jednoduchou matematickou funkci, jejíž nezávislou proměnnou je tržní cena daného derivátu a závislou velikost zisku resp. ztráty plynoucí z konkrétní (otevřené) pozice. S pomocí derivátních produktů si každý účastník trhu může vytvořit vlastní rizikový profil, který nejlépe odpovídá jeho individuálním požadavkům týkajících se zajištění svého podnikání proti riziku. Na obr. 2 je uveden rizikový profil dlouhé a krátké pozice futures/forwardu, na obr. 3 resp. 4 dlouhá a krátká pozice kupní resp. prodejní opce na futures/forward. Níže uvedené ilustrace

demonstrují pouze základní princip využití jednotlivých typů derivátů izolovaně, nicméně při obchodování na trhu je běžné deriváty libovolně kombinovat a zaujímat různé pozice.¹⁹

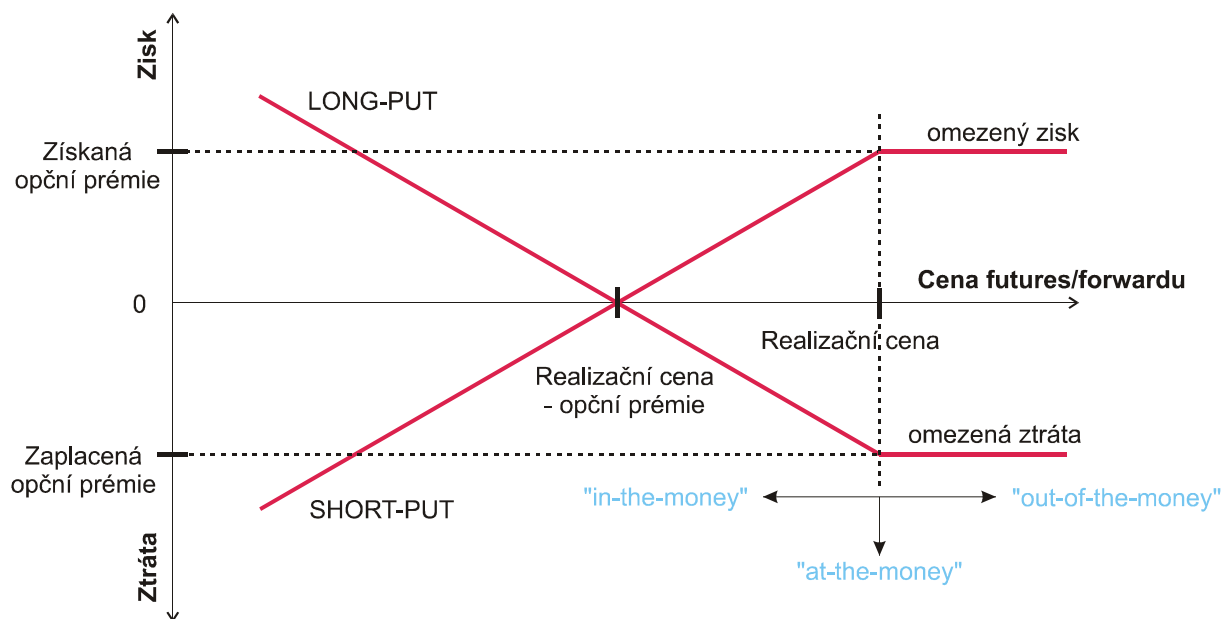


Obr. 2: Rizikový profil Long a Short Futures/Forwardu



Obr. 3: Rizikový profil Long a Short Call opce

¹⁹ V opčních obchodech je to např. vidlička, což jsou dvě opce, jedna kupní a druhá prodejní, obě se stejnými parametry (objem, realizační cena, doba do splatnosti). Koupí vidličky realizuje ten investor, který je přesvědčen o tom, že cena podkladového aktiva se do dne splatnosti výrazně změní, pouze není jisté, jakým to bude směrem.



Obr. 4: Rizikový profil Long a Short Put opce

7 Obchodování s elektřinou

V zásadě lze rozlišit dva základní modely obchodu (s elektřinou): centralizovaný obchod (burza, pool) a obchodování ve formě bilaterálních smluv. Toto dělení nelze brát striktně, protože v rámci burz bývá organizován tzv. OTC (Over The Counter) trh, kde obchodování má povahu bilaterálních smluv. Burzovní obchod je nejčastěji realizován prostřednictvím nějakého automatizovaného informačního systému, který přijímá nabídky na nákup a prodej obchodované komodity a buď pomocí transparentního mechanismu stanovuje jedinou tržní cenu (Market Clearing Price), nebo jsou ceny výsledkem individuálních rozhodnutí účastníků trhu o akceptaci nějaké zveřejněné nabídky resp. poptávky. Za ně se dané obchody realizují, účastníci trhu zůstávají v anonymitě a obchodním partnerem je pro kupující i prodávající burza. Bilaterální smlouvy naproti tomu uzavírá konkrétní kupující a konkrétní prodávající a cena je výsledkem jejich vzájemného vyjednávání.

Bilaterální obchody jsou svou podstatou jednoduché. Prodávající a kupující uzavřou smlouvu na dodávku určitého množství elektřiny v konkrétním období za danou cenu (např. 10 MW mezi 6.00 a 22.00 v pracovních dnech po dobu jednoho kalendářního roku). Provozovateli přenosové soustavy jsou sděleny informace týkající se fyzického (nikoli finančního!) vypořádání obchodu, neboť je potřeba zajistit odpovídající přenosovou kapacitu, za níž je poté zaplacen poplatek. Po jeho uhrazení jsou tato data předána technickému dispečinku, který je použije při přípravě a řízení provozu.

V tomto příkladě jsme mlčky předpokládali, že prodejce zajistí ve stanovených časech dodání smluveného výkonu do sítě a kupující ve stejném čase a jeho odebrání v plné výši. To samozřejmě není technicky reálné a nutně vzniknou nezamýšlené odchylky od smluveného množství (dané objemem zakázek, výrobní technologií, počasím, atd.). Tento problém řeší dispečink přenosové soustavy operativním řízením s využitím tzv. vyrovnávací (regulační) elektřiny²⁰. Odběratelé ale musí řešit i případy, kdy zamýšlejí odebrat větší či menší množství elektřiny, než je pevně dáno v bilaterálním kontraktu. Pro plánované krátkodobé změny objemu výroby, aniž by vypovídali existující roční smlouvu, je nutné dodatečnou energii získat nebo se naopak části nasmlouvaného výkonu zbavit, aby neplatili za elektřinu, kterou nepotřebují. Naprosto stejná situace může nastat i u výrobců (resp. obecněji prodejců), kteří mohou mít neplánovaný nebo plánovaný přebytek resp. nedostatek výrobní kapacity a potřebují relativně rychle určitý objem elektřiny koupit resp. prodat.

²⁰ Podrobnější popis by překročil rámec práce. Více např. v Miroslav Kubín, „ENERGETIKA perspektivy-strategie-inovace“, (2002), s. 127 - kapitola „Tržní koncepce pro poskytnutí regulační energie“

Obě strany mohou opět využít bilaterálních kontraktů, ale to z mnoha důvodů není příliš efektivní, čímž se dostáváme k burzovnímu obchodu. Na něm se střetávají nabídky i poptávky velkého množství výrobců, spotřebitelů a obchodníků, kteří buď nabízejí nebo poptávají volné výrobní kapacity resp. nasmlouvané ale nepotřebné „přebytky“. Burzovní trh oproti bilaterálnímu obchodu vykazuje několik výhod. Kromě výše zmíněné anonymity je to transparentnost (všichni účastníci trhu mají k dispozici stejné informace, veškeré procedury a procesy týkající se obchodování jsou veřejné a předem známé) a snazší využitelnost (každý účastník má k dispozici jednotný obchodní systém s možností jeho integrace s informačními systémy daného zákazníka, přístup po internetu zajišťuje nediskriminační přístup pro všechny nezávisle na lokalitě).

Nejdůležitější výhodou je ovšem mnohem větší likvidita trhu. Vysoká likvidita je důsledkem jak předchozích bodů, tak i toho, že obchodované produkty jsou standardizované a burza funguje jako centrální clearingová autorita a přebírá rizika finančních výpadků. Na burze existuje mnohem vyšší pravděpodobnost, že otevřené pozice mohou být podle potřeby v krátké době vyrovnány. Striktními ustanoveními (např. požadavky pro připuštění na trh) reguluje trh, čímž minimalizuje rizika pro jeho účastníky. Souhrnně vzato, burzovní trh je vyhledávaný proto, že svým účastníkům umožňuje profitovat z výrazně nižších transakčních nákladů na pořízení elektřiny.

Existence burzovního trhu významně ovlivňuje chování jednotlivých aktérů v bilaterálních kontraktech. Např. výrobce se smlouvou na dodávku za fixní cenu 1100 Kč/MWh a variabilní náklady 900 Kč/MWh bude elektřinu dodávat z vlastního zdroje tehdy, když cena na burze bude nad jeho náklady. V opačném případě pro něj může být výhodnější, elektrárnu na určitou dobu odstavit a kontrahovanou elektřinu koupit na burze. Ceny na burze také vysílají signály pro ceny v bilaterálních kontraktech jako takové. Relevantní v tomto případě nejsou spotové ceny, ale tzv. forwardové křivky²¹, které odrážejí předpověď trhu ohledně vývoje cen na dobu, na kterou je bilaterální kontrakt uzavírán a jsou pro ceny v těchto kontraktech svým způsobem referenční.

7.1 Mechanismus burzovního obchodu

7.1.1 Call aukce

Prvním z mechanismů burzovního obchodu je tzv. Call aukce. Jednotlivé příkazy (koupit, prodat) nejsou realizovány ihned, ale jsou po určitou časovou periodu seřazovány do souboru. Aukce se provádí periodicky, v případě spotového trhu s elektřinou denně nebo po

²¹ časový vývoj cen forwardových kontraktů na konkrétní produkt (základní pásmo, špičková elektřina,...)

hodinách podle trhu (Day-ahead, Hour-Ahead, Day-of market)²². Likvidita trhu je tak vázána k určitému časovému okamžiku. Tento princip je vhodný pro ten trh, kde je tok příkazů relativně malý, a kde při průběžném obchodu není docíleno dostatečné likvidity. Tržní cena není účastníkům dopředu známá, je vypočtena algoritmem až na základě došlých příkazů.

Podle toho, která ze stran může podávat příkazy, se rozlišuje jednostranná (pouze prodávající) a oboustranná call-aukce. Jednostranná call-aukce byla zavedena na britském poolu v Anglii, kde poptávka na danou hodinu je odhadována na základě historických zátěžových profilů, předpovědi počasí atd. Poptávková křivka má tedy svislý tvar, kupující jsou pasivními příjemci ceny. Zkušenosti z britského poolu nicméně ukázaly, že tento model dává velký prostor strategickému chování výrobců (gaming), účastníci trhu mají snahu nabídky přeceňovat a zejména velcí výrobci jsou schopni ovlivnit výslednou výši ceny.

Z hlediska omezení zneužití dominantního postavení velkých výrobců na trhu je lepší oboustranná call-aukce. Výrobci předkládají své nabídky, kolik elektřiny jsou ochotni v daném časovém okamžiku vyrobit. Kupující předkládají stejným způsobem nabídky, kolik elektřiny a za jakou cenu jsou ochotni nakoupit. Seřazením těchto nabídek vznikne poptávková a nabídková křivka. V bodě průsečíku obou křivek pak leží rovnovážná cena a rovnovážné množství. Elektřinu dodají ty bloky, jejichž cena je menší nebo rovna rovnovážné, a všem je za elektřinu zaplácena právě rovnovážná cena. Rovněž všichni kupující zaplatí za elektřinu rovnovážnou cenu.

Tento princip je z několika důvodů elegantní. Především nutí výrobce, pokud je elektrárenská kapacita v rámci trhu větší než celková poptávka (čili trh výroby je konkurenční), podávat nabídky na úrovni svých marginálních nákladů. Potom rovnovážná tržní cena je zároveň blízká marginálním nákladům nejdražšího zdroje, který je ještě využit pro výrobu. Tj. aniž by to výrobci nebo obecně prodávající zamýšleli, jsou jimi nabízené zdroje řazeny v souladu s principem nákladové optimalizace. Navíc řazení elektráren nepřímo upřednostňuje KVET²³, neboť výroba elektřiny v těchto zdrojích je vynucená (daná objemem tepla), její marginální náklady jsou nulové a zdroje KVET budou dávat takovou nabídku, aby si vždy zajistily zařazení do provozu. Tím se existujícím zdrojům dostane maximálního využití, což je v souladu s posledními světovými trendy.

Vzhledem k technickým specifikům trhu s elektrickou energií (neskladovatelnost elektřiny, konečná doba najejí elektrárenských bloků) se zmíněné aukce realizují jako

²² Následující den, následující hodina, během dne

²³ Kombinovaná výroba elektřiny a tepla. V poslední době velmi prosazovaný způsob zacházení s neobnovitelnými zdroji energie, neboť ty jsou využity s vysokou efektivitou. Další výhodnou vlastností tohoto způsobu vytápění je ekologická čistota ve srovnání s tisíci malými zdroji tepla na tuhá paliva v domácnostech

vícenásobné (Multiple) Call-aukce. Počet po sobě následujících aukcí je závislý na specifice energetického hospodářství a na jednotlivých burzách se liší. Nejvýznamnější podle zobchodovaného objemu bývá první aukce (Day-ahead), následující aukce (Intraday, Hour-ahead) slouží obvykle jen jemným krátkodobým korekcím objemu a optimalizaci portfolia. Kromě toho jsou potřebným nástrojem při řešení stavů výkonové nerovnováhy (výpadky elektráren, prudké změny počasí). Na většině burz byly zjištěny prakticky stejné ceny na Day-ahead a Intra-day trhu²⁴; proč se neprojevují na Intra-day trhu při nákupu příznivější ceny se zdůvodňuje tím, že na těchto trzích není jisté, zda se objeví nějaké nabídky na prodej.

7.1.2 Průběžný obchod

V rámci průběžného obchodu jsou na rozdíl od call-aukce v každém okamžiku známy ceny a k nim příslušná nabízená a poptávaná množství. Pokud jsou podané příkazy účastníka trhu proveditelné oproti již podaným a jemu známým příkazům ostatních obchodníků, potom jsou také ihned provedeny. V případě, že v knize příkazů žádné odpovídající příkazy nejsou, tento se převezme s tím, že bude realizován, jakmile dojde první kompatibilní protipříkaz. Kupující a prodávající mohou podávat kdykoli příkazy o ceně a objemu, se kterým chtějí obchodovat (tzv. Limit Order), nebo bez udání ceny (Market Order – ten je pak realizován pomocí nejbližší položeného příkazu resp. příkazů). Limit Orders mohou být ještě dále specifikovány pomocí prováděcích podmínek (Fill-or-Kill) nebo dobou platnosti (Good for day, Good till Date, Good till Cancelled).

Zajištění základní likvidity na burzovním trhu mají na starosti tzv. „Market Makers“. Tito účastníci trhu musejí průběžně nebo na vyžádání sestavovat závazné současné nabídky nákupu a prodeje (Quotes). Tyto nabídky jsou podávány s rozpětím (Spread) mezi kupní a prodejní cenou, která je určena burzou. Dále je stanoven minimální objem těchto nabídek. Market makers díky této povinnosti podstupují zvýšené riziko, za což jsou kompenzováni např. slevami z transakčních poplatků.

Převažující počet spotových burz pracuje na principu (Multiple) Call-aukce. Výjimkou na evropském kontinentě je pouze EEX. Termínové burzy s elektřinou jsou obvykle založeny naopak na průběžném obchodě, resp. na hybridních tržních modelech (např. na EEX průběžné aukci předchází a následuje ji Call-aukce). U termínových obchodů v důsledku faktu, že jejich budoucí hodnota vyjádřená jejich cenou se den ze dne mění (ovlivňující faktory byly popsány výše), a že smluvní stranou je pro kupující i prodávající burza, je prováděn tzv. Mark-to-Market mechanismus. Ten navazuje na u burzy uloženou tzv. počáteční marži (additional

²⁴ Miroslav Kubín, „ENERGETIKA perspektivy-strategie-inovace“, (2002), s. 118

nebo initial margin), což je částka, jež musí být složena vždy, když je někým otevřena nová pozice, a slouží na pokrytí rizika vyplývajícího z nejnepříznivější předpokládané změny cen do následujícího dne²⁵. Je vázána během celé doby trvání kontraktu a pomocí Mark-to-Market dochází každý den po ukončení obchodování (ve zvláštních případech i během dne) k jejímu „přeceňování“ na základě rizika, které je spojeno se změnou ceny z aktuálního na příští den. Výsledkem tohoto procesu je buď refundace části uložené marže, nebo naopak povinnost ji navýšit. To je další zásadní rozdíl mezi forwardy a futures. Zatímco dlouhé a krátké pozice ve futures jsou pravidelně přeceňovány, forwardy jsou finančně vyrovnány najednou až v den jejich splatnosti.

7.2 Burzovní obchod s elektřinou v Evropě

Vznik a rozvoj evropských burz s elektřinou byl a je podmíněn postupným otevíráním trhu a přijímáním relevantní legislativy v jednotlivých zemích. Již od vzniku prvních burz s elektřinou se začal prosazovat tlak na konsolidaci a koncentraci trhu, který vyústil např. ve vznik celoskandinávské platformy pro obchodování s elektřinou Nordpool nebo spojení německých burz LPX a EEX a posléze nedávný vstup této burzy na rakouský trh s elektřinou. V současnosti jsou, co se týká obchodovaného objemu v Evropě, kromě „nadmárodní“ burzy Nordpool (a EEX) v téměř všech ostatních zemích národní burzy nebo lépe řečeno platformy pro organizované obchodování s elektřinou. Všechny tyto platformy jsou členy profesních asociací (např. EuroPEX²⁶ nebo APEx²⁷) a ze společných publikovaných materiálů je zřejmé, že hlavním cílem je odstranění překážek vzniku fungujícího jednotného trhu s elektřinou a souvisejícími produkty a vzájemná užší spolupráce. Stejný zájem deklarují i organizace sdružující velké obchodníky s elektřinou jako např. EFET²⁸. Společnou vizí je zřídit jednotný centrální trh s elektřinou. To se zatím příliš neslučuje s technickými možnostmi (kapacita přeshraničních profilů) ani s národními zájmy většiny zemí, které se nepřímo snaží své lokální trhy chránit, neboť vnímají energetický sektor jako strategický.

Evropské burzy se navzájem mírně liší zvoleným tržním modelem, ale především nabídkou produktů. Konkrétně produkty termínového trhu nabízí kromě zmiňované EEX ještě Nordpool a nově též francouzská burza Powernext a polská Polish Power Exchange. Zatím pouze na jediné z nich – a to německé EEX – jsou kromě futures nabízeny i opční kontrakty. Význam termínových obchodů není rozhodně zanedbatelný, jejich objem dosahuje na většině

²⁵ čili vyjadřuje maximální náklady spojené s uzavřením dané pozice v následující den

²⁶ Association of European Power Exchanges

²⁷ Association of Power Exchanges

²⁸ European Federation of Energy Traders

burz několikanásobného objemu obchodu na příslušných spotových trzích; details viz tabulky č. 1 a 2 uvedené níže. Ostatní organizované trhy – španělský OMEL, italská GME, holandský APX, ale i český OTE zatím nabízejí pouze denní a vnitrodenní trh s elektřinou. Při burzách jsou obvykle přidruženy i platformy pro podporu OTC obchodu, které poskytují prostředky pro elektronickou výměnu obchodních a technických informací a v ojedinělých případech i instituci centrálního clearingů.

Rok		Termínový trh* (TWh)			Spotový trh (TWh)		
		2002	2003	2004	2002	2003	2004
Burza	EEX	138	342	337	31	49	59
	Nordpool	1018	545	590	124	119	167
	PowerNext	-	-	12,9**	2,6	7,5	14

* Výsledek termínového trhu vždy sumárně za všechny nabízené termínové produkty

** výsledek za posledních 7 měsíců roku

Zdroj dat: EEX, Nordpool a PowerNext webový archiv

Tab. 1: Objemy elektřiny zobchodované na vybraných burzách

Rok		OTC clearing		
		2002	2003	2004
Burza	EEX	-	-	181
	Nordpool	1143	664	757
	PowerNext	-	-	-

Zdroj: EEX, Nordpool a PowerNext webový archiv

Tab. 2: Objemy elektřiny zobchodované na OTC trhu v režimu burzovního clearingů

Každý rok se tržní kapitalizace jednotlivých burz zvětšuje o mnoho desítek procent, což není pouze důsledkem postupného otevírání trhu, ale též většího zájmu o burzovní obchod ze strany účastníků trhu. Zároveň se po počátečním izolovaném vývoji postupně sblíží ceny mezi jednotlivými trhy, a to nejen co do průměrné výše, ale i časového vývoje. Např. rozdíly v cenách mezi francouzským a německým trhem se ve srovnání s rokem 2003 během následujícího roku významně snížily. V roce 2004 dosáhla průměrná cena na EEX u elektřiny v základním pásmu 28,52 €/MWh a u špičkového pásma 33,99 €/MWh. Odchylka průměrných cen mezi oběma trhy klesla u základního pásma na 0,39 €/MWh a u špičkového elektřiny na 0,28 €/MWh. Koeficient korelace se tak z 59,15% v roce 2003 zvýšil až na 91,41% v roce 2004. Trhy jsou si blízké i co do jejich volatility, která u základního pásma činila pro EEX 24% a Powernext 27%. Velmi se též přiblížily i ceny futures, např. u futures kontraktu na rok 2005 se během druhé poloviny roku 2004 snížil cenový rozdíl z přibližně 1,4 €/MWh v červnu na 0,18 €/MWh na konci roku.²⁹

²⁹ více viz Activity Report, Powernext 2004 a statistiky www.powernext.fr a www.eex.de

Konec minulého roku byl ve většině zemí zlomový, co se týká zavádění obchodování s emisními povolenkami. Ty jsou tak v podstatě prvními abstraktními produkty, které se na burzách začaly obchodovat. V budoucnosti se očekává rozšíření portfolia na další z nich, a to deriváty počasí a „cross-comodity“³⁰ obchody. Burzovních obchodů se mohou účastnit nejen subjekty se sídlem v zemi, kde daná burza operuje, ale v podstatě kdokoli – na EEX je jen okolo 50% účastníků trhu z Německa. Pro přímou účast na burze je nutné splnit řadu velice přísných kritérií, a proto řada zájemců realizuje své obchodní aktivity prostřednictvím brokerů.

7.3 Obchod s elektřinou v USA

Elektroenergetický sektor v USA, ačkoli vykazuje určité podobnosti s Evropou, se ve své historii ubíral jinými cestami a to jak legislativně, tak i technicky. Elektroenergetická soustava byla vybudována jako soubor sice vzájemně propojených oblastí, ale tak, aby technické prostředky pro výrobu, přenos a distribuci v rámci těchto oblastí byly dimenzovány spíše na pokrytí lokálních potřeb. Podle tohoto „pravidla“ se vytvářela kritéria pro oprávněnost nákladů distribuční společnosti operující na daném území. Následkem čehož je stav, kdy je velmi malá záložní elektrárenská kapacita a technické prostředky téměř neumožňují přenos elektřiny mezi nesusousedícími distribučními společnostmi.³¹ V této situaci federální regulátor FERC (Federal Energy Regulatory Commission) v roce 1996 vydáním příkazů č. 888 a 889 provedl radikální krok k deregulaci elektroenergetiky.³² Bohužel byla tato legislativa v rozporu s tehdejší (současným) technickým stavem sektoru. Nedostatek přenosových kapacit neumožnil přenos elektřiny vyrobené v levných zdrojích do míst s velkou spotřebou, kde musely být k pokrytí dodávek ponechány v provozu dražší lokální zdroje.

Mnozí komentátoři popisují americký trh jako balkanizovaný, v čemž vidí překážku v cestě ke konkurenčnímu trhu. To ovšem není důsledek špatného otevírání trhu, ale záměru plynoucího z původní technické koncepce. Chtít rychle liberalizovat a na tento technický stav „naroubovat“ volné obchodování s elektřinou nemohlo být reálné. V rámci těchto sice propojených, ale navzájem virtuálně oddělených trhů, se postupně etablovaly bez větší regulace nebo dohledu federálních orgánů trhy s elektřinou. A díky této „hře bez

³⁰ tj. termínové obchody, jejichž cena závisí na cenách dvou navzájem různých komodit, např. typicky uhlí a elektřiny (první jako významný vstup elektrárny, druhý jako její produkt)

³¹ Tuto krutou realitu plně odhalil až masivní blackout v srpnu 2003

³² FERC Order 888 – distribuční společnosti musely oddělit výrobu, přenos a distribuci a poskytnout nediskriminační přístup do svých sítí; FERC Order 889 vytvoření informačního systému OASIS – Open Access Same-Time Information System pro obchodování s přenosovými kapacitami

pravidel“ došlo v Kalifornii kvůli nevhodně zvolenému tržnímu modelu a jeho zneužití dominantními hráči ke kolapsu trhu.³³ Teprve tato událost spustila sérii žádoucích reforem.

V USA jsou v elektroenergetice na rozdíl od Evropy burzovní derivátní kontrakty v současnosti nepoužívané (poslední byly staženy z NYMEX na jaře 2002), přestože ještě v roce 2000 jim byla předpovídána skvělá budoucnost. Důvodem tohoto nezájmu nebo opatrnosti investorů jsou především problémy s oceňováním a účtováním derivátů. Základem pro oceňování, resp. odhad objektivní hodnoty mají být odpovídající kótované tržní ceny. Když nejsou k dispozici, mělo by být ocenění provedeno s využitím nejlepších dostupných informací v dané situaci.³⁴ Na trhu v USA většinou nejsou ceny ani obchodované objemy zveřejňovány. Ty, které zveřejňované jsou, ukazují na řádově volatilnější trhy ve srovnání s Evropou, což je jistě dáno i výše uvedenými technickými omezeními, a ztěžuje samo o sobě jakékoli modelování. V kombinaci s převažující netransparentností bylo možné pomocí modelů a jejich modifikací oceňovat a účtovat derivátní kontrakty „podle potřeby“. To byla běžná praxe mnoha společností a až pád a následné vyšetřování gigantu ENRON ji naplno odhalilo.³⁵

7.4 Druhy derivátů na trhu s elektřinou dle podkladového aktiva

Základními používanými deriváty na trhu s elektřinou jsou deriváty cen elektřiny, které účastníci trhu využívají pro zajištění svých podnikatelských aktivit proti riziku velkých cenových fluktuací. Nicméně nezanedbatelný vliv na podnikání v elektroenergetice má v různých formách i počasí, jež může u některých subjektů podstatně determinovat objem dodané nebo spotřebované (lépe řečeno potřebné) elektřiny. Pomocí derivátů cen se dají zajistit minimální prodejní resp. maximální kupní ceny, ale sotva je lze použít pro jistění množství rizika. Pro to slouží účastníkům trhu deriváty počasí, které se na trhu s elektřinou objevily před zhruba pěti lety v USA. Také v Evropě se již začaly deriváty počasí zaměřené na energetiku nabízet, ale ani na jednom z trhů nejsou zatím příliš rozšířené, přestože mají z mnoha důvodů velký potenciál.

7.4.1 Deriváty počasí

Důvody zatím malého zájmu o deriváty počasí jak ze strany kupujících, tak ze strany prodávajících, jsou dány zejména stochastickým charakterem počasí a omezenou možností jeho predikce. Toto omezení nespočívá jen v oblasti přesnosti předpovědi, ale bohužel pro

³³ Více v Theo MacGregor: „Electricity Restructuring in Britain: Not a Model to Follow“

³⁴ Podrobný návod je uveden v instrukci číslo 133 vydané Financial Accounting Standards Board (FASB)

³⁵ podrobněji např. Energy Information Administration, DOE US: „Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries“, kapitoly 5 a 7

deriváty především v délce časového intervalu, v kterém lze předpověď ještě považovat za alespoň přibližně přesnou. Meteorologové obvykle tvrdí, že rozumnou platnost mají předpovědi na dobu ne delší než týden dopředu. Ve většině zemí včetně České republiky jsou „parametry“ počasí sledovány dlouhodobě a k dispozici jsou velmi solidní statistiky (snad jedinou jejich slabou stránkou je, že nemusí být v některých případech dostatečně podrobné co do počtu sledovaných proměnných nebo četnosti sběru dat). Tím se přímo nabízí možnost standardního statistického zpracování, a to nejběžněji nalezením pravděpodobnostního modelu, který historická data bráná jako nezávislé vzorky dostatečně dobře reprezentuje, nebo analýzou časových řad a vytvořením autoregresního modelu s klouzavým průměrem.

Deriváty počasí vykazují zvláštnost v tom, že jejich podkladové aktivum (tedy nějaký povětrnostní parametr nebo index) není fyzicky dodatelné. Proto přichází v úvahu jen takové deriváty, jejichž předmětem je případné finanční plnění v závislosti na vývoji příslušného podkladového aktiva. Speciálním případem je zabudování závislosti vyráběného objemu elektřiny (tepla) na počasí do smluv o dodávkách paliva nebo naopak dodávkách elektřiny, což již někteří nezávislí výrobci elektrické energie dělají. Tímto se vlastně deriváty počasí svou funkcí přibližují produktům pojišťovacích společností. V zásadě se uplatňují dvě koncepce vyrovnávacích plateb, a to lineární nebo méně často binární (tedy pokud vzroste/klesne hodnota podkladového aktiva nad/pod ve smlouvě specifikovanou úroveň, je vyplacena jednorázová předem pevně předpisem nebo konkrétní sumou stanovená částka). Derivát počasí má kromě běžných atributů (typ smlouvy, splatnost a dobu trvání, realizační „cenu“ a způsob výpočtu výplat) též některé nepříliš časté, jako definici podkladového aktiva včetně způsobu výpočtu jeho hodnoty (realizační ceny) a oficiální meteorologickou stanicí, jejíž data jsou pro smlouvu relevantní.

Výběr podkladového aktiva je extrémně flexibilní, a proto mohou být deriváty počasí vytvořeny na míru potřebám široké palety rizikových profilů. Většina podkladových aktiv u derivátů počasí je odvozena od následujících povětrnostních „parametrů“: teploty, dešťových nebo sněhových srážek, síly větru, intenzity slunečního záření. Nicméně z hlediska likvidity se zatím trh omezuje na běžná popř. standardizovaná podkladová aktiva, jimiž jsou u derivátů počasí doposud tyto: průměrná denní nebo týdenní teplota, suma vytápěcích (nebo klimatizačních) gradodů³⁶ (v angl. zkratka HDD) a celkový úhrn vodních nebo sněhových

³⁶ „Vytápěcí gradoden“ je jediný český překlad, který se mi podařilo nalézt pro anglický výraz „Heating Degree Days, HDD“. Tento ukazatel vznikne jako suma maxim $HDD = \sum_{i=1}^N \max(0; 19^{\circ}\text{C} - T_i)$, kde N je celkový počet dní topné sezony a T_i je průměrná denní teplota v jednotlivých i-tých dnech sezony. Je tedy konstruován tak, aby vyjadřoval míru náročnosti vytápění za topnou sezónu.

srážek. Síla větru jako index zatím není téměř používaná, i když podíl větrných elektráren v Evropě v poslední dekádě radikálně vzrostl. Zřejmě v tomto případě je jen malá korelace mezi naměřenou silou větru a vyrobeným elektrickým výkonem nebo jiný problém, který jejich etablování brání. Nicméně by takový instrument byl pro toto odvětví bez přehánění požehnáním, protože rentabilita současných projektů je i přes garanci výkupních cen velice nejistá. Deriváty založené na úrovni slunečního záření dané např. počtem slunečných hodin v roce (obchodované výrobci nápojů, cestovními kancelářemi,...) by mohly být v budoucnu zajímavé pro solární elektrárny, které momentálně kvůli vysoké ceně za jednotkový objem z nich vyrobené elektřiny nemohou dnešním zdrojům konkurovat.

Největší problém derivátů počasí spočívá v jejich obtížném ocenění. Nakupující nebo prodávající derivátu počasí postupují obvykle tak, že nejdříve statistickou analýzou historických meteorologických dat vytvoří pravděpodobnostní funkci, která každé možné hodnotě podkladového aktiva (povětrnostního indexu) přiřadí míru pravděpodobnosti, s níž tato varianta může nastat. V druhém kroku individuálním mechanismem, který závisí hlavně na konkrétním druhu jejich podnikání vyhodnotí, jakou možnou finanční ztrátu (resp. příjem) ta která hodnota povětrnostního indexu představuje, a ve spojení s již získanou pravděpodobností již snadno stanoví, s jakou pravděpodobností mohou být vystaveni různé výši ztrát.³⁷

Je potřeba mít ovšem na paměti to, že (historická) data o počasí nejsou navzájem nezávislá. Stav počasí, který je prostřednictvím několika parametrů pravidelně zaznamenáván, je výsledkem fyzikálních procesů, které probíhají na souši, moři i v atmosféře, a jejichž podstata je natolik složitá, že je zatím neumíme uspokojivě modelovat. Pokud je mi známo, na světě v současnosti běží několik projektů, které nasazením nejvýkonnější dostupné výpočetní techniky a týmů vědců z celého světa na úkolech týkajících se modelování povětrnostních vlivů pracují. Dokud nebude možno výsledky jejich práce zahrnout do stávajících čistě statistických modelů, bude predikční schopnost těchto modelů omezená. Tím se nemyslí, že nízká nebo nedostatečná. Je tím řečeno pouze to, že bylo dosaženo stavu blízkému maximální výtěžnosti dosavadních modelů, a že významné zlepšení jejich (hlavně dlouhodobé) predikční schopnosti se bez zabudování dynamiky relevantních fyzikálních procesů pravděpodobně neobejde. Statistiky počasí v sobě ovšem skrývají ještě jiné záludnosti týkající se vývoje způsobů pořízení těchto dat během jejich historie, které z dat samotných nemusí být zřejmé, což může vést k omylům a špatným interpretacím získaných dat.

³⁷ Podrobněji viz Lixin Zeng: „Weather Derivatives and Weather Insurance: Concept, Application and Analysis“

Tento fenomén by se dal asi nejlépe popsat výrazem „problém možné nekonzistence meteorologických měření“ a zahrnuje řadu různých a různě závažných bodů. Tuto záležitost rozhodně nelze obecně opomenout, protože pokud statisticky zpracováváme časové řady dat, předpokládáme, že data jsou porovnatelná nebo lépe řečeno jedná se o vývoj jednoho jediného fenoménu měnícího se v čase. Meteorologická měření ovšem tuto podmínku zdaleka nemusí splňovat, neboť se v historii jejich pořizování čas od času měnilo. Ať už vezmeme v úvahu ty zanedbatelnější změny jako použití různých měřicích přístrojů a fyzikálních metod měření. Nebo významné a zanedbatelné změny, mezi které patří časově i místně nestejné měřicí postupy, tj. do určité doby se měřilo dvakrát denně v 7 a 14 hodin, potom čtyřikrát denně v 1, 6, 10, 14 a 21 hodin a dnes třeba po jednotlivých hodinách nebo kontinuálně. Mnohdy se také stalo, že meteorologická stanice musela být z různých důvodů přesunuta na jiné sice blízké místo, ale s odlišnými podmínkami pro měření (nadmořská výška, reliéf okolní krajiny,...). Pokud nebyly nějakým z těchto způsobů dodrženy shodné podmínky měření za jednu meteorologickou stanici, nereprezentuje časová řada povětrnostní situaci v daném místě a výsledný model bude vychýlený, přičemž tuto poruchu ve vstupních datech není možné bez znalosti příčiny právě díky stochastickému charakteru počasí jakkoli rozeznat a rozumným způsobem korigovat. To je vlastně ten pravý důvod obchodování s deriváty; omezená schopnost předpovědi, a tím existence zanedbatelného rizika. Každý účastník trhu s deriváty se bude maximálně snažit všechny výše uvedené okolnosti ve svém modelu vývoje počasí postihnout, takže tato rizika jsou v obchodech s deriváty internalizována.

Dalším problematickým bodem, který brání širšímu využití derivátů počasí, jsou nesnáze s jasným definováním vazby stavu počasí (resp. nějakého nebo nějakých povětrnostních indexů) a míry, s jakou je podnikání potenciálního zájemce o koupi derivátů počasí tímto stavem ovlivněno. Provozovatele akumulací vodní elektrárny bude typicky zajímat úhrn vodních srážek během příštích třech až dvanácti měsíců. Pokud by bylo možné takovou informaci s dostatečnou pravděpodobností získat, mohl by tento provozovatel z ekonomického hlediska mnohem efektivněji plánovat. Ovšem agregovaná informace o množství srážek za vybrané období v dané lokalitě, i kdyby byla velmi přesná, nic neříká o četnosti, rozsahu a intenzitě srážek, což jsou informace naprosto zásadního charakteru, bez nichž má agregovaný údaj jen slabou vypovídací schopnost.

Obdobně zavádějící mohou být pro dodavatele tepla v rámci centrálního zásobování teplem (CZT) statistiky průměrných denních teplot během topné sezony. Často je dodavatel do systému CZT zároveň výrobcem elektřiny, jejíž objem je přímo na velikosti tepelného výkonu dodávaného do sítě závislý. Pro takový podnikatelský subjekt je předpokládána

úroveň teplot v zimním období zásadní determinantou určující hospodářský výkon firmy a pro málokterou firmu působící v energetice jsou deriváty počasí vhodnějším nástrojem k řízení objemového rizika. Neméně závažné je upozornit na relace globální/lokální ale zároveň spojitý charakter počasí, diskrétní soustava monitorovacích a meteorologických stanic a různě distribuovaný předmět podnikání (např. dálkové vytápění několika od sebe vzdálenějších měst). Z toho kromě jiného vyplývá, že statistiky z konkrétní meteorologické stanice nebo stanic nemusí být pro dané místo dostatečně reprezentativní.

Přesto zájem o deriváty počasí ve vyspělých zemích stoupá, neboť nepředpokládaný vývoj počasí znamená pro podnikání čím dál významnější ekonomickou ztrátu a částečně také proto, že počasí získává stále radikálnější charakter (což v centrální Evropě zatím není příliš pozorovatelné). Je nesporný fakt, že řada podnikatelských aktivit je k riziku počasí velmi sensitivní. Zajímavý údaj udává Ministerstvo energetiky USA: podle této instituce je až 25% HDP resp. 2000 miliard USD vytvořených subjekty, jejichž činnost je na počasí citlivá. Dále se (v Evropských podmínkách) předpokládá, že pokles teploty v zimních měsících o 1°C vyvolá dodatečnou spotřebu energií o 2 – 5%. Dodavatel tepla z CZT zdroje může tomu sice čelit tak, že se přezásobí uhlím (u plynu je to podstatně složitější), ale to není zrovna levná cesta k řízení rizika počasí. Navíc obvykle ceny primárních zdrojů energie při zvýšené poptávce způsobené poklesem teploty rostou a naopak, takže jištěním pomocí derivátů počasí je možné kromě rizika objemu řídit i riziko změny cen vstupů. V elektroenergetice je vedle objemu dodávek tepla (ale i chladu!) na počasí závislá i část objemu výroby a spotřeby elektřiny (turistický a zábavní průmysl – typicky lyžařská střediska).

Za všechny produkty v oblasti derivátů počasí stručně k rodině indexů NextWeather[®].³⁸ Ta vznikla na základě společného projektu burzy EuroNext (vytvořená spojením Amsterodamské, Bruselské a Pařížské burzy v roce 2000, se 34% procenty je největším podílníkem francouzské burzy s elektřinou PowerNext) a francouzského meteorologického institutu Météo-France. Takové spojení je samozřejmě velmi výhodné, protože každý z partnerů má silné sofistikované know-how, a v případě meteorologie je k dispozici i to nejdůležitější – historická data a zkušenosti s jejich zpravováním a interpretací. Povětrnostní indexy z rodiny NextWeather[®] jsou založeny na průměrných teplotách, a to buď lokálních (ve Francii pro 22 regionů), anebo globálních, vytvořených průměrem teplot za regiony váženým počtem obyvatel, případně dalšími parametry. Kromě

³⁸ informace z NextWeather Brochure vydané v roce 2002 burzou EuroNext. Více na www.euronext.com v sekci Products & Prices - Indices – Weather indices

lokálnosti jsou deriváty v nabídce burzy Euronext založeny navíc na denních nebo čtrnáctidenních průměrných teplotách.

Mnoho zajímavých informací a odkazů zabývajících se deriváty počasí obecně je k dispozici na webových stránkách asociace Weather Risk Management Association (www.wrma.org). Derivátům počasí se také věnuje WeatherXchange, instituce podřízená britské meteorologické službě MET Office³⁹. Na jejích stránkách jsou mimo jiné k dispozici ukázky rozborů vlivu jednotlivých komponent počasí (sluneční svit, dešťové srážky, teplota) na spotřebu elektrické energie v Británii. Dle agentury Reuters³⁹ mají deriváty počasí velice slibnou budoucnost, i když objemy jejich obchodování nejsou příliš velké na to, jak velké ztráty rozměry počasí každý rok společně způsobí. Podle údajů WRMA je většina transakcí realizována na OTC trhu a objemy obchodování jsou zatím na asi poloviční úrovni oproti trhu v USA (kde došlo k prudkému poklesu obliby derivátů počasí po pádu ENRONu, který byl na trhu s nimi lídrem), ovšem během roku 2003 vzrostly o 90%. Důvody pro jejich větší využívání zatím nejsou díky pomalé liberalizaci energetiky v Evropě tolik aktuální. Odborníci také rozeznávají některé překážky jako absence pan-evropské povětrnostní databázové a předpovědní služby, nezvykle vysoké ceny za historická data (ve srovnání a USA, kde jsou zdarma), popř. chybějící legislativní a regulatorní rámec.⁴⁰ Postupné změny lze pozorovat stejně tak jako zájem o tuto oblast mezi firmami. Neboť zatímco stavební firmy potřebují pro svoji činnost teplé počasí, výrobci tepla naopak vydělávají více, když je chladněji, čili jsou si navzájem ideálními partnery pro deriváty odvozené od průměrné teploty.

O derivátech počasí by se dalo napsat velmi mnoho, a tak už snad poslední spíše zajímavost. Byla publikována ve speciálním vydání jinak pravidelného týdenního bulletinu *The Desk* v lednu 2001.⁴¹ Probíraná problematika bude zřejmě pro většinu českých odborníků z oblasti elektroenergetiky dosud neznámá, přečtení článku proto vřele doporučuji. Je technicky na vysoké úrovni a obsahuje desítky zajímavých odkazů na odbornou literaturu i instituce. Volně přeloženo (s českým ekvivalentem jsem se ještě nesetkal) pojednává o derivátech založených na „počasí na Slunci“ resp. „slunečním počasí“ (z angl. Solar Weather Derivatives). A jak se sluneční počasí týká elektroenergetiky? Na Slunci probíhají pravidelně magnetické bouře, jejich největší aktivita je spojena s obdobím slunečního cyklu známého pod pojmem solární maximum. Solární maximum nastává právě tehdy, když je na povrchu

³⁹ www.weatherxchange.com, www.met-office.gov.uk.

⁴⁰ podrobněji viz Sujata Rao (REUTERS News): „Europe starts to warm to weather risk trade“, (únor 2004)

⁴¹ The Desk je týdenní zpravodaj vydávaný skupinou Scudder Publishing Group (www.scudderpublishing.com). Je zaměřen na analýzy energetických trhů, risk management a zpravodajství. Obsahuje množství informací, které nejsou běžně dostupné a proto je pravidelně čten členy vyššího managementu energetických podniků v EU i US.

Slunce nejvíce slunečních skvrn. Při těchto bouřích jsou do okolí vysokou rychlostí vyvrhována obrovská množství materiálu (= elementárních částic), které při dopadu na svrchní vrstvy atmosféry Země (magnetosféra, ionosféra) vyvolávají poruchy v jejím magnetickém poli.

Během poruch tečou v těchto vrstvách ohromné proměnlivé proudy nabitých částic, které jsou schopné indukovat v libovolných vodivých tělesech napětí a vybudit tím tok elektrického proudu. Měřitelné účinky se projevují nejvíce právě na dlouhých elektrických vedeních a potrubních produktovodech. Takzvaně geomagneticky indukované proudy (Geomagnetically Induced Currents – GICs) mohou být kromě jiného příčinou selhání prvků elektrické sítě. Nejvíce ohrožené jsou transformátory, u kterých při jejich zatížení blížícímu se nominálním hodnotám spolu s vlivem GICs může dojít rychle k přehřátí následované až teplotní destrukcí. Hrozba je podle odborníků reálná a nezanedbatelná; GICs prý stály např. za devítihodinovým výpadkem soustavy v Quebecu v roce 1989.

Podkladovým aktivem derivátů slunečního počasí by se mohl stát tzv. Kp index, který vyjadřuje všeobecnou úroveň vlivu Slunce na aktivitu magnetického pole Země, a je zjišťován každé 3 hodiny laboratoří v německém Göttingenu. Celosvětově jsou k dispozici historická data od roku 1932, omezeně již od roku 1868. Rozdílem oproti vlivům „pozemského“ počasí, které jsou pouze lokální, je jejich rozsah – geomagnetické pole má globální charakter. To by podle autora článku mohlo mít pozitivní vliv na likviditu případného trhu s těmito deriváty. A potenciální zájem o ně? Alespoň jeden se ihned nabízí: zatímco distribuční společnosti by chtěly držet dlouhé pozice ve futures na Kp index (přímo úměrně s ním roste pravděpodobnost zničení technických prostředků, za což je společnost kompenzována zvýšením hodnoty futures kontraktu), výrobci přenosových a distribučních transformátorů by se naopak ucházely o krátké pozice, protože růst Kp a hodnoty kontraktu by kompenzovali vyšším obratem.

7.5 Několik aspektů praktického využití derivátů

Úskalí termínových obchodů tkví paradoxně v tom, že s relativně malými prostředky je možné realizovat velké objemy obchodů. Např. pro otevření nové futures pozice je nutné složit tzv. initial margin. Ta je konkrétně v případě EEX burzy u měsíční futures na elektřinu v základním pásmu €2,0/MWh, čili asi jedna desetina až dvacetina obvyklé průměrné tržní ceny této elektřiny při fyzickém plnění. Obecně může být na termínových trzích v závislosti na vývoji ceny dosahováno závratných zisků nebo naopak ztrát. Toho si bylo vědomo i vedení

BCP Praha v případě finančních derivátů, když poměrně dlouhou dobu obchodování jimi bránilo.⁴²

Významný problém, který je spojen s využitím derivátních kontraktů na trhu s elektřinou, tkví v jejich obtížném oceňování. To je důsledkem nejen absence dlouhých časových řad popisujících vývoj cen a relativně nízké počáteční likvidity, ale i tím, že elektřina je na rozdíl od ostatních komodit neskladovatelná a cenová volatilita trhu je obvykle vysoká. K oceňování futures lze jen obtížně použít klasickou arbitrážní koncepci založenou na možnosti určit náklady na rezervování a skladování zboží (cost-of-carry model). Cena elektřiny je ovlivněna dalšími riziky a exogenními proměnnými, takže oceňování futures musí být sofistikovanější než u ostatních komodit. Stejně problematické je ohodnocení opcí, neboť tradiční modely vycházejí z předpokladů, které neodpovídají podmínkám na burze s elektřinou. Black-Scholes-Mertonův model, který bývá označován za průlom v oceňování opcí, klade jako předpoklady konstantní drift změny ceny zboží a konstantní volatilitu, což je pro trh s elektřinou nerealistické. V posledních letech se nicméně objevuje mnoho různých a různě složitých modelů, které vykazují velice solidní schopnosti predikce. Problém samozřejmě zůstává umět takové modely naplnit požadovanými daty.⁴³

⁴² www.mesec.cz – Na otázku „Proč KCP bránila obchodování s finančními deriváty na Pražské burze?“ odpověděl Tomáš Ježek, člen prezidia KCP: "...finanční deriváty jsou velmi rizikové. Měli jsme z toho strach. Také likvidita podkladových aktiv byla nízká. Nyní již licence udělujeme, finanční deriváty na burzu patří..."

⁴³ Více o modelech, jejich předpokladech, omezením a použitelnosti v Les Clewlow and Chris Strickland (Vince Kaminski, Grant Masson, and Ronnie Chahal): „Energy Derivatives: Pricing and Risk Management“

8 Příklady termínových obchodů

Princip termínových obchodů a jejich význam pro účastníky trhu s elektřinou názorněji vysvětlí několik konkrétních příkladů. K jejich přípravě byla použita reálná historická data z archivu burzy European Energy Exchange (EEX) se sídlem v Lipsku (Německo). Omezení na burzovní obchody je zřejmé, neboť je nemožné postihnout všechny možné specifické variace, které mohou vzniknout na OTC trhu. Burza EEX byla vybrána proto, že je geograficky nejbližší České republice a tamní ceny jsou pro český trh nejvíce relevantní, neboť největší objem přeshraničního obchodu je realizován právě s Německem⁴⁴ (což nemusí nutně znamenat, že zobchodovaný objem je tamtéž také spotřebován). Oba trhy jsou si také podobné co se týká technických parametrů, především struktury zdrojů. Pro český trh by např. nebyl relevantní vývoj cen v sousedním Rakousku nebo geograficky blízkém Švýcarsku, protože obě země mají velký podíl výroby z vodních elektráren, jejichž výkon je silně závislý na počasí, na rozdíl od tepelných elektráren spalujících uhlí, jež jsou díky nerostnému bohatství a historické tradici z okolních států rozšířené právě v Německu, ČR (a Polsku).

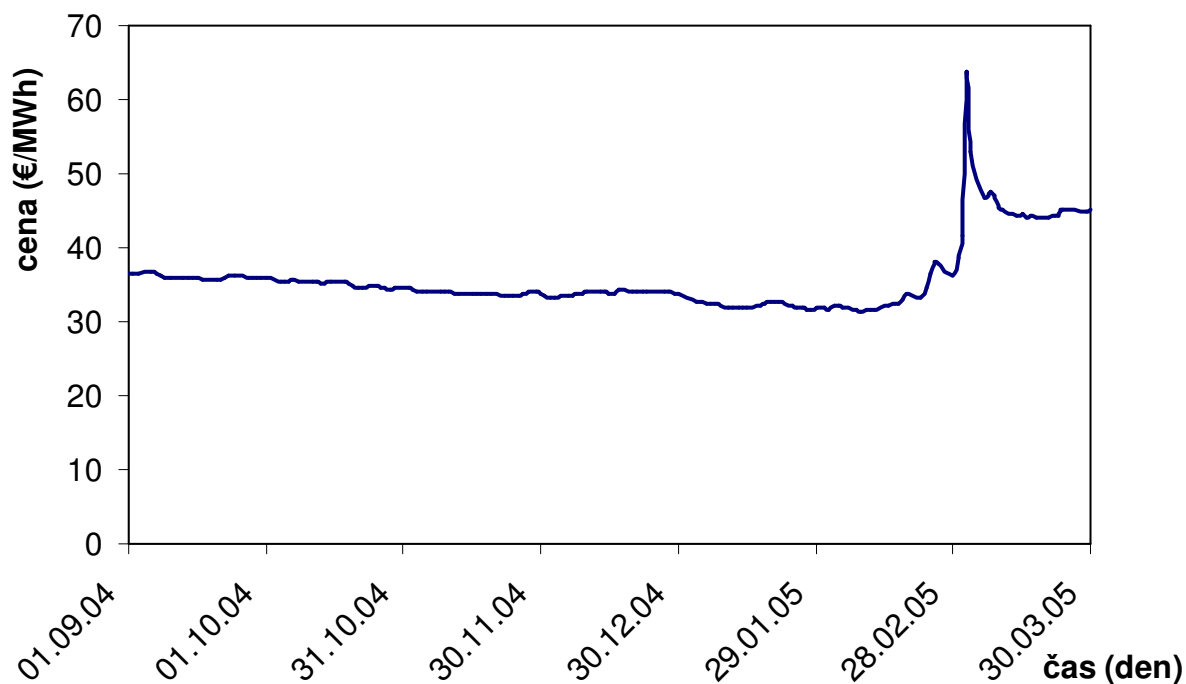
Příklady termínových obchodů budou konkrétně ukázány na měsíčních termínových smlouvách. Dnem nákupu derivátu bude 3. leden 2005 a předmětem obchodu bude zajištění prodeje/nákupu elektřiny v základním pásmu na březen 2005, tedy jednak měsíční futures na základní pásmo elektřiny v březnu a jednak opce na tuto futures. Měsíční futures se na EEX mohou obchodovat až šest měsíců před měsícem dodávky, tj. březnová futures se začíná obchodovat v září předchozího roku. Posledním dnem obchodování s měsíční futures je den, kdy se obchoduje s dodávkou na poslední den měsíce, který je předmětem této měsíční futures, čili konkrétně pro březnovou měsíční futures je to 30.3.2005. Poslední obchodování s opcemi na měsíční futures se uskutečňuje čtyři burzovní dny před prvním dnem měsíce dodávky, tedy pro opci na březnovou měsíční futures je to 23.2.2005. Ceny a veškeré platby jsou ponechány v Eurech. Pro ilustraci je v následujícím nejdříve uveden vývoj cen měsíční futures na elektřinu v základním pásmu na březen 2005, a to jak v tabulce (Tab. 3), tak pro lepší přehlednost i v grafu (Graf 1):

⁴⁴ Zde lze dobře pozorovat současný vliv mnoha navzájem odlišných faktorů. Především strategické polohy ČR, současnou kapacitu přeshraničních profilů, politicky motivovaná preference Rakouska nekupovat „elektřinu z Temelína“, veskrze politické rozhodnutí Německa odstavit své jaderné a masově podporovat větrné elektrárny, z čehož rezultuje klesající rozdíl mezi disponibilní výrobní kapacitou a celkovou spotřebou (základ/špička), atd.

den	cena měsíční futures na základní pásmo březen 2005 (€/MWh)						
	září 2004	říjen 2004	listopad 2004	prosinec 2004	leden 2005	únor 2005	březen 2005
1	36,4	35,85	34,49	33,4	-	31,7	38,66
2	36,45	-	34,24	33,35	-	32,12	41,75
3	36,58	-	34,16	33,36	32,76	32,04	63,64
4	-	35,45	33,97	-	32,61	31,9	53
5	-	35,45	34	-	32,53	-	-
6	36,86	35,54	-	33,63	32,43	-	-
7	36,61	35,65	-	33,63	32,4	31,6	46,8
8	36,3	35,48	34,18	33,69	-	31,43	47,6
9	36,06	-	34,12	33,67	-	31,6	47
10	36,02	-	34,1	34,16	31,94	31,66	45,4
11	-	35,33	33,81	-	31,97	31,73	45,21
12	-	35,33	33,87	-	31,85	-	-
13	36	35,25	-	34,15	31,83	-	-
14	36,06	35,24	-	34,09	31,81	32,05	44,25
15	36,08	35,31	33,75	33,82	-	32,32	44,5
16	35,98	-	33,84	33,86	-	32,49	44,03
17	35,81	-	33,77	34,2	32,23	33,1	44,2
18	-	35,3	33,78	-	32,42	33,75	44,04
19	-	35,04	33,7	-	32,77	-	-
20	35,8	34,76	-	34,18	32,63	-	-
21	35,76	34,71	-	34,15	32,71	33,19	44,11
22	36,08	34,7	33,52	34,13	-	34,62	44,41
23	36,1	-	33,43	34	-	36,43	44,44
24	36,11	-	33,5	-	32,28	38,13	45,1
25	-	34,77	33,57	-	31,84	37,94	-
26	-	34,65	33,69	-	31,87	-	-
27	36	34,53	-	34	31,71	-	-
28	36	34,39	-	34	31,67	36,2	-
29	36	34,49	33,95	33,69	-	-	44,87
30	35,9	-	33,75	33,67	-	-	45,19
31	-	-	-	-	31,78	-	-

Zdroj dat: European Energy Exchange

Tab. 3: Vývoj ceny měsíční futures na základní pásmo elektřiny 03/2005



Graf 1: Vývoj ceny měsíční futures na základní pásmo elektřiny 03/2005

Obchodní den	Cena futures	Opční prémie kupní opce na futures elektřiny v základním pásmu 03/2005			Opční prémie prodejní opce na futures elektřiny v základním pásmu 03/2005		
		33 €/MWh	34 €/MWh	35 €/MWh	33 €/MWh	34 €/MWh	35 €/MWh
3.1.05	32,76	0,972	0,617	0,398	1,211	1,853	2,631
4.1.05	32,61	0,986	0,644	0,428	1,374	2,029	2,810
5.1.05	32,53	0,001	0,001	0,001	0,469	1,466	2,463
...
31.1.05	31,78	0,329	0,220	0,128	1,547	2,436	3,344
1.2.05	31,7	0,294	0,193	0,110	1,592	2,490	3,406
2.2.05	32,12	0,404	0,260	0,148	1,283	2,137	3,025
3.2.05	32,04	0,362	0,229	0,127	1,321	2,186	3,084
...
18.2.05	33,75	0,916	0,353	0,100	0,166	0,603	1,350
21.2.05	33,19	0,415	0,070	0,006	0,225	0,880	1,815
22.2.05	34,62	1,621	0,688	0,137	0,001	0,068	0,517
23.2.05	36,43	3,430	2,430	1,430	0,001	0,001	0,001

Zdroj dat: European Energy Exchange

Tab. 4: Vývoj ceny měsíční futures na základní pásmo elektřiny 03/2005

8.1 Výrobce elektřiny prodá měsíční futures

Provozovatel středně velkého zdroje elektřiny plánuje na počátku roku zajištění prodeje elektřiny v měsíci březnu. Výkon tohoto zdroje je 12 MW elektřiny, výrobce chce prodat všechnu energii, kterou dokáže vyrobit, tedy nabídne elektřinu v základním pásmu (tj. 24 hodin, 7 dní v týdnu). S ohledem na vývoj cen v prvním kvartálu v minulých letech a aktuální ceny letošní březnové futures se provozovatel domnívá, že spotová cena na trhu s elektřinou v základním pásmu bude v březnu v průměru na úrovni 30 €, což již ohrožuje

rentabilitu zdroje. Navíc se chce jistit proti nestabilitě cen na spotovém trhu, a tak prodá 12 březnových futures (po 1 MW elektřiny v zákl. pásmu) za aktuální tržní cenu 32,76 €/MWh. Tím si zajistil fixní příjem z prodeje elektřiny vyrobené ve svém zdroji na úrovni 292088,16 € za tento měsíc, protože:

plánovaný objem vyrobené elektřiny: $12 \times 743 \text{ MWh} = 8916 \text{ MWh}$,

odpovídající plánovaný obrat: $8916 \text{ MWh} \times 32,76 \text{ €/MWh} = 292088,16 \text{ €}$.

Této transakci odpovídá počáteční marže ve výši 1486 € za kontrakt, což při 12 kusech dělá 17832 €. Tato částka bude výrobcí vrácena v poslední den platnosti kontraktu nebo při uzavření této futures pozice. Průběh transakce je zachycen v Tab. 5. V předposledním sloupci tabulky jsou všechny platby v rámci mark-to-market vyrovnávání uvedeny z pohledu výrobce elektřiny, čili částky, které tento vyplácí (včetně počáteční marže), jsou se záporným znaménkem. Druhý a třetí sloupec ukazuje vývoj spotových cen pomocí indexu Phelix⁴⁵, a to jak prostřednictvím denního průměru (druhý sloupec), tak i měsíčního váženého průměru (třetí sloupec).

Termínové obchody na EEX nejsou realizovány fyzicky, ale pouze finančně, a proto provozovatel zdroje vyrobenou elektřinu v objemu 12 MW za hodinu prodává celý měsíc na spotovém trhu formou cenově nezávislých nabídek na každých následujících 24 hodin pro všechny dny v měsíci. Výsledkem je prodej 12 MW každou hodinu za rovnovážnou tržní cenu (Market Clearing Price, MCP). To zároveň znamená, vzato souhrnně za celý měsíc, že přesně dosáhne průměrné ceny vyjádřené indexem Phelix Month. V našem konkrétním příkladě má Phelix Month za březen hodnotu 45,19 €/MWh, čili celkové tržby tohoto výrobce za elektřinu prodanou v březnu jsou ve výši 402914,04 € ($8916 \text{ MWh} \times 45,19 \text{ €/MWh}$). Z tabulky je též vidět, že cena futures v posledním dni jejího obchodování se přesně rovná průměrné měsíční ceně na spotovém trhu, což odpovídá její ekonomické interpretaci.

⁴⁵ Physical Electricity Index. Index burzy EEX počítaný jako obyčejný průměr cen za určité období

obchodní den	Phelix Day Base	Phelix Month Base	cena futures	Marže (-) Margin call (+) Pay out	Akumulovaný výsledek
3.1.05	28,87	19,44	32,76	-17832,00*	-17832,00
4.1.05	30,17	22,12	32,61	+1337,40	-16494,60
5.1.05	33,42	24,38	32,53	+713,28	-15781,32
...
31.1.05	36,43	30,82	31,78	-980,76	-9094,32
1.2.05	37,10	37,10	31,7	+713,28	-8381,04
2.2.05	39,74	38,42	32,12	-3744,72	-12125,76
3.2.05	41,40	39,41	32,04	+713,28	-11412,48
...
28.2.05	61,81	39,58	36,2	+15513,84	-48503,04
1.3.05	56,49	56,49	38,66	-21933,36	-70436,40
2.3.05	71,21	63,85	41,75	-27550,44	-97986,84
3.3.05	104,60	77,43	63,64	-195171,24	-293158,08
...
23.3.05	38,21	50,71	44,44	-267,48	-121970,88
24.3.05	33,94	50,01	45,1	-5884,56	-127855,44
29.3.05	33,49	45,98	44,87	+2050,68	-125804,76
30.3.05	32,27	45,52	45,19	-2853,12	-128657,88
31.3.05	35,37	45,19	-	+17832,00*	- 110825,88

* zaplacení/refundace počáteční marže

Zdroj dat: European Energy Exchange

Tab. 5: Ilustrace situace, v níž výrobce prodá měsíční futures

Tuto částku by výrobce získal celou, pokud by na tento měsíc nedržel otevřenou pozici ve futures. V opačném případě, protože se cena vyvíjela opačným směrem, než předpokládal, získá pouze předem zafixovanou částku 292088,16 €, a zbytek ve výši 110825,88€ (8916 MWh x (45,19 €/MWh - 32,76 €/MWh)) obdrží kupec resp. kupci těchto futures formou postupných vyrovnávacích plateb v rámci mark-to-market principu. Prostřednictvím těchto plateb jsou přesně vyrovnány co do výše tržby realizované na spotovém trhu a tržby předpokládané a fixované koupí futures.

Mohla samozřejmě nastat i opačná situace a průměrná cena na trhu mohla naopak klesnout pod 32,76 €/MWh. Výrobce by na spotovém trhu realizoval menší tržby než plánovaných 292088,16 € a v tomto případě by mu jištění proti tomuto riziku pomocí futures přineslo prostřednictvím vyrovnávacích plateb dorovnání celkových tržeb na plánovanou úroveň. V našem případě jediným způsobem, jak se mohl výrobce vyhnout celkové ztrátě, bylo uzavřít včas svou otevřenou pozici nákupem 12 odpovídajících futures. Sice by tak pravděpodobně utrpěl jistou finanční ztrátu (cena futures po jejím nákupu byla převážně nad cenou, za kterou byla pořízena), ale vyhnul by se ztrátě řádově větší.

8.2 Výrobce elektřiny prodá kupní opci na měsíční futures

Mějme stejného výrobce jako v předchozím příkladě. Ten disponuje výrobní kapacitou 12MW v základním zatížení a rozhoduje se na začátku roku, konkrétně 3.ledna, o prodeji této dosud volné kapacity. Řekněme, že výrobní náklady tohoto výrobce jsou 34 €/MWh. Cena březnové futures je v den rozhodování 32,76 €/MWh, cena elektřiny na spotovém trhu 28,87 €/MWh a náš výrobce předpokládá, že by měla nadále spíše klesat až na březnových 25 €/MWh. Kvůli svým vysokým nákladům ovšem futures není pro výrobce řešením, protože za tuto cenu se mu nevyplatí vůbec vyrábět, neboť z tržeb nepokryje ani náklady.

Předpokládejme, že je averzní vůči riziku, a chce cenové riziko úplně eliminovat. Rozhodne se proto prodat kupní opci na březnovou měsíční futures s realizační cenou ve výši svých nákladů, tedy 34 €/MWh. Kdyby zvolil vyšší realizační cenu opce, získal by nižší opční prémii. Pokud by zvolil naopak nižší cenu s cílem dosáhnout vyšší opční prémie, vystavuje se riziku, že cena neočekávaně překročí hranici realizační ceny opce (i když se mu to zdá málo pravděpodobné) a její držitel se rozhodne ji využít. Potom by byl výrobce nucen prodávat pod svými náklady nebo otevřenou pozici uzavřít, v každém případě by utrpěl ztrátu.

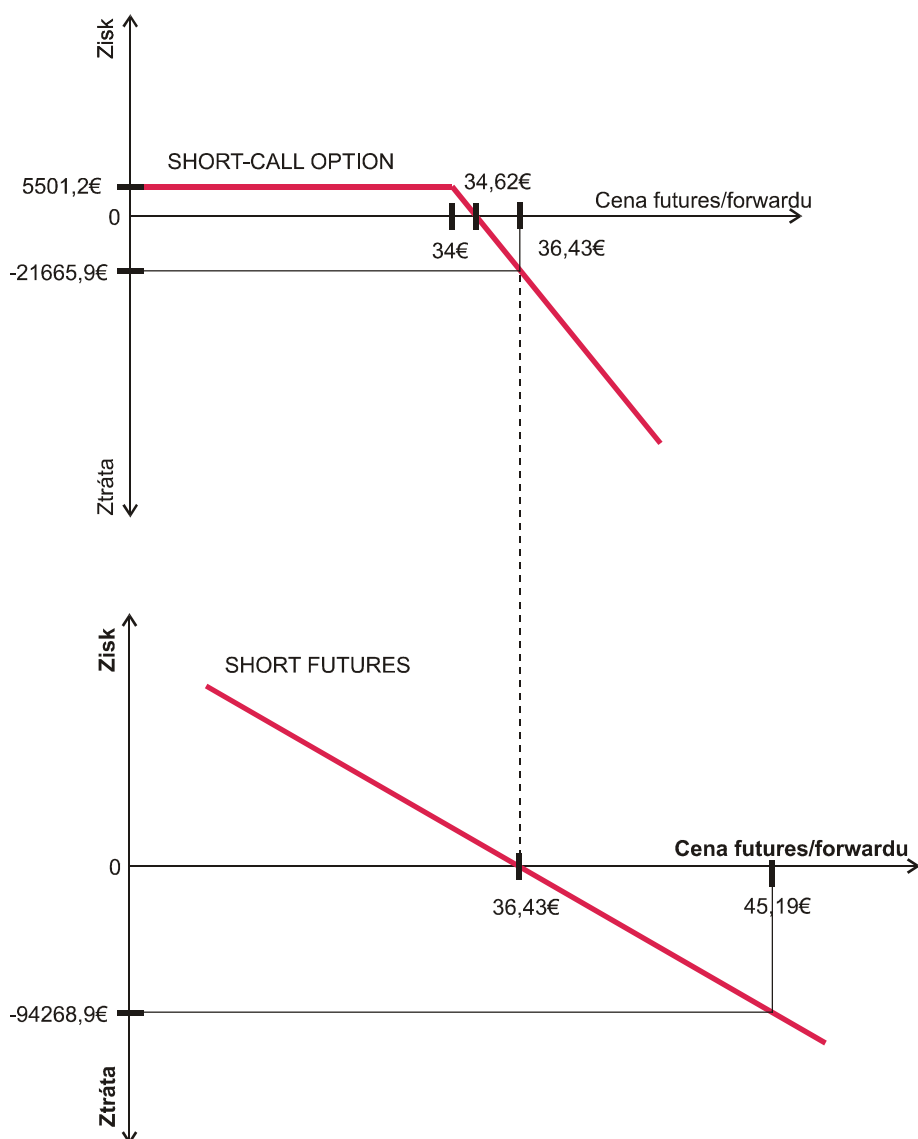
Za prodej kupní opce s realizační cenou 34 €/MWh získá výrobce opční prémii ve výši 0,617 €/MWh, tedy celkově 8916 MWh x 0,617 €/MWh, tj. 5501,172 €. Pro výrobce tato částka představuje zisk za předpokladu, že cena podkladové futures do posledního dne obchodování opce (bereme v úvahu evropskou opci) nevzroste nad 34 €/MWh. Opce za těchto okolností nebude využita (je „out-of-the-money“) a opční prémie je na minimu 0,001 €/MWh. Výrobce tak má kromě prémie k dispozici svou volnou výrobní kapacitu na celý březen, kterou může zobchodovat na spotovém trhu např. tak, že bude prodávat (vyrábět) v těch časových intervalech, kdy tržní cena vzroste nad jeho náklady⁴⁶.

Jakmile ovšem cena podkladové futures v poslední den s opcí překročí 34 €/MWh, opce bude zřejmě uplatněna, čili výrobcí bude přidělena otevřená krátká futures pozice s realizační cenou 34 €/MWh. Opce je tedy „in-the-money“ a opční prémie má ze zřejmých důvodů hodnotu právě rozdílu mezi realizační a tržní (prodejní) cenou podkladové futures. Tato situace nastala i v našem konkrétním případě, kdy se cena podkladové futures vyšplhala během dvou posledních dnů, v nichž se ještě mohla odpovídající opce obchodovat, až na úroveň 36,43 €/MWh. Vývoj výše ceny futures a korespondující opční prémie je uveden v Tab. 6 na následující straně.

⁴⁶ Pokud to je ovšem technicky možné. Každý zdroj elektrické energie potřebuje určitý minimální čas, než je schopen ze studeného nebo pohotovostního stavu dodávat výkon do sítě. Tato tzv. doba najíždění se podle typu zdroje pohybuje v řádu minut, hodin až dní.

Obchodní den	Prémie kupní opce (@ 34 €/MWh)	Cena futures	Kumulovaný zisk/ztráta
3.1.05	0,617	32,76	+5501,172
4.1.05	0,644	32,61	-
5.1.05	0,001	32,53	-
...	-
31.1.05	0,22	31,78	-
1.2.05	0,193	31,7	-
2.2.05	0,260	32,12	-
3.2.05	0,229	32,04	-
...	-
18.2.05	0,353	33,75	-
21.2.05	0,070	33,19	-
22.2.05	0,688	34,62	-
23.2.05	2,430	36,43	-21665,88
Realizace opce a otevření short futures pozice na 34 €/MWh			
Celkový výsledek z pohledu výrobce			-16164,708

Tab. 6: Ilustrace situace, v níž výrobce prodá kupní opci na měsíční futures



Obr. 5: Ilustrace situace, v níž výrobce prodá kupní opci na měsíční futures

Jak je patrné, cena futures se nejdříve vyvíjela dle předpokladu výrobce a až do konce ledna klesala. V první polovině března nejdříve mírně stoupla a pak stagnovala na úrovni kolem 32 €/MWh. Tomu odpovídal i vývoj prémie opce, kterou tento výrobce prodal (opce na futures s realizační cenou 34 €/MWh), jež se dlouhodobě držela blízko hodnoty 0,2 €/MWh. Teprve ve druhé polovině začala cena futures trvale růst a s ní i opční premie. Z pohledu výrobce byl velmi nepříznivý právě poslední den obchodování, kdy cena futures stoupla až na 36,43 €/MWh. Celkový výsledek výrobce v den uplatnění opce po započtení obdržené opční premie je ztráta ve výši:

$$(34 \text{ €/MWh} - 36,43 \text{ €/MWh}) \times 8916 \text{ MWh} + 5501,172 \text{ €} = -16164,708 \text{ €}.$$

V tuto chvíli tato částka ovšem neznamená ještě reálnou ztrátu (ale účetní ano), neboť výrobce zatím pouze získal opční prémii, a drží otevřenou krátkou futures pozici na 12MW v základním pásmu na měsíc březen. Jeho ztráta nebo i zisk bude určena teprve vývojem březnových spotových cen, resp. hodnotou Phelix Month indexu. V každém okamžiku až do 30.3. může přitom svou otevřenou pozici uzavřít. Pokud by tak neučinil, utrpěl by při Phelix Month rovné 45,19 €/MWh úhrnnou ztrátu (bráno proti alternativě prodávat při spotové ceně):

$$(34 \text{ €/MWh} - 45,19 \text{ €/MWh}) \times 8916 \text{ MWh} + 5501,172 = -94268,868 \text{ €}.$$

Nicméně z hlediska provozních nákladů výrobce pokryl tržbami při fixované ceně 34 €/MWh právě své náklady a prodejem opce se zajistil proti nepříznivému stavu, který by vznikl při (anticipovaném) poklesu ceny.

8.3 Průmyslový podnik koupí kupní opci na měsíční futures

Nákup futures průmyslovým podnikem bez vlastní výroby elektrické energie není nutné demonstrovat. Jeho důsledky jsou inverzní k situaci, v níž výrobce pomocí futures elektřinu prodává. Samostatný odstavec si zaslouží koupě kupní opce, kterou takový odběratele provede. Předpokládejme, že se management podniku na začátku roku (opět 3.1.) rozhoduje o způsobu zajištění dodávek, pro jednoduchost na měsíc březen v objemu 12 MW základního zatížení, a rozhodne se pro opci. Březnová futures má totiž cenu 32,76 €/MWh a management je přesvědčen o tom, že průměrná cena elektřiny na spotovém trhu v březnu nepřesáhne 30 €. Řekněme dále, že management stanovil s ohledem na strop výrobních nákladů daného podniku maximální kupní cenu elektřiny na 34 €/MWh. Přestože je předpokládána průměrná březnová cena daleko od tohoto omezení, vnitřní směrnice v podniku požadují se proti riziku jeho překročení zajistit.

Řešením této situace je koupě kupní opce na březnovou futures s realizační cenou 33 €/MWh. Jejím pořízením si společnost zajistí maximální průměrnou kupní cenu elektřiny na

úrovni realizační ceny plus opční prémie, tedy konkrétně 33 €/MWh + 0,972 €/MWh = 33,972 €/MWh, čímž je splněna podmínka, že kupní cena musí být nižší než 34 €/MWh. Opční prémie, kterou podnik prodejci kupní opce zaplatí, bude tedy 0,972 €/MWh x 8916 MWh = 8666,352 €.

V případě, že se management ve svých odhadech nemýlil a cena podkladové futures se v poslední den obchodování s touto opcí (23.2.) dostane na 30 €/MWh, potom firma své opční právo na uvedenou futures nevyužije a místo toho tuto futures za aktuální tržní cenu 30 €/MWh koupí. Do výsledné ceny se musí započítat i zaplacená opční prémie, čímž tato stoupne na 30 €/MWh + 0,972 €/MWh = 30,972 €/MWh. Přesto podnik na této transakci vydělal, neboť zajištění proti cenovému riziku muselo být ve stanovený den provedeno a alternativou k opci byla koupě futures, ovšem s realizační cenou 32,76 €/MWh. Takže i přes zaplacení opční prémie byl nákup opce pro podnik lepší volbou.

Vezmeme-li reálný vývoj cen podle dat získaných z oficiální statistiky EEX, lze na nich předvést situaci opačnou, tedy vrůst cen březnové futures až na hodnotu 36,43 €/MWh v poslední den obchodování s nakoupenou opcí. Za takových podmínek je pro podnik výhodné opci využít, přičemž je mu připsána otevřená březnová Long-Futures pozice s realizační cenou (včetně započtené opční prémie) 33,972 €/MWh. Celkový výsledek výrobce v den uplatnění opce po započtení obdržené opční prémie je ztráta ve výši:

$$(36,43 \text{ €/MWh} - 33 \text{ €/MWh}) \times 8916 \text{ MWh} - 8666,352 \text{ €} = 21915,528 \text{ €}.$$

Tudíž ani v případě, že ceny březnové futures porostou, což není očekáváno s velkou pravděpodobností, nezaplatí podnik více, než je stanovené maximum 34 €/MWh.

Obchodní den	Prémie kupní opce (@ 33 €/MWh)	Cena futures	Kumulovaný zisk/ztráta
3.1.05	0,972	32,76	-8666,352
4.1.05	0,986	32,61	-
5.1.05	0,001	32,53	-
...	-
31.1.05	0,329	31,78	-
1.2.05	0,294	31,7	-
2.2.05	0,404	32,12	-
3.2.05	0,362	32,04	-
...	-
18.2.05	0,916	33,75	-
21.2.05	0,415	33,19	-
22.2.05	1,621	34,62	-
23.2.05	3,430	36,43	+30581,880
Realizace opce a otevření krátké futures pozice na 34 €/MWh			
Celkový výsledek z pohledu odběratele			+21915,528

Tab. 7: Ilustrace situace, v níž odběratel koupí kupní opci na měsíční futures

8.4 Průmyslový podnik koupí prodejní opci na měsíční futures

V rámci všech různých spotřebitelů elektrické energie existuje skupina relativně malá svým počtem, ale významná objemem spotřebovávané elektřiny. Jedná se o průmyslové podniky, které z určitého důvodu mají vlastní zdroj elektrické energie. Vlastní zdroj elektřiny je instalován nejčastěji tam, kde je nutné kvůli zajištění výroby podniku vyrábět technologickou páru. Tu lze samozřejmě vyrábět samostatně, ale z hlediska efektivního (ekonomického) nakládání s energiemi je výhodné tuto páru ještě před její spotřebou v technologii využít pro výrobu elektrické energie. Méně často je to naopak a páru nějaká výrobní technologie generuje v podstatě jako odpadní produkt. To se týká především chemické výroby, např. produkce kyseliny dusičné. Kromě v technologii je pára využívána rovněž k vytápění aj.

V obou případech je k dispozici zdroj elektrické energie s instalovaným výkonem v jednotkách, nejvýše desítkách MW. Malému instalovanému výkonu samozřejmě odpovídají vyšší výrobní náklady, než v případě velkých výrobních bloků s výkonem v řádu stovek MW. Nicméně je tu ten zásadní rozdíl, že zatímco výrobce elektřiny nemá pro svou výrobu jiné alternativní užití než její prodej, průmyslový podnik s vlastním zdrojem může v závislosti na cenách buď elektřinu vyrobit ve svém zdroji nebo ji koupit a pro vlastní zdroj nalézt alternativní užití (prodej, odstavení). Pro průmyslový podnik s vlastním zdrojem se nezdá být opce takovou nutností, jako pro ostatní subjekty „bez možnosti volby“, ale její využití může znamenat významný ekonomický přínos. Nejsnazší je vysvětlit tento závěr opět na konkrétním číselném příkladě.

Mějme znovu stejná data i termíny a pro jednoduchost výrobu zdroje i spotřebu podniku na úrovni 12MW po celých 24 hodin a 7 dní v týdnu. Budiž výrobní náklady elektřiny z vlastního zdroje 32 €/MWh a den, kdy se přijímá rozhodnutí stejný jako v předchozích příkladech. Cena březové futures (braná jako indikátor ceny elektřiny v březnu) je na relativně vysoké úrovni 32,76 €/MWh. Management průmyslového podniku ovšem předpokládá pád ceny elektřiny v základním pásmu v březnu na asi 25€. Opět platí, že management stanovil s ohledem na strop výrobních nákladů daného podniku maximální kupní/výrobní cenu elektřiny na 34 €/MWh. V tomto případě by samozřejmě nebyla výroba ve vlastním zdroji příliš výhodná, ale kvůli navazující technologické spotřebě páry nelze zdroj odstavit. Znovu se nabízí opce jako efektivní řešení tohoto problému. Koupí prodejní opce získá management podniku pozici, v níž při nízkých cenách v budoucnu opci využije, elektřinu z vlastního zdroje výhodně prodá a svoji spotřebu uspokojí za nízkou cenu na trhu, a při vysokých cenách ji nevyžije a spotřebu pokryje z vlastního zdroje.

V den rozhodování je z prodejních opcí, které jsou k dispozici, vybrána ta znějící na realizační cenu 34€. Cena včetně opční prémie musí být jednak vyšší, než výrobní náklady vlastního zdroje (jinak by se nevyplatilo tuto elektřinu prodávat) a zároveň nejvýše na hladině 34 €/MWh dané stropem definovaným managementem. Opční prémie na tuto opci je ve výši 1,853 €/MWh, po jejím odečtení podnik utrží při prodeji elektřiny $34 \text{ €/MWh} - 1,853 \text{ €/MWh} = 32,147 \text{ €/MWh}$. Když bude cena futures v poslední den obchodování s opcí pod úrovní 34 €/MWh, opce bude využita. Pokud bude tato cena v intervalu (32,147 ; 34), pak je snižována ztráta vzniklá zaplacením opční prémie. Nicméně bude-li na 25 €/MWh, jak předpokládal management, potom podnik touto „arbitráží“ získal $32,147 \text{ €} - 25 \text{ €} = 7,147 \text{ €}$ za každou MWh zobchodovaného výkonu.

V situaci, kdy je cena futures v poslední den obchodování s opcí nad 34 €/MWh, opce využita nebude a podnik ztratí částku ve výši opční prémie (čili náklady na pořízení elektřiny jsou $32 \text{ €/MWh} + 1,853 \text{ €/MWh} = 33,853 \text{ €/MWh}$). Tato situace je ale jednak z pohledu managementu nepřilíš pravděpodobná a navíc není překročen strop určený na pořizovací náklady na elektřinu. Tato situace nastává i v našem konkrétním případě březnové futures, kdy její cena v posledních dnech obchodování s opcí vzrostla až na 36,43 €/MWh.

9 Závěr

Proces liberalizace trhu s elektřinou podstatně změnil podnikatelské klima v elektroenergetice tím, že vystavil účastníky trhu novým, popř. výrazně zvýšeným rizikům podnikání v tomto odvětví. V zásadě jsou rozeznávána dvě největší říditelná rizika, a to riziko ceny a riziko objemu. První riziko je dáno relativně vysokou volatilitou trhu s elektřinou vůči trhům s ostatními komoditami, neboť cenové výkyvy v dobách odběrových špiček nebo při poruchách v síti a/nebo výpadcích či odstávkách výrobních bloků jsou velmi výrazné, přestože nemají obvykle dlouhodobější charakter. Je to dáno specifickými vlastnostmi elektřiny, hlavně velmi omezenou možností skladování, nízkou cenovou elasticitou poptávky a limitovanou disponibilní výrobní kapacitou. Riziko počasí nelze podcenit zase proto, že změny počasí mají globální a především mnohem trvalejší charakter. K zajištění proti těmto rizikům lze použít různé nástroje (dlouhodobé smlouvy, pojištění, deriváty), nicméně právě deriváty jsou, na základě skutečností diskutovaných v této práci, nejvýhodnější. Zatímco riziko ceny lze jistit „klasickými“ deriváty cen elektřiny (vyjádřené konkrétními cenovými indexy, např. Phelix na EEX burze), riziko objemu pak nepříliš běžnými deriváty počasí (resp. povětrnostními deriváty).

Zároveň s liberalizací elektroenergetiky vznikaly v jednotlivých zemích organizované trhy s elektřinou (burza, pool, operátor trhu), které dle potřeb účastníků trhu svou nabídku produktů postupně rozšiřovaly. Nejdříve bylo nutné vybudovat platformu pro jednotnou realizaci bilaterálních smluv a s tím související krátkodobý (denní, vnitrodenní) trh s elektřinou určený především pro jemnou korekci dlouhodobě kontrahovaných množství a vedle toho také pro zajištění regulační kapacity pro systémové služby. Dalším stupněm bylo zavedení termínového trhu s futures jako prvních derivátů založených na ceně elektřiny. Ty mají oproti bilaterálním kontraktům tu výhodu, že jsou více likvidní, jejich hodnota je snáze vyčíslitelná a navíc představují při ostatních srovnatelných parametrech podstatně menší riziko protistrany, neboť partnerem obchodu je pro obě strany burza. Termínové trhy nejsou rozhodně nevýznamné, objemy na burzách EEX a Nordpool po několika letech od jejich otevření přesáhly objem daného spotového trhu. Na týchž burzách začaly být minulý rok po futures nabízeny i opční kontrakty, obchodování s nimi se ovšem zatím příliš nerozvinulo.

Zvláštní skupinu tvoří deriváty počasí, které na svůj hlavní nástup teprve čekají, přestože počasí podmínky podnikání v elektroenergetice velmi významně ovlivňuje. První derivátní produkty pro energetiku založené na počasí začaly být nabízeny v USA, o něco později i v Evropě. Vedle vlastních produktů energetických koncernů jako ENRON, E.ON

nebo RWE se objevily deriváty počasí i na burze – konkrétně např. titul NextWeather[®] na mezinárodní burze EuroNext. Pro burzu je připravil francouzský meteorologický institut Meteo-France a toto spojení bude zajisté inspirací i pro obdobné instituce v dalších zemích. Výraznějšímu rozšíření derivátů počasí zatím brání několik problémů spojených s jejich složitostí, oceňováním, nedostupností kvalitních dynamických modelů, nesnadnou kvantifikovatelností vlivů jednotlivých parametrů počasí na konkrétní podnikatelské aktivity a další. Jinak řečeno, deriváty počasí zatím představují příliš velké riziko. Přitom jejich potenciál je obrovský; v oblasti výroby elektřiny se jedná o klasické zdroje v režimu KVET a téměř všechny alternativní zdroje elektřiny (voda, vítr, slunce), v rámci spotřeby se vlivy počasí projevují např. v turistickém průmyslu. Deriváty počasí se samozřejmě netýkají jenom elektroenergetiky, možnosti jejich využití jsou podstatně širší (turistický, potravinářský, zábavní průmysl atd.).

S deriváty se nepochybně bude obchodovat i na trhu s elektřinou v ČR. Elektřina je pro většinu velkých spotřebitelů nepostradatelným vstupem pro jejich aktivity, ovšem často bývá obtížné odhadnout její dlouhodobou potřebu, a proto je tlak na větší flexibilitu smluv. Dalším významným argumentem pro spotřebitele jsou ovšem také menší transakční náklady spojené s pořízením elektřiny. Jednak proto, že riziko protistrany v bilaterálních kontraktech začíná být s rostoucím počtem účastníků trhu nezanedbatelné, a také proto, že jednotlivé cenové nabídky jsou v rámci burzy koncentrované na jediném místě. Výrobcům zase termínový obchod umožní flexibilnějším způsobem reagovat na nečekané události, popř. zajistit si stabilní cash-flow. Je zajímavou alternativou především pro skupinu menších nezávislých výrobců, pro něž jsou fixní smlouvy nevýhodné, ale pro které je krátkodobý trh příliš velké riziko, a jiné možnosti řízení cenového rizika jsou zase moc nákladné. Termínový trh na rozdíl od spotového je v neposlední řadě přístupný i pro subjekty mimo elektroenergetiku (vyrovnání obchodu není fyzické, ale finanční), které významně zvyšují likviditu trhu, protože jsou obvykle více schopné a ochotné nést rizika, než firmy působící v elektroenergetice, pro něž je riziko překážkou, nikoli předmětem podnikání.

Je vlastně překvapivé, že se v podmínkách ČR deriváty na trhu s elektřinou ještě nezačaly obchodovat. Přenosová i distribuční soustavy jsou po technické stránce ve srovnání se světem na špičkové úrovni, mají dosud dostatečnou rezervní přenosovou kapacitu a instalované elektrárenské kapacity je pro potřeby ČR nadbytek. Postup prosazování derivátních produktů bude zřejmě stejný jako v ostatních evropských zemích, čili nejdříve klasické futures na cenový index, není důvod očekávat něco jiného. Jedná se ovšem o malý trh a zásadní překážkou efektivního obchodování s elektřinou na takových trzích obecně se

může stát postavení dominantního výrobce (a distributora) – v podmínkách ČR společnost ČEZ. To proto, že český trh, podobně jako ostatní, je navíc částečně uzavřený díky tomu, že kapacita přeshraničních profilů (spíše politický, než technický problém) je zatím pro obchodování s okolními státy ve srovnání s poptávkou po ní výrazně nedostatečná. Za druhé také kvůli skutečnosti, že výstavba nové výrobní kapacity je velmi administrativně, politicky, finančně i časově náročná. Z těchto důvodů bude bez vstupu zahraniční konkurence (výrobců, ale i obchodníků) případná likvidita termínového trhu zřejmě nízká a trh bude svou funkci plnit jen dílčím způsobem. S tím bude zaostávat i nabídka inovativních nebo méně běžných produktů (jako právě deriváty počasí). Budoucí situaci v ČR může také ovlivnit chystaná expanze německé burzy s elektřinou EEX do okolních států (v Rakousku již partnerství).

S rozvojem burzovního termínového trhu s elektřinou roste cenová a objemová transparentnost trhu (na rozdíl od podmínek bilaterálních kontraktů, jež jsou neveřejné), což je pozitivní, neboť ceny termínových produktů (forwardové křivky) slouží jako indikátor budoucích cen v odvětví, a spolu s historickými cenami bývají jedním z parametrů, které jsou relevantní pro posuzování návratnosti investičních projektů v energetice, a to jak v oblasti výroby, tak i spotřeby elektrické energie.

10 Seznam použité literatury

- Ing. Miroslav Kubín, DrSc.: „ENERGETIKA, perspektivy-strategie-inovace“, (2002), kap. „Obchod s elektřinou“, s. 113 – 196
- European Energy Exchange (EEX), Leipzig, Německo: „Derivatives Market Concept“, číslo revize 00010, srpen 2004, 131 s.
- European Energy Exchange (EEX), Leipzig, Německo: „EEX Spot Market Concept“, číslo revize 00011B, listopad 2004, 65 s.
- European Energy Exchange (EEX), Leipzig, Německo: „Results Spot Market 2004“, „Results Spot Market 2005“, „Results Derivatives Market 2004“, „Results Derivatives Market 2005“, tabulky ve formátu *.xls
- EuroNext brochure: „NextWeather®, indices to temper your weather risk“, únor 2002, 12 s.
- PowerNext: „Activity Report – 2004“, 2005, 14 s.
- PowerNext: „PowerNext Futures – Products and Market Organisation“, 2005, 14 s.
- Alain Galli & Margaret Armstrong: „Comparing the spot prices from PowerNext and EEX“, Quantitative Finance Group, Cerna, Ecole des Mines de Paris, 2003, 14 s.
- Libor Dušek: „Konkurence – cesta k efektivní výrobě a spotřebě elektrické energie“, Liberální institut, červen 1998, 94 s.
- Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy: „Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries“, říjen 2002, 87 s.
- Lixin Zeng (E.W.Blanch Co., Minneapolis, USA): „Weather derivatives and weather insurance: concept, application and analysis“, Bulletin of the American Meteorological Society, Vol. 81, No. 9, září 2000, s. 2075 – 2082
- Hugh Outhred (Presiding Director, Centre for Energy and Environmental Markets): „Derivatives and their role in the electricity industry“, The University of New South Wales, Sydney, Austrálie, podklady k přednášce, 2002, 59 s.
- Theo MacGregor: „Electricity Restructuring in Britain: Not a Model to Follow“, 2002, 3 s.
- Les Clewlow and Chris Strickland (s přispěním Vince Kaminski, Grant Masson, and Ronnie Chahal): „Energy Derivatives: Pricing and Risk Management“, Lacima Group, 2003, s. 1 – 18
- Mark L. Landis (Manager Wholesale Regulation, Origin Energy, Austrálie): „The development and role of the financial electricity derivatives markets“, podklady k přednášce, červenec 2001, 25 s.

Bryan R. Routledge Duane J. Seppi Chester S. Spart: „The “Spark Spread:” An Equilibrium Model of Cross-Commodity Price Relationships in Electricity“, Graduate School of Industrial Administration, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, USA, květen 2001, 38 s.

Fernando Barrera, Joseph Crespo: „Security of supply: What Role can Capacity Markets Play?“, NERA Economic Consulting, září 2003, 8 s.

Andrew Hymen (Research Director of Global Energy & Utilities Industry Practise Scudder at PricewaterhouseCoopers): „The Case for Solar Weather Derivatives“, The Desk, Scudder Publishing Group, leden 2001, 4 s.

Steve Thomas (Public Services International Research Unit – PSIRU at University of Greenwich, London): „The Wholesale Electricity Market in Britain – 1990-2001“, srpen 2001, 18 s.

Valerie Cooper (Executive Director of Weather Risk Management Association): „Weather to hedge“, Energy User News, 2004, 6 s.

Maria Luisa Huidobro (President of the EuroPEX Steering Committee): „EuroPEX activities“, přednáška 2000

Jack Cogen (president Natoursrce Inc.): „Chat is Weather Risk?“, PMA OnLine Magazine, May 1998, 5 s.

Jane Locke: „Not up to Regulation“, Energy Power Risk Managment (EPRM) – Australian Power, červen 2000, 2 s.

Webové odkazy:

www.ote.cz Operátor trhu s elektřinou OTE, Česká republika

www.eex.de European Energy Exchange (EEX), Německo

www.nordpool.com Nordpool, Skandinávie

www.polpx.com Polish Power Exchange, Polsko

www.omel.com Operator del Mercado Ibérico de Energía (OMEL), Španělsko

www.powernext.com PowerNext, Francie

www.mercatoelettrico.org Gestore Mercato Elettrico (GME), Itálie

www.weatherxchange.com WeatherXchange, Velká Británie

www.lacimagroup.com Lacima Group (Energy and Power Derivates Consultants)

www.margrabe.com/energy.html The William Margrabe Group Inc. (Consultants)

www.euronext.com EuroNext

www.meteofrance.com Météo France, Francie

www.efet.org European Federation of Energy Traders (EFET)

www.wrma.org Weather Risk Management Association (WRMA)

www.europex.org Association of European Power Exchanges (EuroPEX)

www.theapex.org Association of Power Exchanges (APEX)

www.afma.com.au AFMA Electricity Committee (Australian Financial Market Association)

Seznam tabulek:

Tab. 1: Objemy elektřiny zobchodované na vybraných burzách	37
Tab. 2: Objemy elektřiny zobchodované na OTC trhu v režimu burzovního clearingů	37
Tab. 3: Vývoj ceny měsíční futures na základní pásmo elektřiny 03/2005	48
Tab. 4: Vývoj ceny měsíční futures na základní pásmo elektřiny 03/2005	49
Tab. 5: Ilustrace situace, v níž výrobce prodá měsíční futures	51
Tab. 6: Ilustrace situace, v níž výrobce prodá kupní opci na měsíční futures.....	53
Tab. 7: Ilustrace situace, v níž odběratel koupí kupní opci na měsíční futures.....	55

Seznam obrázků:

Obr. 1: Flexibilita produktů na trhu s elektřinou.....	29
Obr. 2: Rizikový profil Long a Short Futures/Forwardu	30
Obr. 3: Rizikový profil Long a Short Call opce	30
Obr. 4: Rizikový profil Long a Short Put opce	31
Graf 1: Vývoj ceny měsíční futures na základní pásmo elektřiny 03/2005	49
Obr. 5: Ilustrace situace, v níž výrobce prodá kupní opci na měsíční futures.....	53

Seznam a vysvětlivky zkratk:

CZT.....	Centrální Zásobování Teplem
EEX.....	European Energy Exchange
FERC.....	Federal Energy Regulatory Commission
KVET.....	Kombinovaná Výroba Elektřiny a Tepla
OTC.....	Over the Counter
Phelix.....	Physical Electricity Index
WRMA.....	Weather Risk Management Association