



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

**Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**

Obchod s přeshraničními kapacitami v Evropě

Transmission capacity trading in Europe

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Bc. Adéla Vysoudilová

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Rostislav Krejcar, Ph.D.

Praha 2014

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Vysoudilová Adéla

Studijní program: elektrotechnika, energetika a management
Obor: ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Obchod s přeshraničními kapacitami v Evropě

Pokyny pro vypracování:

- energetická legislativa
- obchodování s elektrickou energií a přeshraničními přenosovými kapacitami
- integrace trhů v Evropě
- vývoj cen na trhu, analýza cen

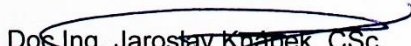
Seznam odborné literatury:

Chemišinec I., Marvan M. a kol.: Obchod s elektřinou, 2010

Kubín M.: Přenosy elektrické energie ČR – v kontextu evropského vývoje, 2004

Vedoucí diplomové práce: Ing. Rostislav Krejcar, Ph.D. - ČVUT FEL, K 13116

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2014/2015


Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry




Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 6.3.2014

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracovala samostatně na základě uvedených pramenů (projekty, softwarové zdroje atd.) a uvedené literatury.

Nemám námitky proti použití tohoto školního díla ve smyslu § 60 zákona č. 121/2000 Sb., o autorských právech a právech souvisejících, ve smyslu pozdějších znění tohoto zákona.

V Praze dne 9. května 2014

podpis:

Poděkování

Tímto způsobem bych chtěla poděkovat svému vedoucímu práce Ing. Rostislavu Krejcarovi, Ph.D. za vedení práce a cenné rady při jejím vypracování.

Dále chci velmi poděkovat Ing. Martinu Palkovskému ze společnosti ČEPS, a.s. za spoustu praktických rad, bez kterých by práce nemohla být dokončena. A v neposlední řadě také panu Ing. Jiřímu Zmatlíkovi, Ph.D. za pomoc s vypracováním části práce.

Chtěla bych také poděkovat svým rodičům za umožnění studia a za podporu, kterou mi poskytují. Na závěr věnuji poděkování všem vyučujícím na fakultě, kteří mě celých pět let učili novým znalostem.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá současnou situací v oblasti evropského přeshraničního obchodu s elektřinou, budováním společného jednotného trhu s elektřinou v rámci celé Evropy. Zvláštní pozornost je věnována dennímu trhu, kde je již v provozu několik projektů. V práci se z těchto projektů nejvíce věnuji již propojenému dennímu trhu s elektřinou České republiky, Slovenska a Maďarska. Obsahuje analýzu tohoto propojení denního trhu, a to z hlediska cen elektřiny, dále pak z hlediska množství zobchodované elektřiny či využití kapacity přeshraničního vedení. Analýza je nejprve věnována dopadu propojení českého a slovenského trhu, v další části se zabývám dopadem po připojení Maďarska.

Abstract

This thesis describes the current situation in the field of electricity cross-border trading in Europe, the creation of European internal market with electricity. The special focus is devoted to the day-ahead electricity market because there are already several projects focused on the day-ahead markets. This thesis is devoted mostly to day-ahead electricity market of Czech Republic which is coupled with the Slovak and Hungarian market. It contains the analysis of this market coupling and the analysis concerns the electricity price, the traded amount of electricity and the cross-border capacity. Firstly, the analysis is devoted to coupling of CZ and SK and secondly to the impact of the coupling of electricity markets called MC CZ-SK-HU.

Klíčová slova

přenosová kapacita, market coupling, velkoobchodní trh s elektřinou, denní trh s elektřinou, PCR - price coupling of regions, explicitní, implicitní, přidělování kapacity

Key words

transmission capacity, market coupling, wholesale electricity trade, day-ahead electricity market, price coupling of regions, explicit, implicit, capacity allocation

Obsah

Seznam použitých symbolů a zkratk	7
Úvod	10
1 Vnitřní trh a energetická legislativa	12
1.1 Vnitřní energetický trh	12
1.1.1 Liberalizace energetiky ČR	14
1.2 Přeshraniční obchod s kapacitami	15
1.3 Energetická legislativa jako nástroj pro vytvoření IEM	15
1.3.1 Energetická legislativa ČR	16
1.3.2 Energetická legislativa EU	18
2 Účastníci na trhu s elektřinou	21
2.1 Hlavní účastníci trhu s elektřinou.....	22
2.1.1 Výrobce elektřiny	22
2.1.2 Provozovatel přenosové soustavy	22
2.1.3 Provozovatel distribuční soustavy	23
2.1.4 Operátor trhu.....	23
2.1.5 Obchodník s elektřinou	24
2.1.6 Zákazník	25
2.2 Další účastníci trhu s elektřinou	26
2.2.1 Evropská komise	26
2.2.2 Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER).....	26
2.2.3 Evropská síť provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav pro elektřinu (ENTSO-E)	27
2.2.4 Energetická burza	29
2.2.5 Aukční kancelář.....	29
3 Obchodování s elektrickou energií a přeshraničními přenosovými kapacitami	30
3.1 Trh s elektřinou	31

3.1.1	Maloobchodní trh s elektřinou	32
3.1.2	Velkoobchodní trh s elektřinou	32
3.2	Organizovaný trh s elektřinou	33
3.2.1	Krátkodobý organizovaný trh	34
3.2.2	Dlouhodobé organizované trhy	35
3.3	Neorganizované trhy s elektřinou	35
3.4	Trh s přenosovými kapacitami pro přeshraniční přenos	36
3.5	Přenosové kapacity	37
3.5.1	Řešení nedostatku přenosové kapacity	39
3.5.2	Metodika stanovení přeshraničních přenosových kapacit	40
3.5.3	Volná obchodovatelná kapacita z pohledu ČEPS, a.s.	42
3.5.4	Formy alokace přeshraničních kapacit	43
3.5.5	Vnitrodenní přidělování kapacit v rámci ČEPS.....	47
3.5.6	Market coupling.....	49
4	Integrace trhů v Evropě	51
4.1	Rozvoj vnitřního energetického trhu v EU	51
4.2	Kodexy sítě	52
4.2.1	Dělení kodexů sítě.....	52
4.2.2	Důležité kodexy sítě	54
4.3	Cílový model trhu s elektřinou	56
4.3.1	První pilíř	57
4.3.2	Druhý pilíř	58
4.3.3	Třetí pilíř.....	59
4.3.4	Čtvrtý a pátý pilíř.....	60
4.3.5	Současné projekty.....	60
4.3.6	Zhodnocení IEM	69
5	Vývoj cen na trhu, analýza cen.....	70
5.1	Denní trh (D-1)	70
5.2	Analýza denního trhu ČR.....	71

5.2.1	Zavedení MC CZ-SK	73
5.2.2	Zavedení MC CZ-SK-HU	78
5.2.3	Přínosy zavedení MC.....	87
Závěr		88
Zdroje		92
Seznam obrázků		96
Seznam tabulek		97
Přílohy		98

Seznam použitých symbolů a zkratek

50HzT	Provozovatel přenosové soustavy v Německu
AAC	Already Allocated Capacity - Již přidělená kapacita
ACER	Agency for Cooperation of Energy Regulators - Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů
ANRE	Energetický regulační úřad v Rumunsku
APG	Provozovatel přenosové soustavy v Rakousku
ATC	Available Transmission Capacity - Dostupná přenosová kapacita
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management - Přidělování kapacity a řízení přetížení
CASC.EU	Centrální aukční kancelář se sídlem v Lucemburku
CAO	Central Allocation Office – Centrální aukční kancelář se sídlem v německém Freisingu
CEE	Central Eastern Europe – Region středovýchodní Evropy
CEER	Council of European Energy Regulators - Rada evropských energetických regulátorů
CWE	Central Western Europe - Region středozápadní Evropy
ČEPS	Provozovatel přenosové soustavy v České republice
ČEZ	Výrobce a provozovatel distribuční soustavy v České republice
EEX	European Energy Exchange - Německá energetická burza
ELES	Provozovatel přenosové soustavy ve Slovinsku
ERÚ	Energetický regulační úřad

ES	Elektrizační soustava
EU	Evropská unie
EU-27	Členské státy Evropské unie
EUPHEMIA	Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm - Algoritmus pro výpočet ceny a množství elektřiny
EUR	Euro
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity - Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny
FBMC	Flow-Based Market Coupling
FCA	Forward Capacity Allocation - Forwardové přidělování kapacit
FRM	Flow Reliability Margin – Bezpečnostní rezerva
GME	Operátor trhu s elektřinou v Itálii
GWh	Gigawatthodina
HEO	Energetický regulační orgán v Maďarsku
HUPX	Operátor trhu s elektřinou v Maďarsku
IEM	Internal Energy Market - Vnitřní energetický trh
kV	Kilovolt
MAVIR	Provozovatel přenosové soustavy v Maďarsku
MC	Market Coupling
MIBEL	Pyrenejský trh s elektřinou
MoU	Memorandum of Understanding – Memorandum o porozumění
MW	Megawatt
MWh	Megawatthodina

NC	Network Code - Síťový kodex
NTC	Net Transmission Capacity - Čistá přenosová kapacita
NWE	Northern Western Europe – Region severozápadní Evropy
OKTE	Operátor trhu s elektřinou na Slovensku
OPCOM	Operátor trhu s elektřinou v Rumunsku
OTC	Over the Counter
OTE	Operátor trhu s elektřinou v České republice
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PCR	Price Coupling of Regions
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PPS	Provozovatel přenosové soustavy
PS	Přenosová soustava
PSE	Provozovatel přenosové soustavy v Polsku
SEPS	Provozovatel přenosové soustavy na Slovensku
SWE	Southern Western Europe – Region jihozápadní Evropy
TBC	Total Border Capacity - Celková přenosová schopnost profilu
TenneT	Provozovatel přenosové soustavy v Německu
TDD	Typový diagram dodávek
TGE	Operátor trhu s elektřinou v Polsku
TTC	Total Transfer Capacity - Celková přenosová kapacita
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan - Desetiletý rozvojový plán sítí
VOPK	Volná obchodovatelná přenosová kapacita

Úvod

Jednou ze základních potřeb společnosti je elektrická energie. Dnes si žítí bez elektřiny dokáže představit málokdo, i když jsou na Zemi stále oblasti, kde není zavedena. Hlavním požadavkem na elektrickou energii je její bezpečná a spolehlivá dodávka za příznivou cenu. Jako pro jiný druh zboží, i pro elektřinu existuje trh, kde se setkávají nabízející a poptávající, společně pak vytváří cenu. Aby trh s elektřinou stále fungoval, dochází k jeho neustálému vývoji. Jedním z příspěvků k rozvíjení trhu s elektřinou je liberalizace, tedy otevírání trhu s elektřinou. Zmíněná liberalizace byla zahájena začátkem 90. let a probíhá dodnes. Dalším příspěvkem je zavedení vnitřního evropského trhu, tedy propojení provozovatelů přenosových soustav napříč celou Evropou.

Evropská elektrizační síť je propojená a elektřina protéká mezi státy. Problémem dnešní doby je, že se přehlíží fakt, že pro elektrickou energii platí fyzikální zákony, teče cestou nejmenšího odporu. Virtuální obchodní cesta nenásleduje skutečný fyzikální tok. Přirozeným fyzikálně-technickým důsledkem propojení přenosových soustav jsou neplánované tranzitní toky, ovšem provozovatelé přenosových soustav jsou odpovědní za řízení přetížení v souladu s legislativou EU, je zde tedy snaha o omezování těchto přetoků. V důsledku liberalizace a možnosti obchodování s elektřinou i v zahraničí, musely být zavedeny přeshraniční přenosové kapacity, které zadává příslušný provozovatel přenosové soustavy. Cena těchto kapacit vyrovnává rozdílné ceny silové elektřiny mezi jednotlivými státy. V začátcích obchodování s kapacitami se obchodovalo na bázi explicitních aukcí, nicméně postupem času se přechází na aukce implicitní, kdy při koupi elektřiny v zahraničí se kupuje zároveň i přenosové právo přes přeshraniční vedení. V Evropě již existuje několik projektů, kdy došlo k propojení sousedních zemí a použití implicitních aukcí.

Ve své diplomové práci se budu zabývat postupnou liberalizací a vytvářením evropského jednotného trhu. Potřebnou legislativou, která již byla schválena, i která by měla být v budoucnu schválena. Je třeba vytvořit společná pravidla, aby celoevropský trh fungoval. Z minulosti mají evropské země svá vlastní pravidla a je tedy snaha o harmonizaci a vytvoření jednotného rámce. Blíže poté analyzuji region středovýchodní Evropy, kdy na denním trhu s elektřinou již došlo k propojení trhu České republiky, Slovenska a Maďarska. Na podzim

tohoto roku by se k oblasti třech států mělo připojit ještě Rumunsko, kdy se jedná o projekt tzv. 4M Market Coupling.

Hlavním cílem práce je analýza denního trhu České republiky s přeshraničními přenosovými kapacitami. Dalším cílem je popsání současné situace s obchodem s kapacitami v rámci celé Evropy a v rámci dlouhodobých, ale především krátkodobých kontraktů. Nutné je vše dostatečně a správně skloubit s platnou legislativou, a to jak legislativou České republiky, tak legislativou Evropské unie. Cílem analýzy je posouzení přínosu market couplingu a zavedení implicitních alokací přeshraničních kapacit na denní trh s elektřinou. Dalším cílem práce je zhodnotit, co vše s sebou nese vytváření jednotného evropského trhu, jaké jsou překážky a jak tento projekt vypadá v současnosti.

1 Vnitřní trh a energetická legislativa

Vnitřní trh je obecný název pro jednotný trh EU, který je charakterizován především volným pohybem zboží, služeb či kapitálu. Jako začátek rozvoje vnitřního trhu je považován rok 1993, kdy bylo přijato více než 90 % návrhů Bílé knihy o dokončení vnitřního trhu z roku 1985 [7] [34]. A od té doby se jednotný trh otevřel více konkurenci, došlo k odstranění kontroly pohybu zboží na vnitřních hranicích, přinesl lepší ceny pro spotřebitele, dal práci více lidem tím, že se vytvořila nová pracovní místa a podnikům i občanům byl umožněn širší výběr zboží a služeb.

Jednou ze základních zásad tohoto trhu je volný pohyb osob. Každý občan EU může svobodně cestovat, žít, studovat, pracovat, usadit se nebo poskytovat služby v jiném členském státě, bez diskriminace kvůli jiné státní příslušnosti. Protějškem volného pohybu osob je politika vnějších hranic, která slouží k zajištění prostoru svobody a práva, zahrnuje vstup a pobyt osob, které nejsou občany Evropské unie.

Problémem jsou některé stále platné předpisy členů EU (viz literatura [6]), které brání k rozšíření a čerpání výhod vnitřního trhu. Evropská unie se zaměřuje na odstranění těchto překážek, které stále brání fungování jednotného trhu.

1.1 Vnitřní energetický trh

Zde bych se chtěla obrátit na směrnici blíže uvedenou v kapitole 1.3.2.1 *Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES*, tedy směrnici ze dne 13. července 2009 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o zrušení směrnice 2003/54/ES. Tato směrnice říká, že účelem vnitřního trhu s elektřinou, který je zaváděn postupně již od roku 1999, je možnost výběru, nové obchodní příležitosti a nárůst přeshraničního obchodu. Cílem je dosažení vyšších standardů služeb, konkurenceschopných cen, větší efektivity a přispění k udržitelnosti a bezpečnosti dodávek.

Vytvoření skutečného jednotného energetického trhu je jednou z priorit Evropské unie. Tím, že se zavádí vnitřní trh s energiemi, evropští spotřebitelé získávají právo volby mezi různými dodavateli elektřiny (i plynu). Realizace takového celoevropského trhu s elektřinou závisí

především na přenosové síti, která musí být spolehlivá, ale hlavně také rozlehlá a s dostatečnou přenosovou schopností. Je tedy nutné investovat do rozvoje sítě a stavět nová vedení.

K vytvoření jednotného energetického trhu brání několik skutečností. Jednou z nich je dostupnost spolehlivých informací, které jsou potřeba k hodnocení. Dostupné údaje například neumožňují v současné době dostatečně přesně odhadnout hospodářský dopad. Dalším problémem jsou předpisy a normy, které jsou v různých státech rozdílné, a mezi státy navíc panuje nedůvěra v právní předpisy ostatních členských států. A v neposlední řadě musím opět zmínit problém s nedostatečnou přenosovou schopností elektrických vedení po celé Evropě.

Dle několika zpráv o výsledcích monitorování trhu s elektřinou agenturou ACER a Radou evropských energetických regulátorů je nutné ukončit budování vnitřního trhu s elektřinou ve stanoveném termínu společně s odstraněním překážek na straně maloobchodu. Dle [29] měl být tímto termínem rok 2014, kdy hlavní podmínkou byla plná implementace třetího liberalizačního balíčku a přijetí síťových kodexů. V případě zpoždění vzniku jednotného trhu dojde k výraznému zvýšení nákladů. Dle zprávy ACER [29] ze dne 23. listopadu 2013 cena elektřiny navzdory hospodářskému poklesu v roce 2012 výrazně vzrostla. V průměru se ceny elektřiny pro domácnosti v EU-27 v roce 2012 oproti roku 2011 zvýšily o 4,6 %. Regulace cen tedy nezabránila nárůstu účtů za elektřinu. Výhody, které přinesl jednotný trh, jsou například konvergence velkoobchodních cen elektrické energie a účinnější využití sítí (průměrná míra využití vysokonapěťových sítí vzrostla z 60 % na konci roku 2010 na 76 % v roce 2012). [29] Pozitivním přínosem pro zákazníka je možnost měnit dodavatele, což ale může být v některých zemích omezeno tím, že zde není dostatečně rozvinuta konkurence. Konkurenceschopnost trhu je snižována poplatky za přístup do sítě, daněmi a dalšími administrativně stanovenými poplatky, včetně těch na pokrytí nákladů na podporu OZE.

1.1.1 Liberalizace energetiky ČR

Liberalizace spočívá ve vytváření jednotného celoevropského konkurenčního prostředí a má za cíl zabezpečení spolehlivých dodávek. Má přispět k výstavbě nových vedení a investovat do posílení přeshraničních propojení. Charakteristickým znakem je právo zákazníků vybrat si svého dodavatele energie.

Z důvodu liberalizace trhu s elektřinou v České republice musely energetické společnosti oddělit distributorskou a obchodní činnost. Díky tomu vznikly u velkých energetických společností sekce, z nichž se každá zabývá jednou ze zmíněných činností. Liberalizace trhu s elektřinou u nás vytvořila podmínky pro zavedení nových menších obchodníků, kteří buď prodávají elektřinu jiným obchodníkům, nebo poskytují elektrickou energii koncovým zákazníkům (dodavatelé elektřiny). [13] [38]

Obchodníci s elektřinou začali na českém trhu působit od roku 2002, kdy začala již zmiňovaná liberalizace, tedy otevírání trhu s elektřinou. Do roku 2006 se trh otevíral postupně od větších spotřebitelů až k domácnostem:

Od 1. ledna 2002 – zákazníci s roční spotřebou nad 40 GWh,

od 1. ledna 2003 – zákazníci s roční spotřebou nad 9 GWh,

od 1. ledna 2004 – všichni zákazníci s průběhovým měřením spotřeby,

od 1. ledna 2005 – všichni koneční zákazníci mimo domácností,

od 1. ledna 2006 – všichni koneční zákazníci včetně domácností.

Již zmiňovaný třetí legislativní balíček se zaměřil na důsledné oddělení producentů od přenosových operátorů. Liberalizace se tedy samozřejmě dotkla i provozovatelů přenosových soustav, kdy na úrovni přenosu se tzv. unbundling týkal společností, které vlastní elektrárny a vyrábějí elektřinu a zároveň jsou vlastníky přenosové infrastruktury. V České republice již unbundling pro tuto oblast platí – za síť odpovídá ČEPS, za výrobu elektřiny ČEZ a další výrobci.

1.2 Přeshraniční obchod s kapacitami

Liberalizace trhu s elektrickou energií přispěla k nárůstu přeshraničního obchodování. Nejen, že se naskytla možnost vybrat si svého dodavatele, ale otevřela se i cesta novým možnostem nákupu či prodeje elektrické energie po celé Evropě.

Tento proces provází i několik problémů, kterými je především nedostatečná přenosová schopnost vedení na rozhraní mezi jednotlivými státy. Je třeba zabránit přetížení soustavy. Nedostatečná přenosová schopnost přeshraničního vedení zabraňuje vzniku jednotnému evropskému trhu. Otevřením trhu mělo dojít k odstranění diskriminace a umožnění přístupu k přeshraniční kapacitě vedení. Byly zavedeny explicitní alokace kapacit, kde se obchodování s elektrickou energií připojil obchod s právem využít volné přeshraniční kapacity.

Cílem je zavedení takového mechanismu, kdy je kapacita přidělována implicitně, v rámci obchodu s elektrickou energií.

1.3 Energetická legislativa jako nástroj pro vytvoření IEM

Aby mohl energetický trh fungovat, musí být pro něj vytvořena legislativa, která definuje povinnosti a práva zúčastněných na tomto trhu.

Legislativa se dělí:

- zákony
 - prováděcí předpisy k zákonu (vyhlášky orgánu státní správy)
 - technické předpisy vydávané provozovateli soustav a OTE
-
- nařízení a směrnice EU
 - judikáty (soudní rozhodnutí vyššího)

1.3.1 Energetická legislativa ČR

Pro obchodování s elektřinou v České republice má nejdůležitější význam Energetický zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů¹. [1]

Tento zákon uplatňuje principy platné v Evropské unii pro energetická odvětví. A to zejména:

- podnikání v elektroenergetice je možné pouze na základě licence udělované Energetickým regulačním úřadem
- přístup třetích stran k elektroenergetickým sítím se uskutečňuje na principu regulovaného přístupu, kdy ceny jsou regulovány a vyhlášovány předem
- existuje samostatný regulátor pro energetická odvětví – Energetický regulační úřad
- trh s elektřinou je plně otevřen od 1. 1. 2006
- přístup k sítím je zaručen pro všechny účastníky trhu s elektřinou za stejných podmínek
- transparentní a předem stanovená opatření přijímaná za stavů nouze v elektroenergetice
- řešení sporů mezi účastníky trhu
- dodávku elektřiny v případech, kdy sjednaný dodavatel ztratí schopnost plnit své závazky (dodavatel poslední instance)

Energetický zákon byl přijat na základě směrnice Evropské rady a Evropského parlamentu 96/92/ES ze dne 19. prosince 1996 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou. Směrnice č. 2003/54/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o zrušení směrnice 96/92/ES, kterou Evropská rada a Evropský parlament přijala dne 26. června 2003, vyvolala potřebu novelizovat Energetický zákon. Novela energetického zákona byla přijata pod číslem 670/2004 Sb. a znamenala transpozici uvedených směrnic do energetického zákona. Tímto procesem byla energetická legislativa tehdy platná v Evropské unii plně

¹ Zákon č. 458/2000 Sb. prošel v minulém období novelizacemi. Jedná se o zákony č. 151/2002 Sb., č. 262/2002 Sb., č. 309/2002 Sb., č. 278/2003 Sb., č. 356/2003 Sb., č. 670/2004 Sb., č. 186/2006 Sb., č. 342/2006 Sb., č. 296/2007 Sb., č. 124/2008 Sb., č. 158/2009 Sb., č. 223/2009 Sb., č. 227/2009 Sb. a č. 281/2009 Sb.

transponována do našeho právního řádu.² V lednu 2006 přijal Evropský parlament směrnici č. 2005/89/ES, jejímž cílem bylo zejména zajištění vysoké úrovně bezpečnosti dodávek elektřiny jako klíčové otázky pro fungování vnitřního trhu s elektřinou. [8]

Od 3. března 2011 musí být národní legislativa v souladu s nově přijatými předpisy Evropské unie v rámci třetího legislativního balíčku, který obsahuje následující předpisy:

- Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES ze dne 13. července 2009 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektrickou energií a o zrušení směrnice 2003/54/ES
- Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 713/2009 ze dne 13. července 2009, kterým se zřizuje Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů
- Nařízení Evropského parlamentu a rady (ES) č. 714/2009 ze dne 13. července 2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou a o zrušení nařízení (ES) č. 1228/2003

1.3.1.1 Vyhláška č. 541/2005 Sb.

ze dne 21. prosince 2005 o Pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona

Tato vyhláška je účinná od 1. ledna 2006 a obsahuje pravidla trhu s elektřinou, která stanovují mj. podmínky přístupu k přenosové soustavě a k distribučním soustavám a způsoby řešení nedostatku kapacit v elektrizační soustavě, dále pak termíny pro předkládání žádostí o uzavření smluv, podmínky pro přenesení a převzetí odpovědnosti za odchylku a její vyhodnocování a zúčtování, postupy pro obstarání regulační energie a způsoby jejího zúčtování. Popisuje také organizaci krátkodobého trhu s elektřinou a vyrovnávacího trhu, dále také postup při přerušení, omezení a obnovení dodávky elektřiny při neoprávněném odběru, i postup při zajištění dodávky elektřiny dodavatelem poslední instance. [2]

² viz Důvodová zpráva, vydaná Hospodářskou komorou České republiky [8]

1.3.2 Energetická legislativa EU

Česká republika je od 1. května 2004 součástí Evropské Unie. Díky liberalizaci a snaze vytvoření jednotného evropského trhu s elektřinou musí členské země dodržovat právní předpisy, vydané Evropským parlamentem a Radou Evropské Unie. Důležitými v tomto ohledu jsou Směrnice 2009/72/ES a Nařízení č. 714/2009. Mimo tyto dva právní předpisy je nutno ještě zmínit Nařízení č. 774/2010 o stanovení pokynů týkajících se vyrovnávacích plateb mezi provozovateli a Nařízení Komise (EU) č. 838/2010 o stanovení pokynů týkajících se vyrovnávacího mechanismu mezi provozovateli přenosových soustav a společného regulačního přístupu k poplatkům za přenos. Nicméně budu se blíže zabírat prvními dvěma, protože spolu ještě s nařízením o zřízení Agentury pro spolupráci energetických regulačních úřadů jsou součástí tzv. třetího liberalizačního balíčku.

1.3.2.1 Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES

***ze dne 13. července 2009 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou
a o zrušení směrnice 2003/54/ES***

Tato směrnice říká, že účelem vnitřního trhu s elektřinou, který je zaváděn postupně již od roku 1999, je možnost výběru, nové obchodní příležitosti a nárůst přeshraničního obchodu. Cílem je dosažení vyšších standardů služeb, konkurenceschopných cen, větší efektivity a přispění k udržitelnosti. K vytvoření tohoto vnitřního trhu významně přispěla Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/54/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, podle které by rozdíly mezi členskými státy Evropské Unie měl smazat plně otevřený trh. Směrnice dále definuje zavedení systému pro přístup třetích osob k přenosové a distribuční soustavě včetně uvedení sazeb, které budou použity pro oprávněné zákazníky. Uvedená směrnice je plně zohledněna v Energetickém zákonu č. 458/2000 Sb. [3]

1.3.2.2 Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 714/2009

ze dne 13. července 2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou a o zrušení nařízení (ES) č. 1228/2003 [4]

Nařízení stanovuje mj. cíle vnitřního trhu s elektřinou, jeho účel, problémy a také se zmiňuje o tom, jak by měl tento trh vypadat.

Cílem tohoto nařízení je především stanovení pravidel pro přeshraniční obchod s elektřinou, což by mělo vést k posílení hospodářské soutěže. Je zapotřebí vytvořit dobře fungující a transparentní velkoobchodní trh s vysokou úrovní bezpečnosti dodávek.

Účelem vnitřního trhu s elektřinou je:

- možnost výběru všem spotřebitelům, a to jak občanům, tak podnikům
- nové obchodní příležitosti
- větší efektivita přeshraničního obchodu
- vyšší standard služeb a konkurenceschopné ceny
- bezpečnost dodávek a udržitelnost

Cílem vnitřního trhu s elektřinou je zintenzivnit spolupráci mezi provozovateli přenosových soustav, vytvoření společných pravidel, tzv. kodexů sítě, a rozvíjet přenosovou soustavu, stavět nová vedení. Problémem jsou především rozdílná pravidla zúčastněných států a nedostatečné kapacity na přeshraničních profilech.

Část nařízení je věnována zavedení kodexů sítě, jejich vypracování dle nezávazného rámcového pokynu a změnám těchto kodexů. Kodexy vypracuje na žádost Komise organizace ENTSO-E pod dohledem agentury ACER. Kodexy zahrnují několik oblastí, kterými jsou např.:

- pravidla pro bezpečnost a spolehlivost sítě
- pravidla pro připojení k soustavě
- přístup třetích osob
- pravidla pro přidělování kapacit a řízení přetížení

Více o kodexech sítě uvádím v kapitole 4.2 *Kodexy sítě*.

Koordinované přidělování kapacit na propojovacím vedení se uskutečňuje prostřednictvím příslušných provozovatelů přenosových soustav. Nesmí být zavedeny žádné postupy, které by měly závažné dopady na jiné okolní sítě.

Příloha 1 tohoto nařízení definuje koordinaci výměny informací pro řízení přetížení a postupy pro přidělování kapacity zavedené od 1. ledna 2007 mezi zeměmi v těchto regionech:

- severní Evropa (Dánsko, Švédsko, Finsko, Německo, Polsko)
- severozápadní Evropa (Benelux, Německo, Francie)
- region Itálie (Itálie, Francie, Německo, Rakousko, Slovinsko, Řecko)
- středovýchodní Evropa (Německo, Polsko, Česká republika, Slovensko, Maďarsko, Rakousko, Slovinsko)
- jihozápadní Evropa (Španělsko, Portugalsko, Francie)
- Spojené království, Irsko a Francie
- pobaltské státy (Estonsko, Lotyšsko, Litva)

V regionech, kde jsou rozvinuté termínované finanční trhy s elektřinou a kde již prokázaly účinnost, lze veškerou propojovací kapacitu přidělit prostřednictvím implicitních aukcí.

Příloha 1 (Rámcové pokyny pro správu a přidělování dostupné přenosové kapacity pro propojení mezi vnitrostátními systémy) také popisuje řízení přetížení, které je v rukou provozovatelů přenosových soustav. Pokud dojde k přetížení, provozovatelé přenosových soustav musí okamžitě uplatit předem definované a odsouhlasené postupy a opatření pro řízení přetížení. V případě, že k přetížení nedochází, není přístup k propojení ničím omezen.

Národní regulační orgány pravidelně hodnotí postupy pro řízení přetížení a zvláštní pozornost věnují tomu, zda souhlasí se zásadami a pravidly stanovenými v tomto nařízení. Mimo to také určují využití příjmů vzešlých z přidělení propojovací kapacity.

2 Účastníci na trhu s elektřinou

Na trhu s elektřinou vystupuje několik účastníků. Účastníci s právem regulovaného přístupu k přenosové soustavě a distribuční soustavě buď nesou odpovědnost za odchylku a jsou subjekty zúčtování odchylek, nebo mohou přenášet na základě smlouvy odpovědnost za odchylku na jiný subjekt zúčtování odchylek.

Každý tento účastník má své povinnosti a úkoly. Dle § 22 Energetického zákona na trhu s elektřinou vystupují:

1. Výrobci elektřiny
2. Provozovatel přenosové soustavy
3. Provozovatelé distribučních soustav
4. Operátor trhu
5. Obchodníci s elektřinou
6. Zákazníci

Současný trh s elektrickou energií by nemohl fungovat bez dalších účastníků, jakými jsou např.:

1. Evropská komise
2. Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER)
3. Evropská síť provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav pro elektřinu (ENTSO-E)
4. Energetická burza
5. Aukční kancelář

2.1 Hlavní účastníci trhu s elektřinou

Energetický zákon č. 458/2000 Sb. definuje následujících 6 účastníků trhu s elektřinou.

2.1.1 Výrobce elektřiny

Výrobce elektrické energie na trhu s elektřinou prodává závazek dodat v daném čase do soustavy určité množství elektrické energie. Protistranu obchodu mu může tvořit buď konečný spotřebitel (zákazník) nebo obchodník, který dle Energetického zákona vlastní oprávnění k prodeji či nákupu za účelem dalšího obchodování – licenci na obchod s elektřinou.

Jednou z funkcí výrobce elektrické energie je zajišťovat podpůrné služby k zajištění provozu elektrizační soustavy:

- primární regulace
- sekundární regulace
- terciální regulace (kladná a záporná)
- rychle startující záloha (10 a 15 min.)
- dispečerská záloha (30, 60, 90, 360 min.)

Držitel licence na výrobu elektrické energie má právo dodávat vyrobenou elektřinu ostatním účastníkům trhu nebo do jiných států a také přerušit dodávky při neoprávněném odběru. [1]

2.1.2 Provozovatel přenosové soustavy

Licence na přenos elektřiny je vydávána v České republice jako výlučná. To znamená, že zde může být vydána pouze jedna licence na přenos elektřiny. Držitelem této licence je společnost ČEPS, a.s. Provozovatel přenosové soustavy nesmí být držitelem licence na obchod s elektřinou, distribuci elektřiny a výrobu elektřiny.

Mezi hlavní povinnosti PPS patří mimo jiné:

- zajištění spolehlivého provozu a rozvoje přenosové soustavy
- kontrola toku elektřiny v přenosové soustavě při respektování přenosů elektřiny mezi propojenými sítěmi jiných zemí a spolupráce s provozovateli distribučních soustav v rámci elektrizační soustavy

- odpovědnost za poskytování systémových služeb
- přidělování volné přeshraniční přenosové kapacity

Dle přílohy nařízení č. 714/2009, která se týká rámcových pokynů pro správu a přidělování dostupné přenosové kapacity pro propojení mezi vnitrostátními systémy, se provozovatelé přenosových soustav musí snažit přijmout všechny obchodní transakce, včetně těch přeshraničních. Pokud nejsou plánované obchodní transakce slučitelné s bezpečným provozem sítě, PPS zmírňuje přetížení, přičemž se snaží zajistit, aby jakékoliv související náklady byly nadále na hospodářsky účinné úrovni.

Provozovatel přenosové soustavy, v souvislosti s výše jmenovanými podpůrnými službami od výrobců, také vyrovnává bilanci aktivací právě těchto podpůrných služeb nakoupených od výrobců.

2.1.3 Provozovatel distribuční soustavy

Provozovatelem distribuční soustavy v České republice je fyzická či právnická osoba, která je držitelem licence na distribuci elektřiny, tuto licence uděluje ERÚ.

PDS je zodpovědný za plánování odečtových termínů a tras, a to i včetně realizace pravidelných odečtů spotřeby na elektroměrech. Naměřené údaje následně předává operátorovi trhu. Provozovatel distribuční soustavy je také zodpovědný za výstavbu a údržbu distribuční soustavy elektrické sítě. Musí přijímat a následně opravovat nahlášené poruchy na vedení distribuční soustavy, např. spadlé vedení. [39]

V České republice máme v současné době 3 hlavní distributory elektrické energie, kterými jsou ČEZ Distribuce, a.s., PREdistribuce, a.s. a E.ON Distribuce, a.s.

2.1.4 Operátor trhu

Pro celé území České republiky je licence na činnosti Operátora trhu s elektřinou vydávána jako výlučná, tedy může být vydána pouze jedna. Držitelem této licence je státem založená společnost Operátor trhu s elektřinou, a.s. [1]

Mezi hlavní povinnosti společnosti OTE patří:

- organizace a řízení krátkodobého trhu s elektřinou: shromažďuje požadavky na poptávku a nabídku dodavatelů elektřiny, určuje rovnovážnou tržní cenu a subjekty, které budou uspokojeny
- organizace trhu s regulační energií ve spolupráci s PPS
- vypořádání aktivované podpůrné služby na základě údajů poskytnutých PPS (v reálném čase)
- vyhodnocení a vypořádání odchylek³ jednotlivých subjektů zúčtování
- vypracování typových diagramů dodávek (TDD) ve spolupráci s PDS

2.1.5 Obchodník s elektřinou

Obchodník s elektřinou má právo nakupovat elektřinu na území České republiky od výrobců nebo od jiných obchodníků a prodávat ji ostatním účastníkům trhu s elektřinou. Také má právo nakupovat elektřinu z jiných zemí a prodávat ji do jiných zemí.

Obchodník s elektřinou má dále dle § 30 Energetického zákona právo

- na poskytnutí přenosu nebo distribuce elektřiny
- na poskytnutí informací od operátora trhu nezbytných k vyúčtování dodávek elektřiny zákazníkům, jejichž odběrné místo je registrováno u operátora trhu
- ukončit nebo přerušit dodávku elektřiny zákazníkům při neoprávněném odběru elektřiny

Obchodník s elektřinou je dle § 30 Energetického zákona mj. povinen:

- řídit se Pravidly provozování přenosové soustavy nebo Pravidly provozování distribučních soustav
- předávat operátorovi trhu technické údaje o dodávce elektřiny
- účtovat odděleně o dodávce elektřiny poslední instance

³ Odchylna může být obchodní, systémová či regulační. Obchodní odchylka je rozdíl mezi skutečnou a sjednanou hodinovou energií daného subjektu, systémová odchylka je součet obchodních odchylek všech subjektů trhu (zregulování podpůrnými službami) a regulační odchylka je součet naplánovaného salda elektrizační soustavy ČR vůči zahraničním soustavám.

- dodržovat parametry kvality dodávek elektřiny a služeb
- zaregistrovat se do 30 dnů od udělení licence na obchod s elektřinou u operátora trhu
- vykonávat činnost dodavatele poslední instance podle § 12a
- informovat neprodleně operátora trhu a zákazníka o tom, že pozbyl oprávnění nebo možnost uskutečňovat dodávku elektřiny

Pro srovnání s jiným státem EU – Slovenskem, jako nejsrozumitelnějším pro nás, uvádím malé srovnání energetických zákonů těchto dvou zemí.

Český Energetický zákon č. 458/2000 Sb. vs. slovenský Zákon č. 251/2012 Z. z. o energetice:

V nové verzi slovenského zákona byl oproti předchozí verzi zákona č. 656/2004 Z.z. o energetice změněn první článek, který mj. definoval účastníky trhu.

Účastníci trhu se v českém i slovenském zákoně neliší, až právě na obchodníka s elektřinou, který je ve slovenském zákoně od roku 2012 vymazán, ale naopak přibyl organizátor krátkodobého trhu s elektřinou. Ve slovenském zákoně je také oproti českému definovaný jako účastník trhu i dodavatel elektřiny.

Musím zmínit, že ve slovenském zákoně č. 251/2012 Z.z. definovaný odběratel elektřiny je osoba, která nakupuje elektřinu pro účel dalšího prodeje, nebo je koncovým odběratelem elektřiny. Tedy dá se říci, že funguje na slovenském trhu jako v Česku obchodník. Pojem obchodník s elektřinou se ve slovenském energetickém zákoně již vůbec neobjevuje. [5]

2.1.6 Zákazník

Koneční zákazníci se dříve dělili na dva typy - chránění a oprávnění zákazníci. Chráněný zákazník má dle Energetického zákona právo na připojení k distribuční soustavě a na dodávku elektřiny ve stanovené kvalitě a za regulované ceny. Kdežto oprávněný zákazník má právo přístupu k přenosové soustavě a distribučním soustavám za účelem volby dodavatele elektřiny.

V plně liberalizovaném trhu existují již jen oprávnění zákazníci. V České republice je tedy každý zákazník oprávněným zákazníkem a může si vybrat svého dodavatele elektřiny od roku 2006.

2.2 Další účastníci trhu s elektřinou

Mimo předchozí jmenované účastníky na trhu s elektřinou, existují další subjekty, které hrají významnou roli v obchodování na úrovni Evropské unie.

2.2.1 Evropská komise

Obrovský podíl na vytváření vnitřního trhu s elektřinou má právě Evropská komise. Stojí např. za liberalizačními balíčky, které jsou základem k vytvoření vnitřního trhu, za založením ENTSO-E a za vytvořením kodexů sítě.

Jedná se o výkonný orgán Evropské unie se sídlem v Bruselu. Často je tento orgán označován pouze jako Komise. Každou členskou zemi EU zde reprezentuje 1 komisař, který je ve funkci 5 let. Spadají pod ni i tzv. zastoupení, jež se nacházejí v každé členské zemi EU.

Komisi lze přirovnat na úrovni ČR k vládě. To znamená, že připravuje legislativu, dokonce v rámci Evropské unie má výlučné právo navrhnout evropskou legislativu. Funkční období současné Komise skončí 31. října 2014. Jejím předsedou je v současné době José Manuel Barroso, který pochází z Portugalska.

2.2.2 Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER)

Dalším důležitým subjektem při vytváření jednotného trhu je agentura ACER, která se podílí na vypracování pravidel trhu a koordinuje regionální a meziregionální iniciativy, které napomáhají k vytvoření již zmiňovaného jednotného evropského trhu. Sleduje práci evropských provozovatelů přenosových soustav a plány rozvoje sítí.

Agentura byla založena v souladu s legislativou třetího legislativního balíčku jako orgán Evropské unie, sídlo agentury je v Lublani. Její činnost byla zahájena 3. března 2011.

Úkoly a důvod zřízení tohoto orgánu jsou definovány ve směrniciích a nařízení třetího legislativního balíčku, zejména v nařízení č. 713/2009. Poté se v roce 2011 a 2013 okruh působení agentury rozšířil. V roce 2011 to bylo v souladu s nařízením č. 1227/ 2011, v roce

2013 v souladu s nařízením č. 347/2013, kterým se stanovily hlavní směry pro celoevropskou energetickou síť. Těmito definovanými úkoly jsou podpora, prohlubování a koordinace spolupráce mezi energetickými regulačními orgány v celé Evropské Unii a usilování o dokončení jednotného a konkurenceschopného trhu s elektřinou.

Za Českou republiku je členem agentury Energetický regulační úřad (ERÚ), který se aktivně podílí na činnosti Rady regulačních orgánů a na činnosti jednotlivých pracovních skupin agentury. Pravomoci i kompetence regulátorů v energetice jsou srovnatelné s postavením Energetického regulačního úřadu v ČR. Seznam všech regulátorů v EU viz Příloha 1 této práce. ERÚ byl zřízen 1. ledna 2001 Energetickým zákonem č. 458/2000 Sb. jako správní úřad pro výkon regulace v energetice. Jeho role se po vstupu ČR do Evropské unie příliš nezměnila. Podobně jako příbuzné instituce v EU, úřad i nadále reguluje ceny za přenos a distribuci elektrické energie. [14]

2.2.3 Evropská síť provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav pro elektřinu (ENTSO-E)

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) je seskupení 41 evropských provozovatelů přenosových soustav z 34 zemí v Evropě s tím, že se nejedná pouze o členy Evropské unie. Výzvu k vytvoření ENTSO-E dala Evropská komise na podzim 2007. Po ročním přípravném období byla dne 19. prosince 2008 v Bruselu oficiálně založena asociace nesoucí název ENTSO-E. Vytvoření této asociace, její úkoly a vazby k dalším orgánům jsou obsahem třetího energetického liberalizačního balíčku, a to konkrétně v nařízení č. 714/2009. Dle tohoto nařízení je asociace zavázána k:

- vytvoření cílového modelu pro projekt integrace trhů, vedoucí k vnitřnímu evropskému trhu s elektřinou, k tzv. IEM – Internal Energy Market
- vypracování síťových kodexů podle rámcových pokynů, daných Agenturou pro spolupráci energetických regulačních orgánů; kodexy mají zahrnovat přeshraniční spolupráci a integrace trhů s elektřinou
- vypracování desetiletý celoevropský rozvojový plán sítí (TYNDP); zprávy o výrobních zdrojích a síťové infrastruktuře
- prognózám připravenosti elektrizační soustavy pro nadcházející letní/zimní období

Hlavním posláním asociace je zajistit bezpečnost provozu propojené infrastruktury, bezpečnou integraci OZE do soustavy a zajištění fungujícího vnitřního trhu s elektřinou v Evropě.



Obrázek 1: Působnost ENTSO-E, seznam všech členů viz Příloha 2

Zástupce vedení českého provozovatele přenosové soustavy ČEPS je členem výkonného Řídícího výboru (Board). Díky tomu má možnost ovlivňovat rozhodování na nejvyšší koordinační úrovni v ENTSO-E. Český PPS je zároveň zastoupen ve všech výborech a pracovních skupinách. [12] [19]

2.2.4 Energetická burza

Na energetických burzách probíhá obchodování formou aukce nebo formou kontinuálního obchodování. Evropské burzy obvykle poskytují kontrakty na dodávku elektrické energie na určitou hodinu dne (s výjimkou Anglie a Walesu, kde jsou obchodované půlhodinové kontrakty). Účastníci předkládají své nabídky v závislosti na tom, kolik jsou připraveni prodat/nakoupit a za jakou cenu. Ceny někdy bývají ohraničeny horním limitem (např. EEX, Powernext) nebo jsou nastaveny meze kolísání ceny s cílem dosáhnout kontinuity ceny (např. EEX, Borzen). Účastníci mohou nabídnout/žádat i o stejné množství energie pro určité období po sobě jdoucích hodin, tzv. blok.

V aukcích mohou účastníci předložit a měnit své nabídky až do ukončení aukce. Všechny přijaté nabídky jsou následně seřazeny podle ceny, z čehož se poté pro každou hodinu vytváří křivky nabídky a poptávky, jejichž průsečík určuje zúčtovací cenu.

Kontinuální obchodování se používá buď pouze pro blokové kontrakty (př. Borzen, EEX) nebo pro bloky i jednotlivé hodiny (APX UK). Každá příchozí nabídka je ihned zkontrolována a přiřazena podle priority cena – čas (v aukcích pouze cena). Cena kontraktu není stejná pro všechny transakce.

2.2.5 Aukční kancelář

V Evropě existují 2 hlavní aukční kanceláře pro přidělování přeshraničních kapacit a několik dalších malých aukčních kanceláří. Avšak snahu vytvořit jednotný evropský trh doprovází také vytvoření jedné aukční kanceláře.

- 1) CASC.EU - je centrální aukční kanceláří pro přeshraniční přenosové kapacity pro středozápadní Evropu, hranice Itálie, Švýcarska a části Skandinávie. [21]
 - alokace kapacit (roční, měsíční, denní, vnitrodenní), výpočty v rámci CWE MC
 - shadow aukce pro CWE MC a ITVC
- 2) Central Allocation Office GmbH (CAO) je společná aukční kancelář pro přidělování přeshraniční kapacity pro hranice Rakouska, České republiky, Německa, Maďarska, Polska, Slovenska a Slovinska.
 - alokace kapacit (roční, měsíční, denní), vývoj Flow-Based alokace [12] [20]

3 Obchodování s elektrickou energií a přeshraničními přenosovými kapacitami

Elektřina má několik specifíků ve srovnání s jakýmkoli jiným zbožím, službou či komoditou. Vyrobená elektrická energie je v dnešní době skladná jen s velmi vysokými náklady a pouze pro vnitrostátní obchod. Což znamená, že energie musí být spotřebována ve stejnou dobu, kdy se vyrábí. Vzhledem k tomuto faktoru jsou kladeny vyšší nároky na synchronizaci výroby elektřiny a dopravy konečnému spotřebiteli. Dalším důležitým specifíkem je volatilita ceny elektřiny vzhledem k mnoha nejistotám ve výrobě i spotřebě. Jedním z nejdůležitějších faktorů ovlivňujících výrobu a spotřebu elektrické energie je počasí. Změny teplot ovlivňují spotřebu a především díky OZE také výrobu. Proto trh s elektřinou musí být schopen okamžitě reagovat na změny poptávky a nabídky. Dále bychom neměli opomenout fyzikální podstatu toku elektrické energie. Tok elektrické energie se řídí Kirchhoffovy zákony⁴. Dokud byly trhy provozovány pouze lokálně, tato podstata nebyla příliš patrná. Nicméně trhy se začaly propojovat a korelace fyzikálních a obchodních toků se stala velmi důležitá, protože přeshraniční přenosová vedení, která dopravují elektřinu, se začala dostávat k limitům své přenosové schopnosti a vznikají tzv. úzká místa. Jelikož přetížení přenosové soustavy může v konečném důsledku způsobit i tzv. blackout⁵, je nutné řízení těchto úzkých míst, tedy přidělování přenosových kapacit, koordinovat mezi všemi účastníky trhu s elektřinou.

⁴ Kirchhoffovy zákony: „Součet proudů vstupujících do uzlu se rovná součtu proudů z uzlu vystupujících.“ a „Součet úbytků napětí na spotřebičích se v uzavřené části obvodu (smyčce) rovná součtu elektromotorických napětí zdrojů v této části obvodu.“

⁵ Blackout - výpadek dodávky elektřiny

3.1 Trh s elektřinou

Následující kapitola popisuje trh s elektřinou, a to na velkoobchodní i maloobchodní úrovni obchodu. Elektřina je nejprve v elektrárnách vyráběna, poté za současné regulace přenášena a distribuována vedením, následně spotřebována konečným zákazníkem. Regulací míním především (částečnou) regulaci ceny elektřiny u konečných zákazníků, tedy ceny maloobchodní, případně i jiných parametrů. Regulaci provádí regulační úřad, v České republice je to Energetický regulační úřad, a tato stanovená cena elektřiny a podmínky jsou závazné pro účastníky trhu - dodavatele elektřiny a konečné zákazníky.

V minulosti, ještě před plnou liberalizací trhu s elektřinou (před 1. 1. 2006), zde byl plně regulovaný systém, regulační úřad stanovoval cenu elektřiny pro konečné zákazníky a ostatní podmínky dodávky elektrické energie. Dnes je tomu jinak.

„Cena silové elektřiny nemůže být z důvodu liberalizace trhu s elektřinou v rámci Evropské unie Energetickým regulačním úřadem již regulována a její výše je závislá nejen na situaci na domácím trhu (struktura zdrojů, budoucí spotřeba atd.), ale také z důvodu propojení soustav na působení vnějších tržních vlivů, tj. poptávce a ceně elektřiny v okolních zemích. Tuto cenu určují sami výrobci nebo obchodníci na základě svých nákladů na výrobu, vývoje nabídky a poptávky, svých obchodních strategií a reálných možností uplatnit se na trhu.“ [40]

Cena silové elektřiny je tedy určována situací na trhu s elektřinou. Z konečné ceny elektřiny pro zákazníky je regulována jen část. Pouze cena silové elektřiny není regulovaná, všechno ostatní složky ceny elektřiny jsou regulované⁶.

Následující část definuje maloobchodní a velkoobchodní trh s elektřinou. Maloobchodní trh je založen především na dodávce elektřiny pro konečné spotřebitele, kdežto na velkoobchodním trhu se koneční spotřebitelé vůbec neúčastní.

⁶ Cena za přenos a distribuci, za systémové služby, na podporu OZE, KVET a DZ a za činnost OTE.

3.1.1 Maloobchodní trh s elektřinou

Na maloobchodním trhu s elektřinou je prodávána elektřina konečným spotřebitelům, ať už firmám, či domácnostem. Podepsáním smlouvy dodavatele s konečným spotřebitelem se dodavatel zavazuje fyzickému dodání elektřiny za určitou cenu na určitou dobu. Tento sektor nevyžaduje vysoké počáteční investice, a proto je poměrně snadno přístupný novým účastníkům. V okamžiku, kdy je již podepsána smlouva mezi dodavatelem a odběratelem, dodavatel nakoupí elektřinu v odhadnutém množství na velkoobchodním trhu, dlouhodobém či krátkodobém. Elektřinu může dodavatel nakoupit na území České republiky nebo v zahraničí. Ale to už je řeč o trhu velkoobchodním.

3.1.2 Velkoobchodní trh s elektřinou

Obchody s elektřinou na velkoobchodním trhu mohou být obchodovány v různých množstvích, za různé ceny a v různých dodacích lhůtách. Většina obchodů se provádí typem obchodu OTC. Druhou nejčastější volbou pro obchodování s elektřinou v Evropě jsou organizované obchody na energetických burzách. Více o fungování obchodů na energetické burze viz kapitola 2.2.4 *Energetická burza*. Mezi hlavní výhody energetické burzy ve srovnání s bilaterálními obchody je, že nabízí standardizaci produktů. Díky tomu je obchodování na burze rychlejší, umožňuje efektivnější zúčtování a hlavně stálou vyváženost nabídky a poptávky. U bilaterálních obchodů tomu brání nemožnost účinně reagovat na vysokou volatilitu ceny elektřiny. Ovšem každý nakupující či prodávající si vybere tu možnost, kde je to pro něj z hlediska ceny výhodnější.

Spotřebitel či výrobce musí vždy řešit problém, kdy mu vzniká tzv. odchylka, tedy rozdíl mezi zobchodovaným a skutečně realizovaným množstvím elektřiny, jelikož nedokáže nakoupit (resp. prodat) přesné množství elektřiny. Odchylka se stanovuje vždy až po skončení dne pro konkrétní hodinu. Účastník trhu odpovědný za odchylku (subjekt zúčtování) při svých rozhodnutích musí respektovat ocenění odchylky v závislosti na odchylce systémové.⁷

⁷ Rozdíl mezi registrovaným účastníkem trhu a subjektem zúčtování je v tom, že registrovaným účastníkem trhu (RÚT) je obecně každý účastník trhu, který se zaregistruje v systému OTE. Tento RÚT není odpovědný za odchylku, odpovědnost musí přenést na subjekt zúčtování odchylek. Subjekt zúčtování má s OTE podepsanou smlouvu o zúčtování odchylek a zodpovídá tedy za odchylku. [1]

3.2 Organizovaný trh s elektřinou

Na velkoobchodní úrovni lze trh dále kategorizovat podle toho, zda se strany sami dohodnou na množství a ceně - neorganizovaný trh, nebo se cena a velikost kontraktu stanovuje dle předem daných pravidel (ve vyhlášce č. 541/2005 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou) - organizovaný trh.

Na organizovaných trzích s elektřinou je zřizována funkce tzv. market makera, který má zvláštní práva a povinnosti na daném organizovaném trhu. Nejčastěji jsou tito „tvůrci trhu“ aktivní na dlouhodobých burzovních trzích, kde jich bývá i více než jeden. Uzavírají s burzou rozdílné smlouvy oproti ostatním účastníkům burzovních obchodů. Jejich základní povinností je udržovat nabídku a poptávku po daných produktech (kotace). Bývá stanoven minimální počet nabídek a poptávek zadaných tvůrcem trhu a maximální cenové rozpětí mezi nabídkou a poptávkou tvůrce trhu. Burza může rozhodnout o dočasném zastavení podávání nabídek/poptávek tvůrcem trhu. Výhodou tvůrce trhu je, že jeho realizované obchody jsou zpoplatněny nižšími sazbami a také fakt, že může ovlivnit vývoj obchodování. [9] [35]

Podle termínu obchodu lze dělit organizovaný trh na dlouhodobý a krátkodobý.

1. Dlouhodobé trhy - obchody s dodávkou elektřiny za několik dnů, většinou od jednoho měsíce a delší. Obchody nejsou nijak omezeny z hlediska dlouhodobosti.
2. Krátkodobé trhy – obchody v rozmezí desítek minut až několika dnů před hodinou h dne D , kdy se realizuje dodávka elektřiny. Důležitý význam zde má denní trh.

Typ obchodování na krátkodobém trhu lze kategorizovat následovně:

1. Aukce – forma obchodování, při níž se soustřeďuje nabídka určitého zboží a poptávka po něm na jednom místě a v daném čase.
2. Průběžné obchodování – produkt je obchodován podle daných pravidel nepřetržitě, od jeho vypsání až po předem stanovené ukončení obchodování. [9]

3.2.1 Krátkodobý organizovaný trh

V České republice se za nejkratší obchodovatelnou jednotku považuje jedna obchodní hodina. Je to základní časový úsek, ve kterém je smluvně vymezena dodávka nebo odběr elektřiny, a také základní časový úsek pro vyhodnocování odchylek subjektů zúčtování. První obchodní hodina obchodního dne začíná v 00:00 hodin a končí v 01:00 hodin. [9] Naopak nejdelší časový úsek na krátkodobém trhu je jeden obchodní den, který má obvykle 24 obchodních hodin, výjimkou je přechod ze zimního na letní čas a zpět.

Krátkodobé obchody probíhají obvykle v období od 1 hodiny až několik dní před dodací lhůtou. Oproti dlouhodobému trhu se tento trh vyznačuje vyšší volatilitou cen a nižšími objemy obchodů. Největší množství elektrické energie je zobchodováno na trhu denním. Organizátorem těchto trhů je v České republice Operátor trhu s elektřinou.

Z hlediska krátkodobého obchodování mě bude k tématu této práce zajímat především denní a vnitrodenní obchodování. Do krátkodobých obchodů se řadí ještě blokový trh, kde probíhá kontinuálního obchodování denních bloků elektřiny- base, peak a off peak- s fyzickou dodávkou až 5 dní před dnem dodávky, a trh vyrovnávací, kde se obchoduje s regulační energií a jediným nakupujícím je provozovatel přenosové soustavy.

3.2.1.1 Denní trh s elektřinou (day-ahead market)

Ve dni D-1 nebo nejbližším předchozím pracovním dni se obchoduje den D. Základním principem denního obchodování je aukce. Aukce probíhá pro každou z 24 obchodních hodin následujícího dne. Všechny hodinové ceny jsou stanoveny ve stejnou dobu.

Jelikož se tomuto typu obchodování budu později věnovat více a analyzovat jej, proto je popsán blíže v kapitole 5.1 *Denní trh (D-1)*.

3.2.1.2 Vnitrodenní trh s elektřinou (intraday market)

Po skončení denního trhu se otevírá vnitrodenní trh. Je organizován pro hodiny uvnitř obchodního dne. Pro obchodní den D je otevřen v 15.00 hodin ve dni D-1, a to pro všechny hodiny obchodního dne D. Je uzavírán postupně po jednotlivých hodinách, doba uzavírky pro jednotlivé obchodní hodiny je 1 hodina před danou obchodní hodinou.

3.2.2 Dlouhodobé organizované trhy

Předmětem obchodování na dlouhodobých trzích je v současnosti obvykle dodávka základního zatížení po dobu 24 hodin (base load) v dané periodě nebo dodávka špičkového zatížení (8. - 20. hodina pracovního dne) v dané periodě. Časová perioda kontraktu je týdenní, měsíční, kvartální a roční. Roční se uzavírají s maximálním horizontem 1 až 4 let.

Organizátorem těchto trhů je burza. Burza poskytuje účastníkům anonymní obchodování se standardizovanými produkty se zajištěným vypořádáním. Výhodou dlouhodobého organizovaného trhu je možnost uzavřít kontrakt s fyzickým, ale i s finančním vypořádáním, u kterého se nepředpokládá, že by elektřina byla skutečně dodána/odebrána. Více o burze v kapitole 2.2.4 *Energetická burza*.

Důležitým ukazatelem je spotová cena elektřiny. Je to referenční cena elektřiny, vůči níž jsou kontrakty hodnoceny. Jedná se o cenu elektřiny na denním trhu s elektřinou. [9]

3.3 Neorganizované trhy s elektřinou

Na tomto typu trhu nejsou účastníci svázáni pravidly danými vyhláškou č. 541/2005 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona. Musí dodržovat jen obecně platné zákony dané země. O neorganizovaném obchodování se obvykle hovoří jako o bilaterálním (dvoustranném) trhu s elektřinou. Bilaterální obchody mohou účastníci trhu sjednávat až do chvíle uzavření obchodů, kdy už musí být všechny relevantní obchody registrovány v systému Operátora trhu s elektřinou. Obchody uzavřené po tomto termínu se již nedostanou do systému OTE a mohou být zdrojem vzniku odchylek.

Cena prodávané elektřiny se zde nevytváří dle předem stanovených pravidel, každý výrobce či obchodník si ji určuje sám dle vlastního uvážení. Kontrakty bývají zpravidla uzavírány na jednoleté období. U takto uzavřených smluv se vždy předpokládá fyzické vypořádání.

3.4 Trh s přenosovými kapacitami pro přeshraniční přenos

Převísem poptávky po přeshraničním přenosu nad reálnými možnostmi přenosu vznikají na přeshraničních profilech úzká místa. Přidělování práva využití těchto míst je prováděno prostřednictvím aukcí nebo metodou first come - first served (prvně příchozí obchodník má možnost nakupovat jako první). Tedy nikdo zde není zvýhodňován nebo naopak diskriminován, pouze podle ceny, což je běžné v každém tržním hospodářství. Aukce je proces, který odpovídá požadavkům Nařízení Evropského parlamentu a Rady č. 714/2009. Toto nařízení stanovuje zásady pro řízení úzkých míst, nezbytné pro bezpečný a spolehlivý provoz přenosových soustav.

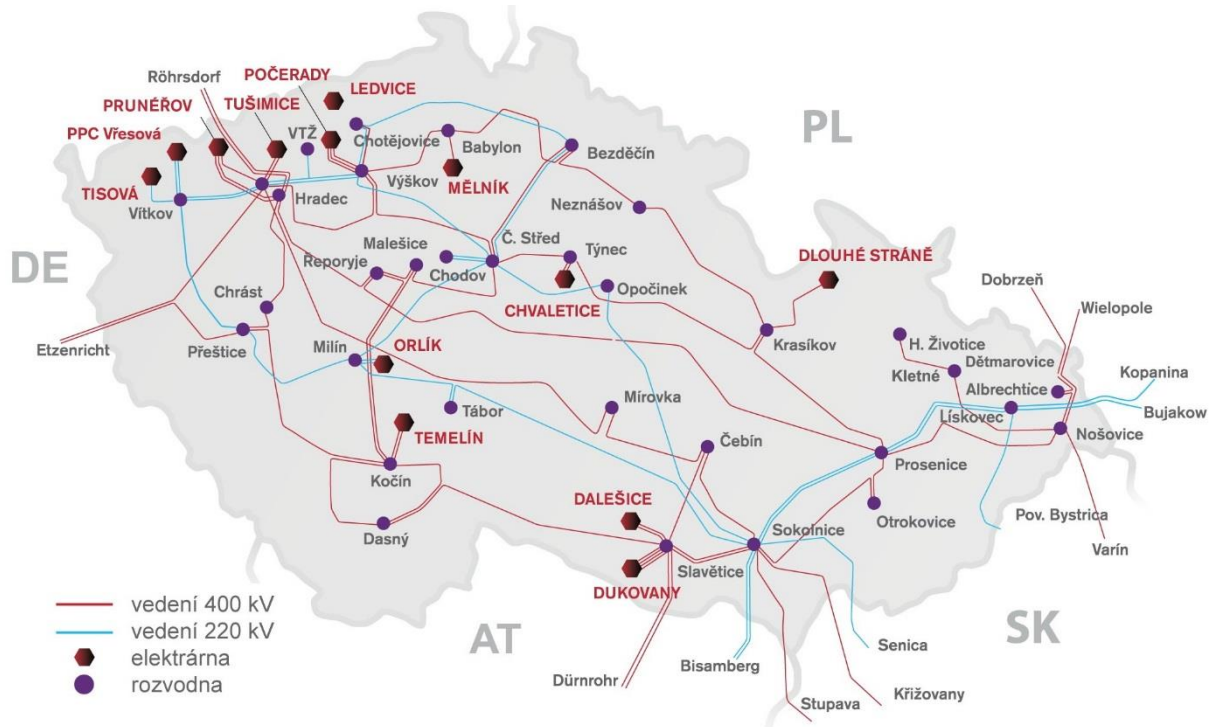
Aukce je organizována aukční kanceláří, které na evropské úrovni máme v současnosti dvě hlavní (viz kapitola 2.2.5 *Aukční kancelář*), nicméně aukční kanceláři pro přidělování kapacit může být i provozovatel přenosové soustavy. Prostřednictvím aukční kanceláře probíhají aukce kapacit disponibilních pro rok, měsíce a dny v kalendářním roce. V denní aukci jsou přidělovány přenosové kapacity pro jednotlivé hodiny následujícího obchodního dne. Podrobná pravidla aukcí, včetně termínů konání aukcí a podmínek pro účast v aukcích, jsou zveřejňována aukční kanceláří a/nebo Organizátorem trhu.

Mimo aukční proces je v České republice organizován vnitrodenní přeshraniční přenos elektřiny, který je organizován v několika seancích během obchodního dne a přidělování práva využít volnou kapacitu se provádí způsobem first come - first served. [12]

3.5 Přenosové kapacity

Přenosová kapacita vedení neboli přenosová schopnost vedení, je stanovena z konstrukčních parametrů vedení za určitých podmínek. Z hlediska bezpečnosti provozu je považována za nepřekročitelnou hranici. Elektrické sítě byly historicky vybudovány uvnitř států bez větších záměrů pro přeshraniční přenos a mezinárodní obchodu s elektřinou. Důsledkem toho je fakt, že národní přenosové linky jsou silnější a s vyšší kapacitou než ty přeshraniční. Proto se dnes ve snaze vytvořit vnitřní evropský trh potýkáme s problémem nedostatku dostupné přenosové kapacity na hranicích.

V České republice přenosovou soustavu provozuje státní společnost ČEPS, a. s. Přenosovou sítí v současnosti tvoří vedení 400 kV, 220 kV a pár kilometrů vedení 110 kV (tzv. těžké stovky)⁸. Páteřní přenosová síť byla dokončena v 80. letech minulého století, výstavba 220 kV byla dokončena již začátkem 70. let. Česká přenosová soustava je propojena šestnácti vedeními se sítěmi dalších členů ENTSO-E. [12]



Obrázek 2: Schéma rozvodné sítě České republiky, zdroj: ČEPS, a.s.

⁸ V ČR má vedení 400 kV celkovou délku 3 510 km, vedení 220 kV má 1 909 km a vedení 110 kV jen 84 km. Zahraniční vedení je tvořeno 11 km vedení 400 kV a 6 km vedení 220 kV [12]

Přenosová soustava České republiky je obklopena pěti sousedními soustavami - 50Hertz, TenneT (Německo), PSE (Polsko), SEPS (Slovensko) a APG (Rakousko).



Obrázek 3: Přenosové soustavy sousedních zemí; zdroj: ČEPS, a.s.

Naše přenosová soustava se díky své poloze ve středu Evropy významně podílí na přenosech toků výkonů. Především výroba z OZE, a to zejména z větrných elektráren u Severního a Baltského moře, a nedostatečná vnitroněmecká kapacita vedení vyvolávají neplánované přetoky přes ČR, které způsobují značné problémy se stabilitou soustavy. Je třeba posílit přenosovou schopnost přenosové soustavy ČR, a to rozšiřováním a modernizací rozvodu, modernizací a zdvojováním stávajícího vedení a výstavbou nového vedení.

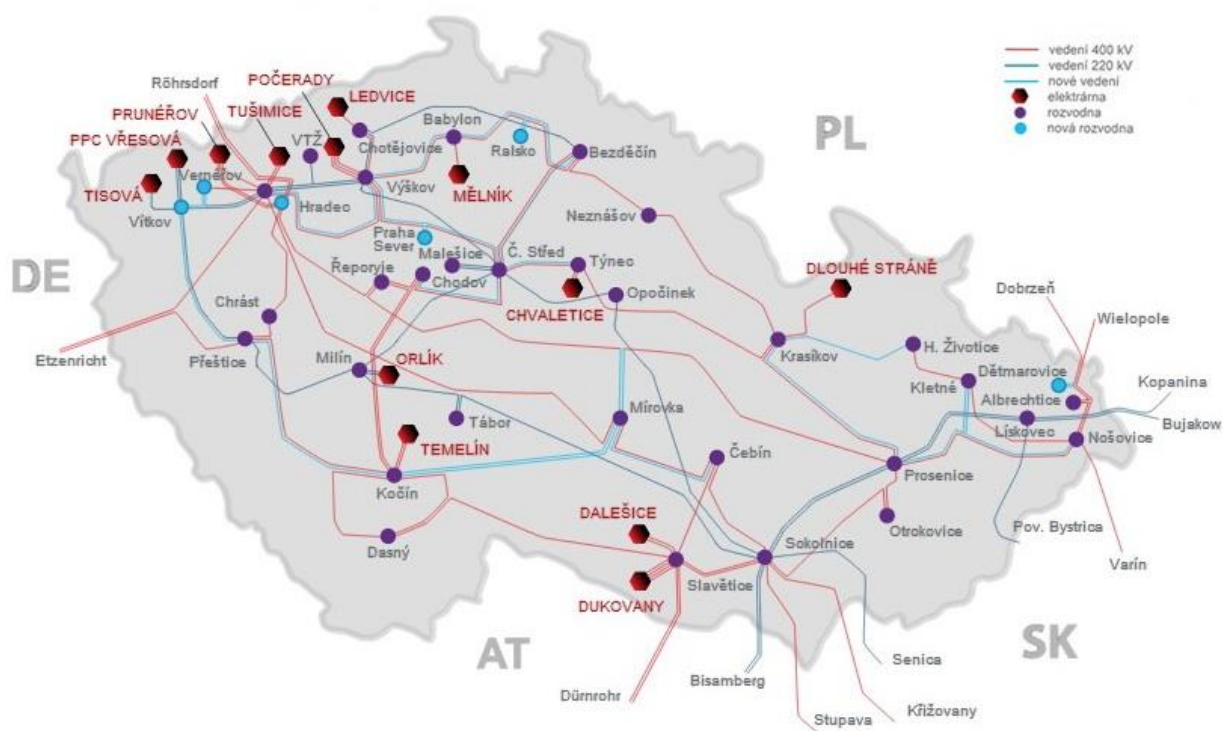
PPS všech států EU jsou odpovědní za řízení přetížení v souladu s legislativou EU. „Pro usnadnění účinného fungování přeshraničního obchodu mají postupy pro řízení přetížení tržní charakter. Za tímto účelem se kapacita přiděluje pouze pomocí explicitních (kapacita) či implicitních (kapacita a energie) aukcí. Obě metody mohou existovat souběžně na stejném propojení. Pro vnitrodenní obchody lze použít nepřetržité obchodování.“ [4]

Přidělování práva využití volných obchodovatelných přenosových kapacit pro naše hranice provádí aukční kancelář CAO, jedná se o roční, měsíční a denní aukce. Výjimku na českém denním trhu tvoří profil se Slovenskem, kde probíhají implicitní aukce, což znamená, že přenosová kapacita je součástí zobchodované elektřiny, jedná se o tzv. market coupling. Více k tomuto tématu v kapitole 4.3.5.6 4M Market Coupling.

3.5.1 Řešení nedostatku přenosové kapacity

Jak již bylo řečeno, problémem v rámci Evropy je nedostatečná kapacita přeshraničních přenosových vedení. Je třeba je rozvíjet a stavět nová. To má za úkol organizace ENTSO-E, která je v souladu s Nařízením č. 714/2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou zavázána k vypracování desetiletého celoevropského rozvojového plánu sítě, tzv. TYNDP, ve dvouletých intervalech. V červnu 2010 ENTSO-E zveřejnila první takzvaný pilotní TYNDP. V červnu 2012 zveřejnila první oficiální desetiletý plán rozvoje sítě EU, jehož součástí je i regionální investiční plán pro střední a východní Evropu. Druhý desetiletý plán rozvoje sítě ENTSO-E v současné době připravuje a předpokládá jeho zveřejnění v červnu 2014.

ČEPS je povinná dle Energetického zákona vypracovat desetiletý investiční plán rozvoje PS. Desetiletý investiční plán rozvoje PS 2014 - 2023 byl zpracován podle stavu a vstupních dat ke dni 30. 9. 2013. Více informací viz [32]. Na následujícím obrázku je rozvojové schéma sítě, které má ČEPS v plánu stavět či modernizovat v následujících 10 letech.



Obrázek 4: Rozvojové schéma přenosové soustavy ČR, zdroj: ČEPS

Dokud však nebude dostatečně posílená přenosová síť a s rostoucím přeshraničním obchodem, existují v rámci propojené soustavy úzká místa – poptávka po kapacitě je větší než její nabídka. Proto vznikly metody řízení přetížení pro alokaci přenosových kapacit.

3.5.2 Metodika stanovení přeshraničních přenosových kapacit

Pro sjednání přeshraničního přenosu je základním předpokladem stanovení přeshraniční kapacity daného profilu. Metodika, kterou používá provozovatel české přenosové soustavy ČEPS, vychází z postupu ENTSO-E, který je upraven na poměry přenosové soustavy ČEPS provozovateli přenosových soustav sousedních států. Tato metodika je aplikována pro přidělování přenosových kapacit pro roční, měsíční a denní aukce. Způsob výpočtu je na principu NTC - čistá přenosová kapacita. Principy jsou použity i pro určování volných kapacit na vnitrodenním trhu. NTC (Net Transfer Capacity) alokace kapacit je zatím používána všude v Evropě. Metoda koordinované čisté přenosové kapacity NTC je založena na principu předdefinování maximálních možností obchodní výměny pro každý profil.

Základní fyzický tok na daném profilu zahrnuje nejen všechny již přidělené kapacity mezi naší a sousedními přenosovými soustavami, ale také kruhové toky⁹ způsobené nerovnoměrným umístěním výroby a spotřeby mezi okolními soustavami a paralelní toky¹⁰, které jsou způsobeny obchody mezi ostatními systémy. Jednotlivé dílčí toky se na sebe superponují, proto je nelze od sebe jednoduše oddělit. Kruhové a paralelní toky se určují ze statistických údajů z minulých období.

Celková volná přenosová kapacita soustavy není prostým součtem dílčích hodnot jednotlivých profilů, protože každý export či import elektrického výkonu přes hranice se rozdělí nerovnoměrně na všechny profily. Kapacita celé soustavy je maximální hodnota, při níž se dosáhne limitu na prvním hraničním profilu.

⁹ Loop-Flows

¹⁰ Parallel-Flows

Množství TBC, FRM, NBC a ABC se počítá pro daný jednotlivý profil mezi sousedními provozovateli přenosových soustav, rozlišených indexem „i“. Čímž je zaručena koordinace vypočtených hodnot mezi všemi směry.

Pro každý vyšetřovaný časový řez jsou vyčísleny [12]:

- ABC_i (Available Border Capacity) - volná přenosová kapacita na i-tém profilu
- TBC_i (Total Border Capacity) - celková přenosová schopnost profilu¹¹
- FRM_i (Flow Reliability Margin) - bezpečnostní rezerva¹²
- NF_i (Net Flow) - část fyzického toku přes i-tý profil
- $(PF+LF)_i$ (Parallel-Flows a Loop-Flows) - zbytkový tok přes profil po odečtení podílů již alokovaných kapacit
- NBC_i (Net Border Capacity) - čistá přenosová kapacita i-tého profilu po odečtení rezervy
- $PTDF_{ji}$ (Power Transfer Distribution Factor) - koeficient modelového rozdělení obchodu v j-tém směru na i-tý profil
- AAC_j (Already Allocated Capacity) - kapacity již přidělené pro vyšetřované období v předchozích etapách alokace (v roční či měsíční aukci)

Základní vzorec pro výpočet volné přenosové kapacity na konkrétním profilu:

$$ABC_i = TBC_i - FRM_i - NF_i - (PF + LF)_i = NBC_i - (\sum PTDF_{ji} * AAC_j) - (LF + PF)_i \quad (1)$$

Aby byl splněn výše uvedený vztah na všech profilech s požadovaným předstihem, je třeba vyčíslit tzv. volné obchodovatelné kapacity (VOK), které současně čerpají volné přenosové kapacity na všech profilech až do úplného vyčerpání první z nich. Pro k-tý profil platí:

$$ABC_k - \sum (PTDF_{jk} * VOK_j) = 0 \quad (2)$$

k - index profilu, u něhož byla vyčerpána volná přenosová kapacita jako první,

VOK_j - volná obchodovatelná kapacita v j-tém směru.

¹¹ Maximální přenosová schopnost profilu mezi dvěma sousedícími PPS, kde jednotlivá vedení jsou nerovnoměrně zatěžována, není pouhým součtem dílčích hodnot přenosových kapacit, ale je to hodnota, při níž jedno z vedení dosáhne svého přenosového limitu. Zároveň respektuje kritérium spolehlivosti N-1.

¹² Zahrnuje havarijní výpomoci, výpadek největšího bloku v každé soustavě a chybu regulace předávaných výkonů. Běžně se používá základní rezerva 10 % z hodnoty BCI (border capacity), pokud není odůvodněna vyšší hodnota.

Větší kontrolu nad paralelními toky by přinesla až tzv. Flow-Based alokace. Princip této metody výpočtu vychází z fyzikální podstaty rozdělení toku elektrické energie mezi oblastí přebytku a nedostatku v poměru impedancí elektrické cesty na všechny prvky přenosové soustavy. Jednotlivé toky se na sebe superponují a vytvoří výsledný tok elektrického výkonu. [36]

Metoda Flow-Based, namísto výpočtu agregovaných možností přenosu, určuje fyzická maxima každé přenosové linky, která by se mohla přetížit, a její ovlivňující faktory (jak je každý kritický prvek sítě, který je ovlivněn nebo ovlivňuje další důležitý prvek sítě). To obvykle umožňuje zvýšení přeshraniční přenosové kapacity tam, kde je nejvíce potřeba, protože přesněji odráží skutečnou situaci sítě. Tato metoda je považována za účinnější, ale také složitější a obtížněji proveditelná, než metoda NTC.

3.5.3 Volná obchodovatelná kapacita z pohledu ČEPS, a.s.

Jedná se o výkon, který je garantovaný po celý měsíc/rok/den/hodinu, a to pro všechny plánované režimy a předpokládané stavy elektrizační soustavy, včetně kruhových a fyzikálních toků výkonu. Výjimkou jsou případy uvedené v §24 Energetického zákona č. 458/2000 Sb. Upřesnění obchodovatelných kapacit na jednotlivých profilech je možné v rámci denních alokací.

Náhled vypočtených měsíčních a ročních kapacit zveřejněných společností ČEPS, a.s. zobrazují následující tabulky.

Výsledky výpočtu VOPK pro měsíc listopad 2013:

směr ¹³	APG [MW]	TenneT [MW]	50HzT [MW]	SEPS ¹⁴ [MW]	PSE ¹⁵ [MW]
z ČEPS	300	500	500	-	600
do ČEPS	300	100	100	-	260

Tabulka 1: Volné obchodovatelné kapacity pro měsíc listopad 2013; zdroj: ČEPS, a.s.

¹³ Hodnoty ve směrech z ČEPS a do ČEPS platí na každém profilu nezávisle na sobě.

¹⁴ Na profilu probíhají volné dlouhodobé nominace díky market couplingu.

¹⁵ Partnerský PPS publikuje své vlastní celosystémové kapacity.

Výsledky výpočtu obchodovatelné kapacity do roční aukce 2013:

směr	APG [MW]	TenneT [MW]	50HzT [MW]	SEPS [MW]	PSE [MW]
z ČEPS	300	500	500	-	600
do ČEPS	300	200	200	-	200

Tabulka 2: Obchodovatelné kapacity do roční aukce 2013; zdroj: ČEPS, a.s

Tyto vypočtené hodnoty zohledňují fyzikální rozdělení obchodů do jednotlivých profilů a platí pro plánované zapojení sítě a typické provozní poměry s uvažováním kritéria N-1. Obchody v dílčích směrech čerpají volnou přenosovou kapacitu¹⁶ současně na všech profilech. Výkony v jednotlivých směrech jsou vzájemně závislé. Další kapacity budou navýšeny do denních aukcí podle aktuální provozní situace. [12]

Na všech profilech dochází k téměř maximálnímu využití uvedených vypočtených hodnot volných obchodovatelných kapacit. Ve směru ven z ČEPS dochází na profilech s APG, TenneT a 50HzT k přidělování obchodovatelné kapacity v rámci roční, měsíční i denní aukce. Na profilu s PSE a SEPS pouze v rámci denního přidělování. V rámci dovozního charakteru nebývají plně využívány jen kapacity na profilu s SEPS.

Na profilech dochází k tzv. nettingu, což je uvolnění kapacity na daném profilu a směru z důvodu započítání obchodu v opačném směru.

3.5.4 Formy alokace přeshraničních kapacit

Omezené dostupné množství přenosové kapacity vyžaduje výběr účastníků na trhu, které je chtějí využívat. Existují dva hlavní mechanismy pro přidělování přenosových kapacit, které zajistí účinný a nediskriminační zacházení s účastníky trhu. Těmi jsou explicitní a implicitní aukce.

¹⁶ ATC - Available transmission capacity

3.5.4.1 Explicitní alokace

. Explicitní alokace je založena na explicitním nákupu přeshraničních přenosových práv. Obchodník si musí při nákupu/prodeji elektřiny na velkoobchodním zahraničním trhu vedle samotné elektrické energie také zajistit i přenosovou kapacitu pro každou hranici na celé cestě toku zakoupené elektřiny. Právo na přenos je nutno vždy mít společně se zakoupenou/prodanou elektřinou, přenosové kapacity zde fungují jako doplněk k zakoupené elektřině.

V explicitní aukci se jedná o jednání obchodníků v konkurenčním prostředí, kdy každý z nich má zájem o dostupnou přeshraniční přenosovou kapacitu. Spolu s požadovaným množstvím kapacity, musí žadatelé zadat, kolik jsou ochotni zaplatit za tuto kapacitu. Tyto nabídky jsou seřazeny podle ceny a přidělování začíná nejvyšší z nich a postupuje k nižším, až do vyčerpání dostupné kapacity. Obvykle je cena za kapacitu nastavena na cenu nejnížší přidělené nabídky.

Prvním a nejdůležitějším předpokladem pro realizaci explicitní aukce je ex-ante výpočet NTC (Net Transfer Capacity) mezi jednotlivými zeměmi, která bude nabídnuta obchodníkům až do výše ATC (Available Transfer Capacity) podle vzorce:

$$ATC = NTC - AAC \quad (3)$$

ATC – dostupná přenosová kapacita,

NTC – čistá přenosová kapacita,

AAC – již přidělená kapacita.

Výhodou těchto aukcí je nediskriminační přístup, jasná pravidla a schopnost přizpůsobit se různým národním trhům s elektřinou na obou stranách hranice.

Nevýhodou je skutečnost, že není propojena s obchodováním s elektrickou energií. Může se tedy stát, že zakoupená velikost přeshraniční kapacity nebude odpovídat skutečné velikosti získané elektrické energie. Z obecného hlediska je explicitní alokace méně efektivní než implicitní, obchodníci musí spekulovat na dvou nezávislých trzích. Občas je tedy možné vidět, že výsledná alokace kapacit a její cena neodpovídá profitabilnímu směru přenosu, tj. z levnější do dražší oblasti.

Dalšími typy explicitní aukce jsou first come – first served a pro-rata rationing.

1) First come – first served

Jedná se o právo prvně příchozího. Přeshraniční kapacita je přidělována v pořadí prvně příchozích, kteří jsou ochotni za přenosovou kapacitu zaplatit, dokud není celá ATC přidělena. Výhodou tohoto typu alokace je fakt, že nutí účastníky trhu lépe plánovat.

Nevýhodou je nedynamičnost trhu, tento způsob alokace neumožňuje dostatečný prostor pro obchodování v krátkodobém horizontu, je diskriminační - podporuje obchodníky s větším importem a exportem, také může být z důvodu nízké ceny za přenos ekonomicky neefektivní.

2) Pro-rata rationing (přidělování poměrným způsobem)

Všechny požadavky jsou zkráceny tak, aby celková volná kapacita odpovídala dostupné kapacitě. Jedná se o efektivní nástroj pro zvyšování obchodních možností přeshraniční koordinace, ale pouze u relativně malého přetížení.

Čistou přenosovou kapacitu po zohlednění spolehlivostní rezervy lze vypočítat:

$$NTC = TTC - TRM \quad (4)$$

NTC - čistá přenosová kapacita,

TTC - celková přenosová kapacita,

TRM - spolehlivostní rezerva.

Nevýhodou je neekonomické využití, tento typ alokace je demotivující vzhledem ke krácení, kapacitní potřeby bývají nadhodnocovány.

3.5.4.2 Implicitní alokace

V případě implicitní alokace si účastníci trhu nemusí při nákupu na zahraničním velkoobchodním trhu kupovat k elektřině navíc právo pro přeshraniční přenos, to je jim automatiky přiřazeno.

Implicitní aukce¹⁷

Princip spočívá ve společném obchodování elektrická energie s právem na přenos v jednom okamžiku na jednom místě. Účastníci předloží nabídku nákupu/prodeje elektřiny přímo v té oblasti, kde ji chtějí dodávat či odebírat, a následné zúčtování určí nejefektivnější množství elektřiny a směr fyzické výměny energie mezi tržními oblastmi. Proto není nutné samostatné přidělování přenosové kapacity, a přeshraniční kapacita a elektrická energie jsou obchodovány společně.

Implicitní aukce mají zajistit, aby z oblastí, kde je přebytek elektřiny s nízkou cenou, byla dopravena elektřina do oblastí s nedostatkem elektřiny, kde je cena elektřiny vyšší, čímž dochází ke sbližování cen.

Existují dva typy implicitních aukcí:

- market splitting
- market coupling

Hlavním rozdílem je počet tržních míst, která se vyskytují v daném regionu. Vyskytuje-li se jen jedno tržní místo a je společné pro všechny země, potom se jedná market splitting. Ale jestliže má každá země své tržní místo, jedná se o market coupling. Více k tomuto tématu v kapitole *3.5.6 Market coupling*.

Výhody implicitních aukcí jsou [12]:

- odstranění nejistoty při odděleném nákupu/prodeji elektřiny a přeshraniční kapacity
- zvýšení likvidity spotového trhu
- přehlednější stanovování cen elektřiny
- sbližení obchodních a fyzických toků
- vyšší spolehlivost řízení soustavy
- efektivnější řešení úzkých míst mezi regiony
- lepší využití přeshraničních kapacit (alokovaná kapacita = využitá kapacita)

¹⁷ Dle vyhlášky č. 541/2005 Sb. je implicitní aukcí - tržně založený způsob přidělení přeshraničních přenosových kapacit, ve kterém je na základě cenových nabídek obchodované elektřiny účastníků aukce přidělena zveřejněná obchodovatelná přenosová kapacita a kde jejím přidělením vzniká účastníkovi aukce závazek dodávky a odběru elektřiny.

- konvergence a stabilizace cen při dostatečné přenosové kapacitě
- vyšší dostupnosti elektřiny v oblastech s jejím nedostatkem
- zvýšení spolehlivosti dodávek v důsledku vyšší dostupnosti elektřiny

Mezi Českou republikou, Německem a Polskem probíhají bilaterální explicitní aukce. Se Slovenskem probíhají implicitní aukce – market coupling a s Rakouskem explicitní koordinované aukce. Na vnitrodenním českém trhu probíhá přidělování přenosové kapacity na všech hranicích zdarma s povinností využití celé rezervované kapacity.

Abych tedy shrnula rozdíl mezi explicitní a implicitní aukcí. Explicitní aukce je aukční systém, v němž zpravidla provozovatel přenosové soustavy nabízí/prodává právo využití volné přenosové kapacity s povinností následné nominace před daným obchodním dnem nebo danou obchodní hodinou. Mezi nevýhody tohoto systému patří skutečnost, že tato aukce není propojena s obchodováním s elektrickou energií samotnou. Může se tedy stát, že nakoupené množství přeshraniční přenosové kapacity nebude odpovídat energii skutečně získané a nominované. Další nevýhodou je směr toku zobchodované elektrické energie, který nemusí odpovídat výslednému skutečnému fyzickému toku. Naproti tomu u implicitních aukcí nakupujeme společně s elektrickou energií i potřebnou přeshraniční kapacitu a tady mizí riziko nepřidělené kapacity.

3.5.5 Vnitrodenní přidělování kapacit v rámci ČEPS

Při přidělování přeshraničních přenosových kapacit vnitrodenně a sjednávání přeshraničního přenosu v rámci všech přeshraničních profilů, působí ČEPS jako alokační kancelář, přesněji je v pozici Transmission Capacity Allocator¹⁸, a to i pro profily, které nespádají přímo pod jeho regulační oblast, např. profil PSE/50HzT, PSE/SEPS, SEPS/MAVIR či MAVIR/APG. Podstatným rozdílem oproti dlouhodobým kapacitám je, že tyto kapacity nejsou zpoplatněny. Alokování přenosových kapacit pro všechny profily probíhá v systému Damas Energy formou first come - first served, kdy se rozhodnutí o alokaci kapacity činí na základě její dostupnosti a času podání požadavku. Nominace a sesouhlasení přidělených kapacit je

¹⁸ Přiděluje přenosovou kapacitu.

v odpovědnosti provozovatelů přenosových soustav, kterých se daná nominace týká. Alokace produktů probíhají dvěma způsoby:

- alokace v 4 - hodinových intervalech, rozdělení dne do šesti relací
- alokace v 1 - hodinových intervalech, rozdělení dne do 24 relací (nebo 23/25 jednohodinových intervalů v případě změny letního času/zimního času)

Tyto dva modely relace mohou být použity nezávisle na jednotlivých hranicích.

Pozn. Od obchodního dne 3. 4. 2012 byl zaveden na profilu České republiky a Slovenska (ČEPS-SEPS) nový koncept sjednávání vnitrodenních přenosů – hodinový intraday.

Od obchodního dne 15. 6. 2012 bylo zahájeno vnitrodenní obchodování ve čtyřhodinových intervalech na profilu MAVIR-APG. Pravidla pro obchodování na tomto profilu jsou shodná s ostatními profily, kde čtyřhodinové vnitrodenní obchodování již probíhá delší dobu. [12]

Vzhledem k průběžným úpravám hodnot se nabízené kapacity pro vnitrodenní obchodování zveřejňují po ukončení obchodování pro daný obchodní den, tedy kolem 21:30 hod.



Obrázek 5: Aktuální data: 13. 10. 2013, vnitrodenní kapacity, Zdroj: ČEPS, a.s.

3.5.6 Market coupling

Jedná se o propojení trhů, způsob integrace trhů, umožňující dvěma nebo více velkoobchodním trhům s elektřinou (obvykle území státu) sloučení do jednotného trhu, pokud je zde dostatečná přenosová kapacita mezi těmito trhy. Denní přeshraniční přenosové kapacity mezi různými oblastmi nejsou prodávány samostatně (explicitní aukce), ale jsou implicitně zpřístupněny prostřednictvím transakcí na energetických burzách na obou stranách (implicitní aukce). Kupující a prodávající na energetické burze mohou nakupovat a prodávat prostřednictvím jiné energetické burzy, jako by to byla jedna oblast, jednotný trh, aniž by bylo nutné získat odpovídající přenosovou kapacitu potřebnou pro přepravu elektřiny mezi dvěma (nebo více) oblastmi trhu.

Market coupling vs. Market splitting

V rámci implicitních aukcí máme mimo spolupráci zvanou market coupling, který dále můžeme dělit na price coupling a volume coupling, také tzv. market splitting. Tyto formy implicitních aukcí se liší úrovní spolupráce jednotlivých států či regionů. Hlavním rozdílem je počet tržních míst v daném regionu.

V případě market splittingu se zde vyskytuje jen jedno tržní místo, které je společné pro všechny země, jsou zde jednotná pravidla obchodování a jedno vypořádací místo uzavřených obchodů. Pokud nedojde k vyčerpání fyzické přenosové kapacity, pak tržní místo generuje jednu cenu, pokud dojde k jejímu vyčerpání, pak se trhy rozdělí na cenové oblasti.

Naopak při market couplingu má každá země své tržní místo registrující poptávky a nabídky na společný trh ze své tržní oblasti. Každý stát má vlastní pravidla obchodování i následné finanční vypořádání. Pravidla obchodování mohou obsahovat i rozdílné podmínky pro příjem nabídek a poptávek. Proto v případě metody Market Coupling rozeznáváme:

- A) Cenový (price) coupling** - při této formě propojení je dosaženo nejlepší kvality propojení trhů. Ceny na trhu a obchodované objemy jsou vypočteny jediným centralizovaným systémem na základě všech relevantních informací, např. množství přeshraniční kapacit, nabídek a poptávek ze všech propojení oblastí, apod. Příkladem takového uspořádání je NWE MC.

- B)** Objemový (volume) coupling - výsledkem výpočtu je pouze určení velikosti a směru přeshraničního toku mezi tržními oblastmi. Výsledek výpočtu je pak předáván každému tržnímu místu, které provede výpočet ceny a zobchodovaného množství pro svou tržní oblast. Nicméně tento typ couplingu se už dnes nikde nepoužívá.

V případě rozdílných cen mezi tržními oblastmi je pak generován výnos, který představuje zdroj příjmů zúčastněných provozovatelů přenosových soustav. [9] [24]

4 Integrace trhů v Evropě

Čtvrtá kapitola pojednává o postupném zavádění jednotného trhu s elektřinou v Evropě. Evropská unie si dala za cíl vytvořit trh s elektřinou otevřený všem, a proto byly přijaty tři liberalizační balíčky, které jsou závazné pro všechny členské státy. I přesto do dnešního data není třetí liberalizační balíček ve všech plně implementován. Díky zmíněné liberalizaci došlo k nárůstu přeshraničního obchodování a propojování tržních oblastí. Dokončení vnitřního evropského trhu bylo stanoveno na rok 2014.

4.1 Rozvoj vnitřního energetického trhu v EU

V letech 1996-2009 byly postupně, za účelem vytvořit vnitřní liberalizovaný energetický trh, přijaty tři legislativní balíčky, které byly zaměřeny na transparentnost a regulaci trhu, ochranu spotřebitele, podporu propojení a úroveň dodávek.

Tzv. první legislativní balíček byl nastolen již roku 1996, obsahoval směrnice pro vnitřní trh s elektřinou i vnitřní trh s plynem. Elektřiny se týkala směrnice Evropského parlamentu a Rady 96/92/ES ze dne 19. prosince 1996 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou. Tento první balíček byl roku 2003 nahrazen druhým legislativním balíčkem. Ten umožnil vstup nových dodavatelů elektřiny na trh, čímž bylo spotřebitelům umožněno zvolit si svého dodavatele (průmyslové subjekty od 1. července 2004 a domácnosti od 1. července 2007). [22] O šest let později, v roce 2009, byl přijat třetí legislativní balíček, který měl více liberalizovat vnitřní trhu s elektřinou. Součástí tohoto balíčku je ve vztahu k elektřině směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, nařízení o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou a nařízení o zřízení Agentury pro spolupráci energetických regulačních úřadů (všechny tři právní předpisy viz první kapitola). Třetí legislativní balíček, který vstoupil v platnost dne 3. března 2011, není dosud v některých členských státech v plném rozsahu uplatňován.

A tedy lhůta dokončení vnitřního energetického trhu EU, na které se 4. února 2011 dohodla Evropská rada a byla stanovena na rok 2014, pravděpodobně nebude splněna.

4.2 Kodexy sítě

Všechny přenosové soustavy pracují podle určitých pravidel, která regulují, kdo může používat soustavu pro přepravu elektřiny přes hranice a za jakých podmínek. A to z hlediska bezpečnosti sítě, propojení a přístupu tzv. třetích stran.

Účelem kodexů sítě je jednotný evropský trh. Každá země má z minulosti svá vlastní pravidla, nicméně je snaha propojení těchto pravidel a vytvoření jednotného trhu. Pro úspěšné fungování trhu musí být zajištěn přístup k sítím za stejných podmínek pro všechny. Již v roce 2007 zahájila Evropská komise tzv. třetí legislativní balíček, který zahrnoval mj. rozvoj vnitřního trhu s elektřinou a plynem v EU. Nařízení č. 714/2009, které jsem uvedla v první kapitole, výslovně upozorňuje na potřebu zavedení společných pravidel pro efektivní fungování trhu. Tato společná pravidla jsou dnes známa jako kodexy sítě. Až se stanou platnými, budou mít stejnou platnost jako kterákoliv jiná evropská nařízení.

Harmonizace pravidel a vytvoření souboru pravidel na trhu s elektřinou ve 28 členských zemích, které jsou vzájemně odlišné, je složité. ENTSO-E představuje 41 provozovatelů přenosových soustav ve 34 zemích. ENTSO-E připravuje kodexy sítě v úzké spolupráci zúčastněných stran. Referenční podmínky, tzv. rámcový pokyn, rozvíjí Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER), ENTSO-E poté vypracuje kodexy sítě, které budou splňovat tento rámcový pokyn.

Kodexy sítě jsou stále zatím ve fázi vývoje. Evropská síť provozovatelů přenosových soustav ENTSO-E v současné době pracuje na devíti kodexech sítě, které pokrývají tři vzájemně propojené oblasti. Těmi jsou kodexy připojení, kodexy provozu a tržní kodexy. [26]

4.2.1 Dělení kodexů sítě

A) Kodexy připojení (Connection codes)

Provozovatelé přenosových soustav provozují přenosovou elektrickou síť. Existují dva typy uživatelů, kteří se do sítě připojují, výrobci a obchodníci. Pravidla, stanovující požadavky pro tyto uživatele připojené do sítě, jsou zahrnuty právě v kodexech připojení. [26]

- 1) Požadavky na generátory (NC RfG¹⁹)
- 2) Poptávka připojení (NC DCC²⁰)
- 3) Připojení vysokonapěťového stejnosměrného proudu (NC HVDC²¹)

B) Kodexy provozu (Operational codes)

Pro zachování spolehlivého, udržitelného a stabilního elektrického systému každý z provozovatelů přenosové soustavy vypracovává plány provozu. Tyto plány zahrnují analýzu dostatečné výroby elektřiny k uspokojení poptávky a také analýzu bezpečnosti provozu. S rostoucím propojením provozovatelů přenosových soustav tyto kodexy provozu poskytují sadu pravidel a předpisů říkajících, jak jsou tyto systémy řízeny. [26]

- 1) Provozní bezpečnost (NC OS²²)
- 2) Operativní plánování (NC OPS²³)
- 3) Řízení frekvence a rezervy (NC LFCR²⁴)

C) Tržní kodexy (Market codes)

Konstrukce celoevropského trhu s elektřinou zohledňuje elektrickou energii i kapacitu obchodovanou v celé Evropě. Tržní kodexy mají za cíl především podporu hospodářské soutěže, diverzifikaci zdrojů a optimalizaci stávající infrastruktury. [26]

- 1) Forwardové přidělování kapacit (NC FCA²⁵)
- 2) Přidělování kapacity a řízení přetížení (NC CACM²⁶)
- 3) Vyrovnávací trh (NC EB²⁷)

¹⁹ Network Code on Requirements for Generators

²⁰ Network Code on Demand Connection

²¹ Network Code on High Voltage Direct Current Connections

²² Network Code on Operational Security

²³ Network Code on Operational Planning & Scheduling

²⁴ Network Code on Load Frequency Control & Reserves

²⁵ Network Code on Forward Capacity Allocation

²⁶ Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management

²⁷ Network Code on Electricity Balancing

4.2.2 Důležité kodexy sítě

4.2.2.1 Forwardové přidělování kapacit (NC FCA)

Elektřina se obchoduje v různých časových harmonogramech. Ty mohou být od jednoho roku nebo déle před dodávkou energie (forwardové trhy), jeden den před dodávkou energie (denní trh D-1), nebo přímo ve dni dodávky (vnitrodenní trh). Jak již bylo několikrát řečeno, neobchoduje se pouze s elektřinou, ale také s možnostmi využít přenosových vedení. V každém z těchto trhů si firmy kupují nárok na využití části přeshraniční přenosové kapacity v místě budoucího toku energie mezi zeměmi. Firmy se ucházejí o tyto kapacity skrze aukce.

Stranám, které jsou úspěšné v aukcích, jsou přiděleny kapacity ve formě přenosového práva. Tento kodex sítě zahrnuje design a fungování trhů, v nichž existuje právo nakupovat přeshraniční kapacity předem, ať už týdny, měsíce nebo roky, než bude skutečně využita.

Cílem tohoto kodexu je především poskytnout účastníkům trhu možnost řídit riziko spojené s přeshraničním obchodováním s elektřinou. Tržní hráči jsou schopni kupovat dlouhodobá přenosová práva, která jim umožní zajištění cenových výkyvů na denním trhu. Dlouhodobé přenosové právo napomáhá přeshraničnímu obchodování, rozvoji konkurence a zajištění efektivní a spolehlivé indikace dlouhodobé ceny.

Kodex stanovuje pravidla týkající se typu a množství přenosových práv, která mohou být přidělena, způsob, jakým jsou přidělována a způsob, jakým je držiteli přenosových práv kompenzováno to, když je jejich právo omezeno. [26]

4.2.2.2 Přidělování kapacity a řízení přetížení (NC CACM)

Jedná se o druhý kodex sítě, který byl vytvořen ENTSO-E. Představuje významný krok ve vytvoření cílového modelu evropského trhu s elektřinou. Zavedení jednotného přeshraničního trhu ve všech časových rámcích má vést k efektivnějšímu fungování energetického evropského trhu a má být také přínosem pro zákazníky.

Tento kodex sítě byl první, který byl vzat k projednání ve výborech Komise, a to již v prosinci 2013. Výbor pro přeshraniční přenos elektřiny²⁸ v současné době diskutuje o vstoupení v platnost.

²⁸ The Electricity Cross Border Committee

Kodex CACM stanovuje metody pro přidělování kapacity na denním a vnitrodenním trhu a nastiňuje, jakým způsobem má být kapacita vypočítávána v různých oblastech.

Dne 14. března 2013 agentura ACER (viz kapitola 2.2.2 *Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER)*) vydala dokument o doporučení Evropské komise o přijetí NC CACM. K tomuto dokumentu vyjádřila podporu ENTSO-E a zdůraznila podporu několika návrhů. Nicméně ENTSO-E vyjádřila také obavy ohledně čtyř oblastí, kde se ENTSO-E domnívá, že mohou mít negativní důsledky na proveditelnost a kvalitu cílového modelu. Obavy se týkají navržené změny metodiky výpočtů kapacit, lhůt uskutečnění, vnitrodenních aukcí a dispečinku a vzájemných ujednání. ENTSO-E doufá, že jejich poznámky k dokumentu přispějí k posouzení Komise a jsou připraveni pomáhat během procesu projednávání ve výborech. [27]

Oba kodexy dál postupují v projednávání ve výborech, až vstoupí v platnost, budou platné stejně jako jiná nařízení Evropské komise.

Podle posledních informací schvalování kodexů čelí významnému zpoždění, zejména kvůli nastavení práv a povinností účastníků trhu v CACM (tzv. governance) či vyjasnění, zda kodex může nařídit vznik monopolní celoevropské aukční kanceláře. Hlasování o kodexech se neočekává před letošním létem, jejich vstoupení v platnost v průběhu tohoto roku je tak velmi nejisté.

4.3 Cílový model trhu s elektřinou

Cílový model evropského trhu s elektřinou dle agentury ACER by měl vypadat následujícím způsobem, jako je zobrazen na Obrázku 6. Trh by měl fungovat na základě právních předpisů, mít danou metodu výpočtu kapacit a pravidla pro dlouhodobé, denní i vnitrodenní obchodování.

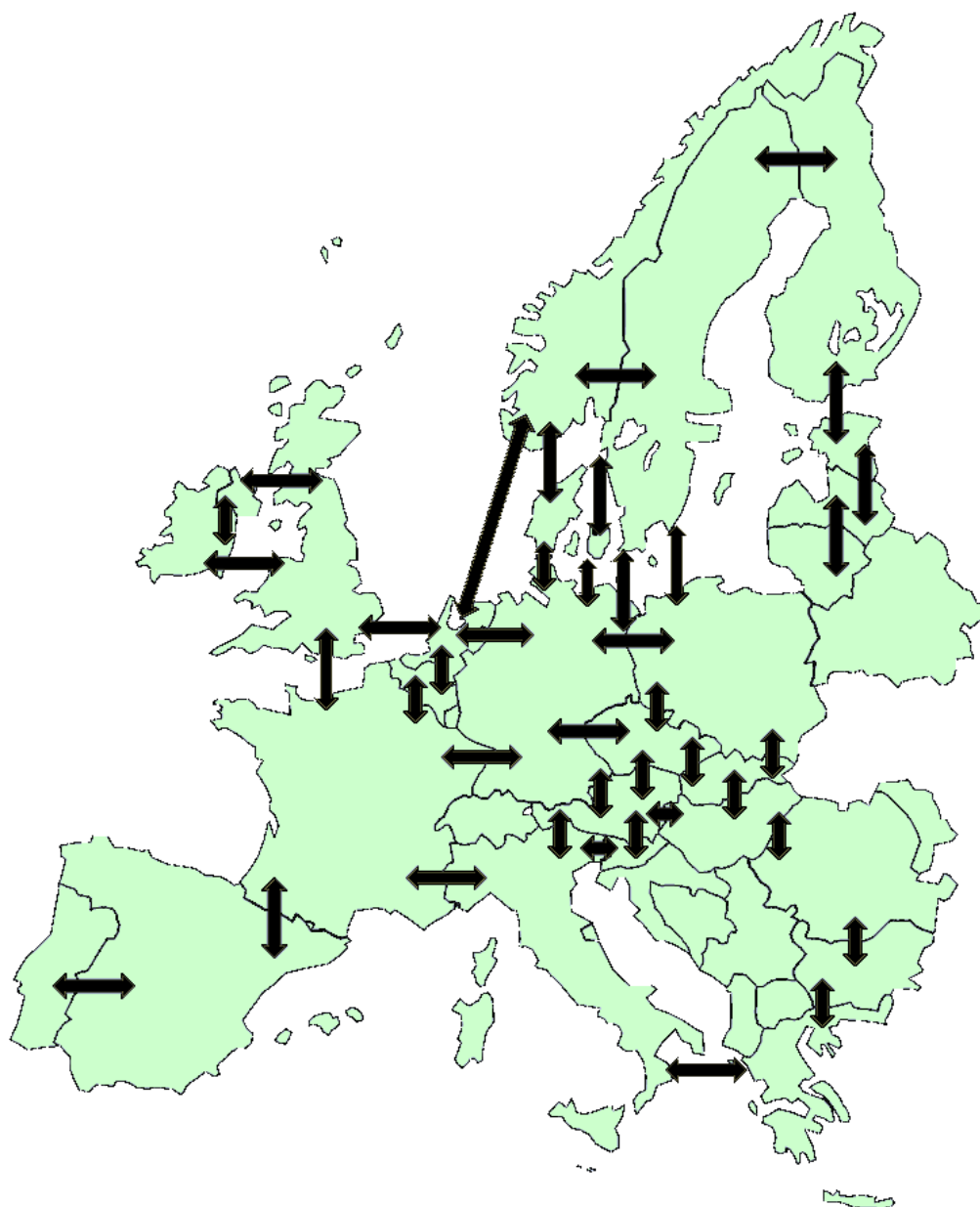


Obrázek 6: Cílový model vnitřního trhu s elektřinou dle ACER

Implementace cílového vnitřního trhu formálním postupem by měla probíhat na základě vytvořeného právního rámce. Dle schválených rámcových směrnic, síťových kodexů, metodik a podmínek, např. podmínky pro přístup k síti. Pro brzké zavedení modelu je nutno zaměřit se více na konkrétní pilíře, které tento model tvoří.

4.3.1 První pilíř

Prvním z pilířů cílového modelu je výpočet kapacit, kde cílem je zlepšení výpočtu a zavedení stejné metody. V regionu středozápadní Evropy se přiklání k dříve zmíněné metody Flow-Based. Ovšem výpočet touto metodou je např. pro region středovýchodní Evropy složitý z důvodu obtížnosti řešení problému s kruhovými toky. Proto doposud metoda nebyla použita (vývoj probíhá cca již od roku 2010). V jižní části Evropy se rozhodli, že zůstanou u metody ATC, dokud je zde zaveden market coupling na denním trhu. Země, jako jsou např. Rumunsko či Bulharsko, se ještě ve zvolení metody výpočtu nerozhodly. [28]

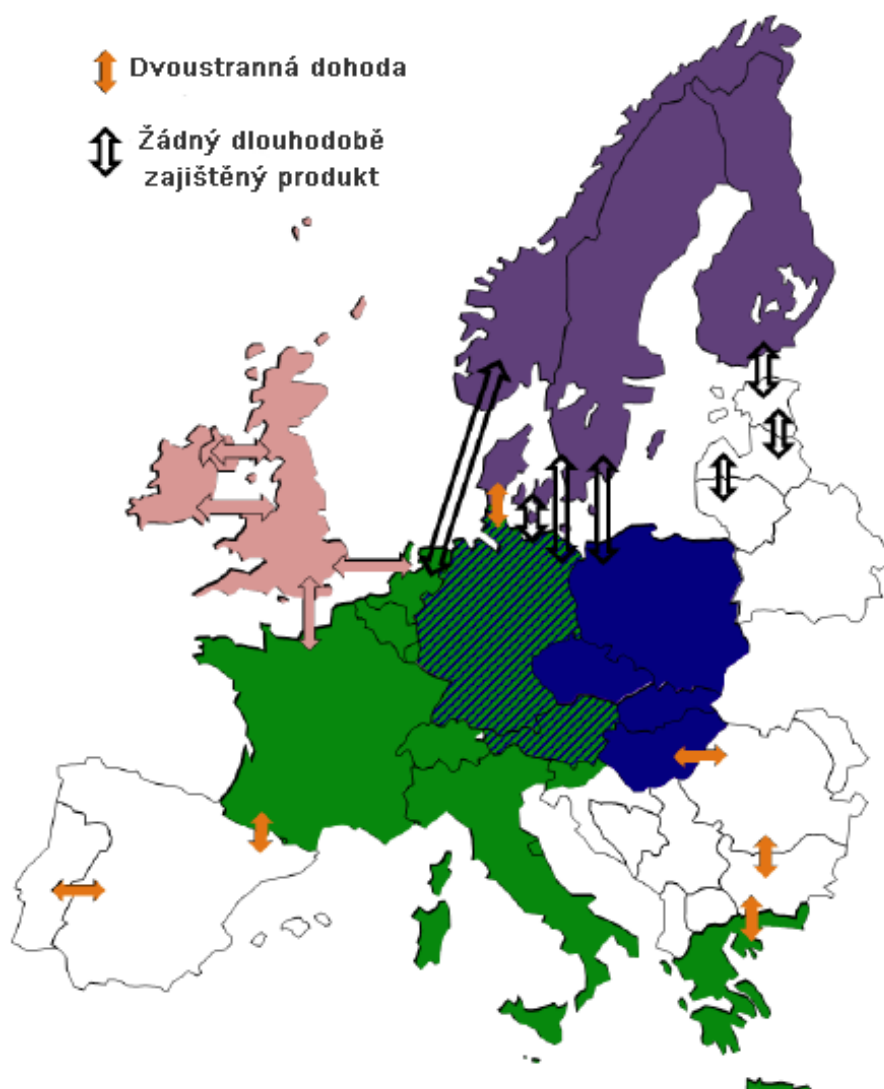


Obrázek 7: Mapa Evropy a použití ATC metody výpočtu kapacit

4.3.2 Druhý pilíř

Druhým pilířem je dlouhodobý trh, kde hlavním cílem je jednotný přístup k přenosovým právům. Jedním z pokroků v tomto směru by mělo být rozšíření jedné ze dvou hlavních aukčních kanceláří v Evropě CASC.EU²⁹ na hranici Francie-Španělsko, které bylo plánováno na listopad 2013. ACER usiluje o harmonizace již existujících pravidel. [28]

Problémem jsou zde podmořské kabely a různé regulační režimy, např. v regionu FUI (Francie - UK - Irsko). Dále pak práva přenosu na podmořských kabelech mezi kontinentální a severskou oblastí.



Obrázek 8: Dlouhodobý evropský trh dle ACER; zdroj: [28]

²⁹ Druhou je aukční kancelář CAO.

4.3.3 Třetí pilíř

Třetí pilíř cílového modelu je zaměřen na denní trh. Model směřuje k jednotnému market couplingu denního trhu v celé Evropě. Jak již bylo zmíněno, existuje už dnes několik takovýchto propojení na bázi denního trhu. Nedávno (4. února 2014) došlo ke spuštění price couplingu v regionu severozápadní Evropy - Belgie, Dánsko, Estonsko, Finsko, Francie, Lotyšsko, Litva, Lucembursko, Německo, Rakousko, Nizozemí, Norsko, Polsko, Švédsko a Velká Británie. Dle nových informací [30] se na 13. května 2014 plánuje zavedení úplného PCR v regionu jihozápadní Evropy - Francie, Portugalsko a Španělsko. Zde byl také 4. února 2014 spuštěn price coupling, ale jen na bázi cen elektřiny. Stále zatím na hranici Francie-Španělska probíhají explicitní alokace kapacit, což se má změnit právě 13. května tohoto roku, kdy zde budou zavedeny implicitní aukce a kapacity budou přidělovány implicitně prostřednictvím PCR. Následně by mělo dojít k propojení těchto dvou oblastí, tedy NWE a SWE regiony. Toto propojení by znamenalo spojení přenosových soustav 17 evropských zemí³⁰, které dohromady představují 2400 TWh roční spotřeby. [30]

Price Coupling of Regions (PCR) je iniciativou 7 evropských energetických burz (APX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE a OTE)³¹ za účelem vytvořit jednotné řešení cenového propojení (price couplingu). První iniciativa proběhla již v roce 2009, poté v červnu 2012 účastníci podepsali Smlouvu o spolupráci a Smlouvu o spoluvlastnictví. Při této formě propojení jsou ceny na trhu a obchodované objemy vypočteny jediným centralizovaným systémem. Po úplném propojení NWE a SWE regionu by se měli přidat také region Itálie (pravděpodobně koncem roku 2014) a dále i náš region - tedy 4M Market Coupling, zahrnující Českou republiku, Slovensko, Maďarsko a Rumunsko. Pro výpočet ceny a množství by měl sloužit algoritmus nazvaný EUPHEMIA (Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm)³². Bude použit pro výpočet sesouhlaseného množství a ceny elektrické energie napříč Evropou.

³⁰ Belgie, Dánsko, Estonsko, Finsko, Francie, Lotyšsko, Litva, Lucembursko, Německo, Nizozemsko, Norsko, Polsko (přes SwePol Link), Portugalsko, Rakousko, Španělsko, Švédsko a Velká Británie.

³¹ Tyto burzy pokrývají trhy s elektřinou v Rakousku, Belgii, České republice, Dánsku, Estonsku, Finsku, Francii, Německu, Itálii, Lotyšsku, Litvě, Lucembursku, Nizozemí, Norsku, Portugalsku, Španělsku, Švédsku, Švýcarsku a Velké Británii.

³² Více o tomto algoritmu, online dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/kratkodobe-trhy/elektrina/files-pcr/euphemia-public-description.pdf>

4.3.4 Čtvrtý a pátý pilíř

Posledními z pilířů vnitřního evropského trhu je vnitrodenní a vyrovnávací trh. U prvního z jmenovaných trhů je opět snaha o vytvoření jednotné platformy pro vnitrodenní přeshraniční obchod. Překážkou k jeho vytvoření je nedostatečná definice celého projektu, tedy implementační plán, sdílení nákladů atp.

Poslední je trh vyrovnávací, který se zatím na mezinárodní úrovni významně neřeší. Každý stát má poměrně hodně odlišná pravidla pro vyrovnávací trh, tak je obtížné vytvořit jeden systém. Nicméně pro tento účel je vytvářen jeden z kodexů sítě - NC EB (viz kapitola 4.2.1 *Dělení kodexů sítě*).

4.3.5 Současné projekty

Dále se budu věnovat popisu současné situace v rámci Evropské unie, projektům market couplingu a market splittingu. Cílem je přehled všech současných spoluprací v rámci Evropy.

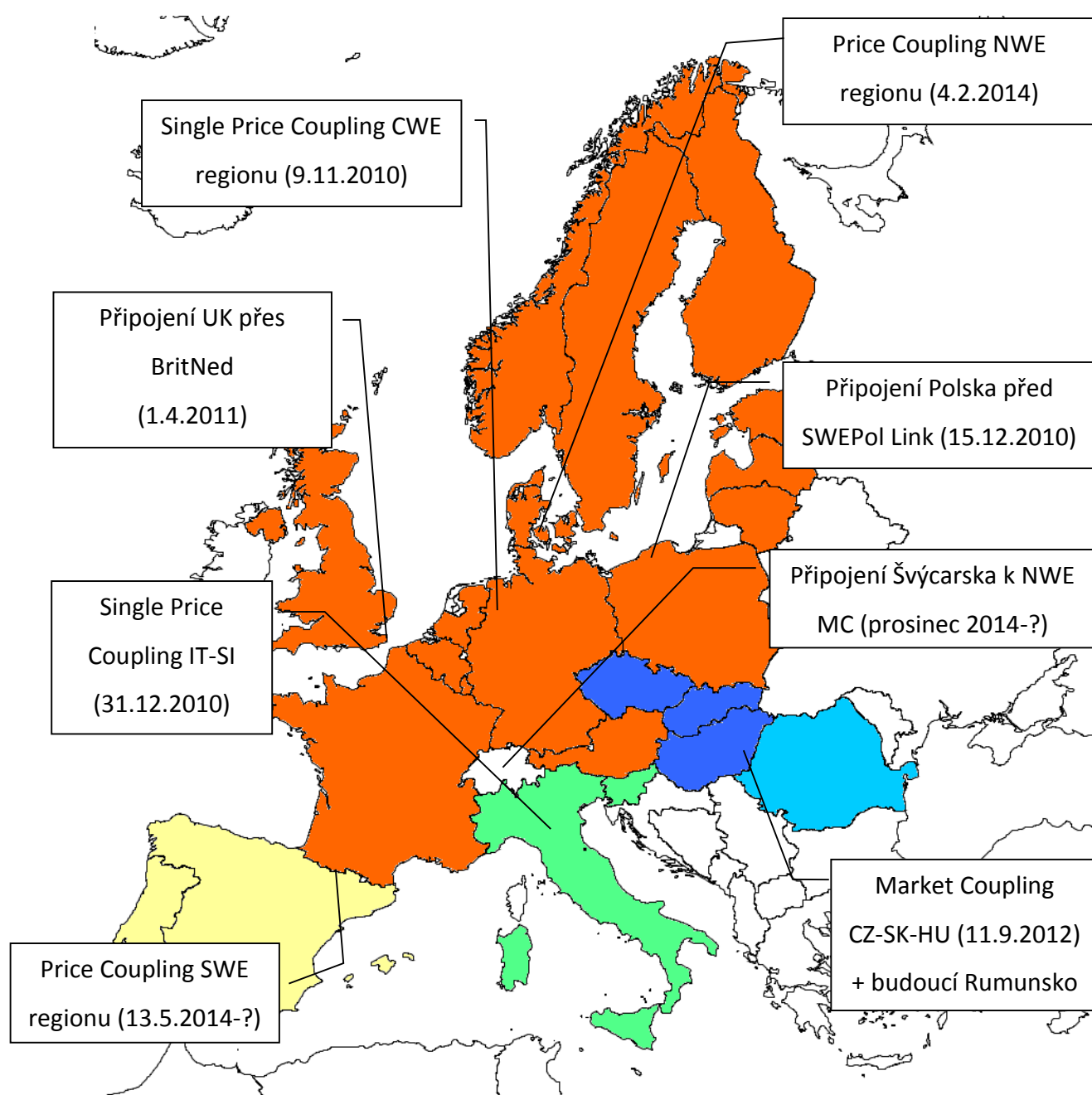
Obrázek 9 uvádí současně propojené denní trhy s elektřinou. Pro vnitrodenní trh zatím významná integrace neproběhla (kromě propojení DE-FR a Skandinávie); trhy se vyvíjejí zatím samostatně. Nicméně v současnosti přední evropské burzy společně s PPS z regionu NWE vyvíjejí řešení evropského vnitrodenního obchodování zahrnující principy cílového modelu.

Dlouhodobé kapacity jsou z převážné části přidělovány v aukčních kancelářích CAO a CASC.EU³³, které postupně přibírají další profily³⁴. V současnosti probíhá projekt jejich sloučení.

Jelikož dobře fungující denní trh je zásadním pro vnitřní trh s elektřinou, Evropa nyní upíná své síly na integraci právě denních trhů; probíhá mnoho projektů, jejichž cílem je propojení všech evropských denních trhů s elektřinou na bázi, dnes již cílového řešení, PCR.

³³ Regiony SWE, CWE, CEE, mnohé stejnosměrné kabely.

³⁴ Chorvatsko do CAO, Energinet.dk a Statnett do CASC.EU.



Obrázek 9: Propojené tržní oblasti v EU na denním trhu

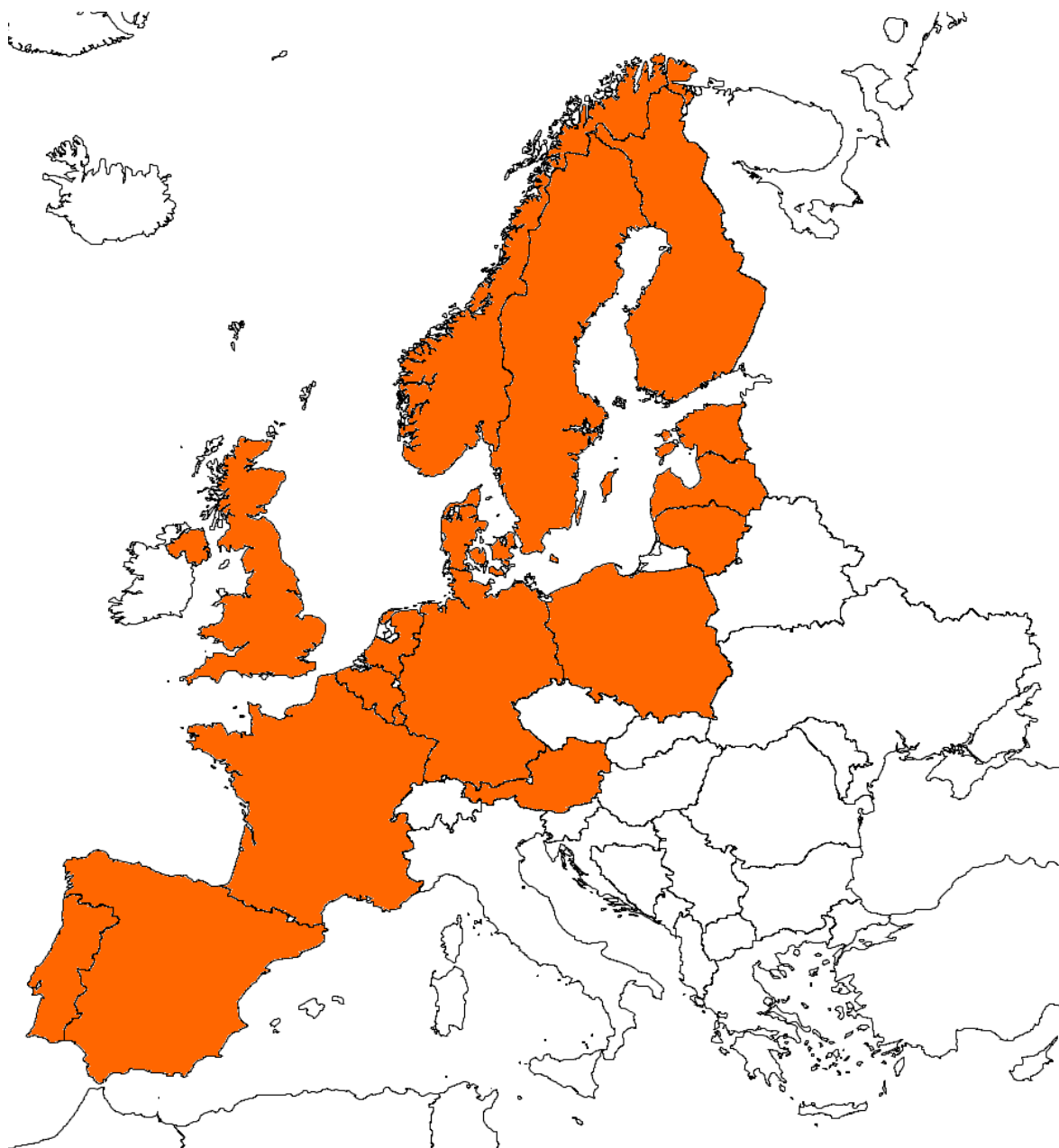
4.3.5.1 Severozápadní Evropa (NWE³⁵)

Dne 4. února 2014 došlo ke spuštění projektu North-Western European Price Coupling v regionu severozápadní Evropy - Belgie, Dánsko, Estonsko, Finsko, Francie, Lotyšsko, Litva, Lucembursko, Německo, Rakousko, Nizozemí, Norsko, Polsko, Švédsko a Velká Británie. Tento

³⁵ NWE – Northern Western Europe

projekt je součástí již zmiňovaného Price Coupling of Regions, kterým si 7 evropských burz dalo za cíl vytvořit jednotné řešení cenového propojení trhů, což znamená, že ceny na trhu a obchodované objemy jsou vypočítávány jedním centralizovaným systémem. [25]

Již brzy (13. května 2014) je plánováno také připojení a zavedení plného PCR v regionu SWE. Ve výsledku by se tímto projektem spojilo 17 evropských zemí, ke jmenovaným 15 by přibýlo ještě Španělsko a Portugalsko.



Obrázek 10: North-Western European Price Coupling, předpokládané spuštění 13. 5. 2014

4.3.5.2 Středozápadní Evropa (CWE)

S propojením v rámci NWE MC zůstává pro region CWE poslední výzvou zavedení Flow-Based výpočtu kapacit. Cílem projektu CWE MC je přidělovat kapacity na denním trhu účinnějším způsobem. Právě Flow-Based metoda má být způsob k maximalizaci dostupné kapacity při zachování potřebné úrovně zabezpečení sítě. Tato metoda má umožňovat intenzivnější přeshraniční obchod a přispět k integraci evropského trhu s elektřinou. Z teoretických předpokladů i z dosavadních experimentálních výsledků Flow-Based poskytuje více přenosové kapacity než NTC, se srovnatelnou úrovní bezpečnosti dodávek.

Dle zpráv [31] by měl být projekt CWE FB MC spuštěn na konci června tohoto roku, nicméně v únoru aukční kancelář CASC.EU zveřejnila plán nový, kde je spuštění projektu posunuto na prosinec. V současnosti probíhá zkušební provoz tohoto projektu.



Obrázek 11: Market Coupling CWE regionu

4.3.5.3 Severní hranice Švýcarska

Evropská energetická burza EPEX SPOT a provozovatel přenosové soustavy ve Švýcarsku Swissgrid připravili společně projekt Market Coupling na švýcarských hranicích. Tato spolupráce je založena na projektu PCR, který byl popsán již v kapitole 4.3.3 *Třetí pilíř*. Pro projekt bude využita už existující obchodní platforma pro švýcarský trh, kterou v současnosti EPEX SPOT provozuje. [40]

Realizace projektu byla zahájena v dubnu 2014. Připojení k NWE MC je plánováno na prosinec 2014.

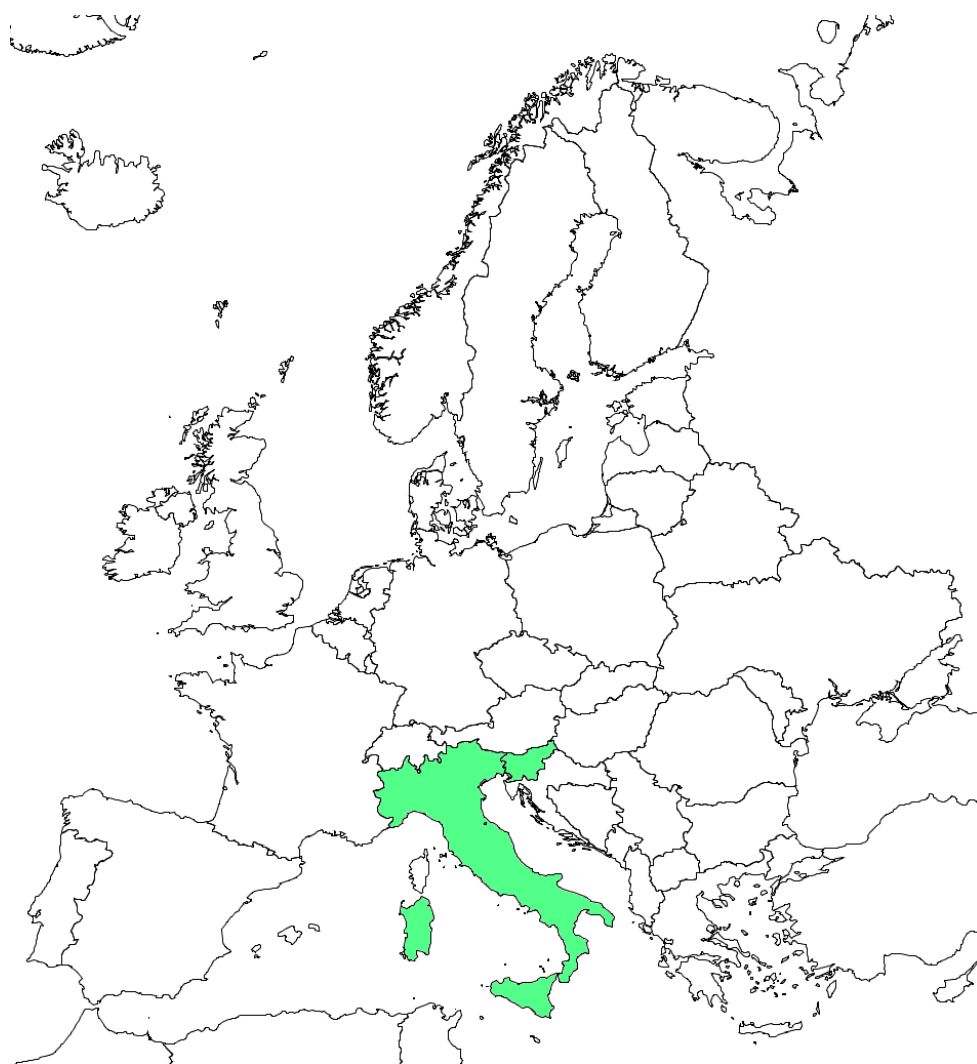
4.3.5.4 Itálie- Slovinsko Market Coupling

Projekt market couplingu mezi Itálií a Slovinskem byl poprvé představen v polovině roku 2008 a po delší době zahájen, dne 31. prosince 2010. Energetickými burzami jsou GME³⁶ pro Itálii a BSP³⁷ pro Slovinsko. Dále se na spolupráci podílí slovinský operátor trhu s elektřinou (Borzen) a provozovatelé přenosových soustav Terna (Itálie) a ELES (Slovinsko). [23]

Po úplném propojení NWE a SWE regionu by se měli přidat také region Itálie (pravděpodobně koncem roku 2014)

³⁶ GME - Gestore Mercati Energetici - Operátor trhu s elektřinou v Itálii

³⁷ BSP - regionální energetická burza na slovinském a srbském trhu.



Obrázek 12: Market Coupling IT-SI

4.3.5.5 Pyrenejský trh s elektřinou a propojení s NWE

Jedná se spojení portugalského a španělského trhu. Dne 20. ledna 2004 byla podepsána dohoda mezi Portugalskem a Španělskem pro Pyrenejský trh s energií a stanoven plán rozvoje MIBEL. Odpovědnost za trh byla rozdělena mezi španělské a portugalské operátory trhu, a to následujícím způsobem. Trh s deriváty je v rámci odpovědnosti Portugalska a denní a vnitrodenní trh je pod vedením Španělska.

Dne 4. února 2014 byl v regionu SWE, tedy na území Portugalska, Španělska a Francie, spuštěn price coupling, kdy došlo k propojení s NWE regionem. Nicméně na hranici Španělsko- Francie stále probíhají explicitní alokace kapacit, což se má změnit 13. května tohoto roku a mají zde být zavedeny alokace implicitní.

4.3.5.6 4M Market Coupling

Propojení denních trhů s elektřinou České republiky a Slovenska je v provozu od 1. září 2009. V ČR je v současnosti organizováno společností OTE, a.s., na Slovensku OKTE, a.s. Při vstupování do společného projektu OTE již několik let fungoval v ČR jako organizátor denního trhu, naproti tomu na Slovensku neexistoval subjekt odpovědný za organizaci denního trhu, téměř všechna elektřina byla obchodována skrze OTC. Spotová cena elektřiny na Slovensku nebyla oficiálně stanovována a cenová úroveň byla odvozována z cen na německé burze.

Implicitní aukce mají v těchto dvou zemích velmi dobré prostředí. Protože Česká republika a Slovensko bývaly jedna země, přeshraniční přenosové linky jsou dobře vyvinuté a mají dostatečnou kapacitu k odstranění pravděpodobnosti přetížení. Z tohoto důvodu neexistují v podstatě žádné náklady spojené s přeshraničním přidělováním kapacit a ceny v obou zemích v průběhu většiny roku jsou stejné.

Až teprve ke dni 1. 5. 2010 na Slovensku nabyl účinnosti zákon č. 142/2010, díky kterému vznikl organizátor krátkodobého trhu s elektřinou, jehož vlastníkem je provozovatel přenosové soustavy. Od 1. 1. 2011 tedy na Slovensku provozuje denní trh společnost OKTE, a.s. (do té doby jej provozoval samotný SEPS). [38]

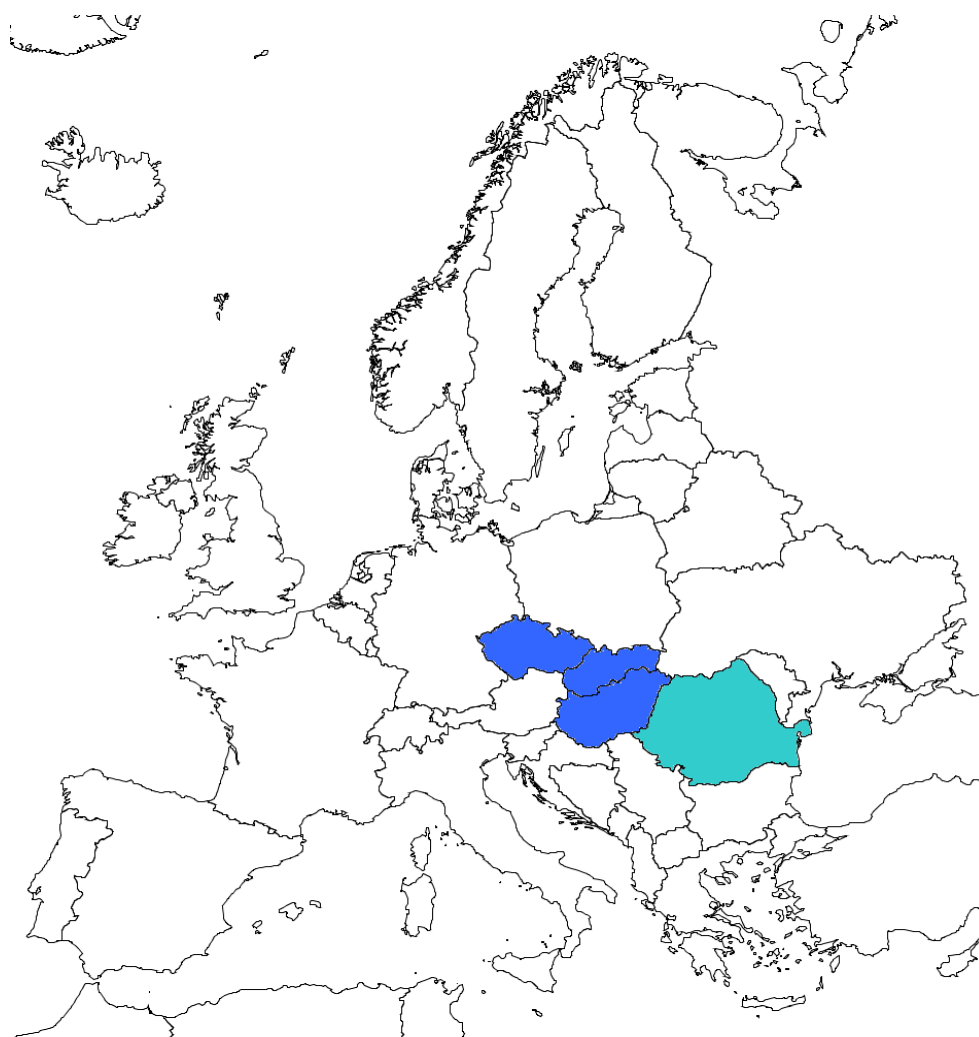
V září 2012 se spojení denního trhu CZ-SK rozrostlo o Maďarsko, kde jej organizuje společnost HUPX Zrt. Začátek market couplingu CZ-SK-HU se uskutečnil dne 11. září 2012 (obchodní den) pro dodávky na 12. září 2012. Nabídky a poptávky registrovaných účastníků denního trhu s elektřinou všech tří zemí jsou tedy od tohoto dne uspokojeny na následující den v oblasti těchto tří států bez nutnosti získání přeshraniční přenosové kapacity formou explicitních aukcí. Toto je možné až do výše vyhrazené přeshraniční přenosové kapacity pro daný profil. Oproti předchozímu stavu tak i na slovensko-maďarské hranici není nutná rezervace přeshraničních kapacit v rámci explicitní alokace organizované společnou aukční kanceláří CAO. Od svého spuštění CZ-SK-HU market coupling prokázal pozitivní přínos pro účastníky trhu s elektřinou. Dalším krokem v budování celoevropského vnitřního trhu s elektřinou je rozšiřování o další sousední země.

Začátkem roku 2013 se uskutečnilo setkání zástupců provozovatelů přenosových soustav (ČEPS, SEPS, MAVIR, PSE, Transelectrica), regulačních orgánů (ERÚ, HEO, ANRE) a operátorů trhů s elektřinou (OTE, OKTE, HUPX, TGE, OPCOM) z České republiky, Slovenska, Maďarska, Polska a Rumunska. Jednalo se o zahájení spolupráce, možné integraci denních trhů s elektřinou těchto pěti zemí. Strany se dohodly na zahájení společného projektu, který vybere nejvhodnější formu integrace trhů. V červenci téhož roku podepsali Memorandum o porozumění. Již zmiňovaná skupina zástupců těchto pěti zemí prováděla průzkum mezi účastníky jednotlivých trhů, jehož cílem bylo získat zpětnou vazbu k případným dopadům navrhovaných opatření, a to zejména postoj účastníků ke stanovení času uzávěrky příjmu nabídek a rozsahu integrace. Součástí průzkumu byl mj. dotazník, který účastníci denních trhů vyplňovali. Ten ukázal, že účastníci jednotlivých trhů mají odlišný názor na navrhované scénáře společného projektu pěti zemí.

Nakonec bylo přijato stanovisko o stanovení uzávěrky příjmu nabídek na 11. hodinu a byl vyjádřen souhlas s propojením denních trhů České republiky, Slovenska, Maďarska a Rumunska. Připojení polského trhu bude realizováno později v rámci projektu CEE FBMC³⁸. [12] [15]

Řídící výbor dne 2. dubna 2014 oznámil plánované spuštění projektu 4M Market Coupling dne 11. listopadu 2014 s dnem dodávky 12. listopadu 2014. 4M MC bude kompatibilní s řešením market couplingu v severozápadní Evropě (NWE region), které bylo zahájeno 4. února 2014, a to např. v použití PCR řešení či stanovení maximálních a minimálních cen. [33]

³⁸ CEE FBMC - Central Eastern Europe Flow-Based Market Coupling



Obrázek 13: Současný MC CZ-SK-HU a plánované připojení Rumunska

4.3.5.7 Středovýchodní Evropa (CEE FBMC)

Rakousko, Česká republika, Německo, Maďarsko, Polsko, Slovensko a Slovinsko již podepsali s agenturou ACER memorandum o porozumění (MoU). Tento nový projekt umožní koordinaci v regionu středovýchodní Evropy s ostatními evropskými regiony na trhu s elektřinou Společně tak směřují k vytvoření evropského vnitřního energetického trhu s energií (IEM).

Realizace Flow-Based Market Coupling v regionu CEE by zajistilo efektivní tvorbu velkoobchodní ceny elektřiny propojením k relevantním denním trhům, lepší využití přeshraničních kapacit a posílení bezpečnosti provozu sítě. Pro spotřebitele v CEE to bude znamenat konkurenceschopnější ceny a bezpečný provoz sítě, umožňující i lepší integraci obnovitelných zdrojů energie.

4.3.6 Zhodnocení IEM

Model vnitřního trhu vydaný agenturou ACER v roce 2013 předpokládal následující cíle v roce 2014:

- evropský market coupling realizován v celé Evropě (s otázkou ohledně Bulharska a Řecka, Irsko – až v roce 2016)
- použití metody Flow-Based pro výpočet kapacit v CWE regionu a téměř dokončeno zavedení i v CEE regionu
- jednotná platforma pro alokaci dlouhodobých přenosových práv na kontinentální úrovni
- evropská platforma pro vnitrodenní přeshraniční obchodování v pilotním regionu (ještě je třeba definovat), s již probíhající realizací i v dalších regionech

Již nyní je zjevné, že tyto cíle nebudou splněny. I přesto, že většina projektů spojení denního trhu má v plánu připojit se k NWE MC do konce tohoto roku, stále zbývá propojit region CEE. Projekt CWE FBMC má permanentní zpoždění a v regionu CEE se teprve podepsalo MoU. Platforma pro intraday pravděpodobně nebude dokončena tento rok, pilotní fáze projektu bude spuštěna nejdříve v průběhu roku příštího. Jednotná platforma pro alokaci dlouhodobých kapacit se zatím nevyvíjí. Navíc to vypadá, že tento rok ani nebudou hotovy síťové kodexy, který by alespoň ustanovily právní rámec.

5 Vývoj cen na trhu, analýza cen

V této kapitole se budu blíže zabývat našim regionem a hlavně denním trhem v našem regionu, kde došlo k propojení trhu se Slovenskem, následně s Maďarskem. A proto je třeba trochu více tento typ krátkodobého trhu přiblížit.

5.1 Denní trh (D-1)

Denní trh je velkoobchodní trh, na kterém strany mohou podat nabídky na nákup nebo prodej energie pro dodávky na následující den. Na denním trhu se ve dni $D-1$ obchoduje dodávka elektřiny na den D . Tyto trhy jsou jádrem evropských trhů s elektřinou. Většina obchodů s elektřinou se uskutečňuje právě na denním trhu.

Denní trhy mohou být provozovány na organizovaných trzích, jako jsou energetické burzy, kde centrální obchodní platforma shromažďuje nabídky a poptávky od účastníků trhu, a vystupuje jako ústřední protistrana, tj. energetická burza je prostředníkem mezi každým kupujícím a prodávajícím. Tyto trhy mohou být také necentrálně organizovány, tudíž nejsou provozovány žádným zprostředkovatelem, ale na základě dvoustranných obchodů s elektřinou mezi kupujícími a prodávajícími. Tyto transakce uzavřené mimo energetické burzy jsou obecně známy jako OTC obchody.

Energetické burzy shromažďují nabídky od kupujících a prodávajících, přiřazují je a vypočítávají ceny. Provozovatelé přenosové soustavy vypočítávají a aktualizují kapacity, které jsou k dispozici pro obchodování a plánují toky elektřiny na jejich přenosových sítích vyplývající z obchodů na denním trhu D-1.

Nabízí se otázka, jestli jsou energetické burzy nějakým způsobem regulovány. V některých zemích, jako je Itálie a Španělsko, mají energetické burzy monopolní charakter regulovaný státními právními předpisy. V jiných případech, energetické burzy mohou nabízet své služby v konkurenčním prostředí. [26]

5.2 Analýza denního trhu ČR

V této kapitole se budu zabývat analýzou propojení denních trhů s elektřinou České republiky, Slovenska a Maďarska. Nejprve rozeberu dopad MC se Slovenskem v roce 2009, jaký měl vliv na cenu elektřiny u nás a na obchodované množství elektřiny. Následně se budu věnovat analýze přechodu na MC s Maďarskem, který se zavedl v roce 2012.

Pro následující analýzu budu při výpočtech používat aritmetický průměr, směrodatnou odchylku, rozptyl hodnot, variační rozpětí, variační koeficient a korelační koeficient. Vzorec pro aritmetický průměr pro jeho jednoduchost nebudu uvádět.

Směrodatnou odchylku souboru hodnot x spočtu dle vzorce:

$$s_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad (5)$$

n – rozsah souboru,

x_i – hodnota znaku,

$\bar{x}$ – aritmetický průměr.

Je to nejrozšířenější a nejužívanější míra variability. Je definována jako kvadratický průměr odchylek od aritmetického průměru. Vyjadřuje, jak se hodnoty liší od průměrné - střední hodnoty.

Rozptyl:

$$s^2 = s_x^2 \quad (6)$$

Jedná se o druhou mocninu směrodatné odchylky a uvádím jej zde proto, že je velmi často používán v řadě statistických metod – např. regresní a korelační analýza, testy hypotéz atd. Dále jej použiji ve výpočtu korelačního koeficientu.

Variační rozpětí:

$$R = x_{\max} - x_{\min} \quad (7)$$

$x_{\max}$ – maximální hodnota souboru,

$x_{\min}$ – minimální hodnota souboru.

Je to jedna z nejjednodušších metod pro výpočet variability hodnot. Je to rozdíl mezi maximální a minimální hodnotou znaku. Tím, že variační rozpětí závisí pouze na extrémních hodnotách, nebývá nejvhodnější metodou. Nicméně v této analýze jsem jej použila pro zjištění omezení či naopak zvýšení výskytu extrémních hodnot v souboru.

Variační koeficient:

$$v = \frac{s_x}{\bar{x}} \quad (8)$$

Variační koeficient nepatří mezi absolutní míry variability, pro které platí, že jejich výsledek je ve stejných jednotkách, v jakých jsou analyzované údaje. Patří mezi relativní míry variability, díky nimž lze porovnávat různé soubory.

Korelační koeficient mezi dvěma soubory x a y :

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} = \frac{\text{cov}(X, Y)}{s_x * s_y} \quad (9)$$

$\text{cov}(X, Y)$ – kovariance x a y ,

s_x – směrodatná odchylka souboru hodnot x ,

s_y – směrodatná odchylka souboru hodnot y .

Je to typ korelačního indexu, kdy regresní čarou je přímka, tedy vztah mezi proměnnými je lineární. Tento koeficient nabývá hodnot od -1 do $+1$, které značí perfektní lineární vztah (záporný nebo kladný). V případě kladné korelace hodnoty obou proměnných zároveň stoupají, při záporné korelaci hodnota jedné proměnné stoupá a druhé klesá. Je nezávislý na jednotkách původních proměnných, je bezrozměrný. Při změně pořadí proměnných se výše korelačního koeficientu nemění.

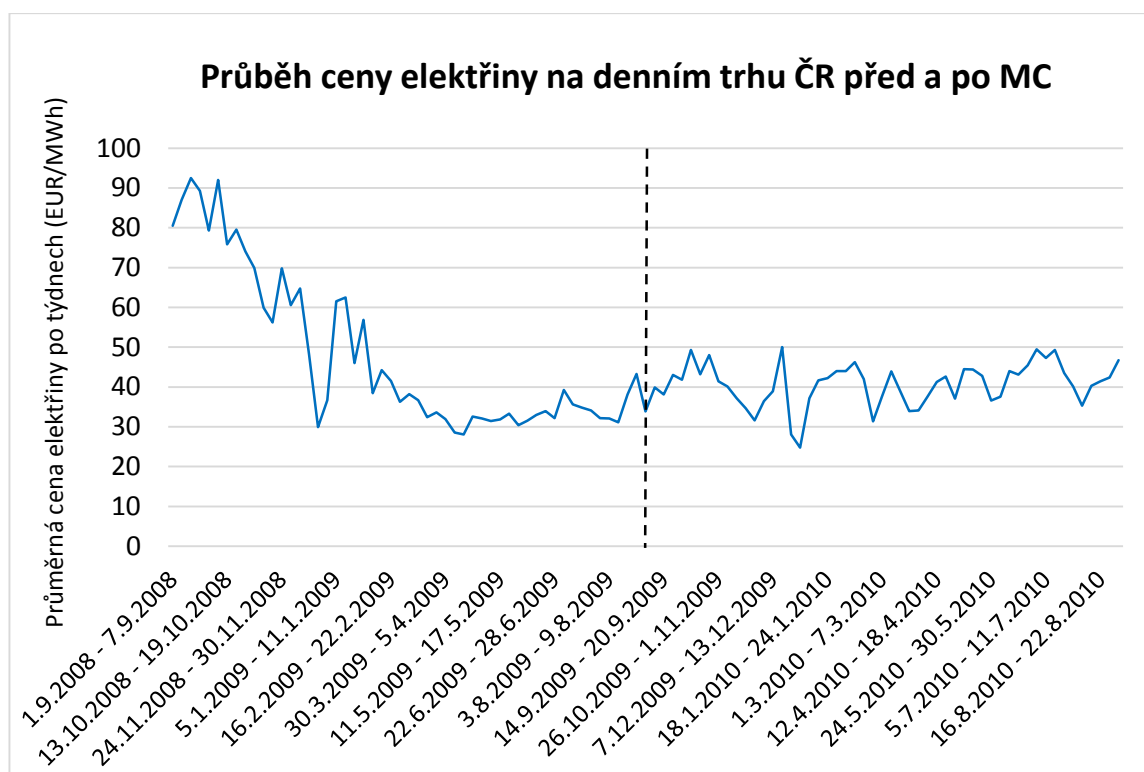
5.2.1 Zavedení MC CZ-SK

Jak jsem již uvedla, budu se blíže zabývat našim regionem, kde 1. září 2009 došlo ke spojení denního trhu České republiky a Slovenska. Od tohoto dne již nebylo třeba si explicitně alokovat kapacitu potřebnou pro přenos přes tento profil, jelikož zde začaly být provozovány implicitní aukce. Tento market coupling byl již předem jistým krokem ve spojování trhu s elektřinou, a to hlavně z důvodu, že jsme dříve bývali jedna země a tedy máme společně poměrně široce rozvinutá přeshraniční vedení a tedy dostatečnou kapacitu. Od propojení trhů se český a slovenský denní trh s elektřinou chová jako jeden a ceny elektřiny v České republice a na Slovensku v konkrétních hodinách dne jsou téměř pořád shodné. Výjimky tvoří případy, kdy dochází k dočasnému snížení přenosových schopností přeshraničního profilu, např. z důvodu plánované údržby. Dochází k tzv. krácení dlouhodobých nominací pro obchodování s elektřinou mezi Českou republikou a Slovenskem.

Ze zkušenosti z jiných takovýchto projektů od zavedení implicitních aukcí na denním trhu očekávám:

- zvýšení likvidity denního trhu
- snížení volatility spotové ceny elektřiny
- zvýšení využitelnosti kapacity přeshraničního vedení
- snížení možnosti zneužití profilů při explicitních aukcích
- odstranění rizik spojených s obchodováním zvláště s elektřinou a zvláště s kapacitou (nemožnost využít předem alokovanou kapacitu či uskutečnit přenos již zobchodované elektřiny)

Při zkoumání dopadu market couplingu na denní trh jsem se nejdříve zaměřila na cenu elektřiny. Hodnoty jsem vždy brala hodinové na denním trhu, a to rok před spojením trhů a rok po spojení trhů.



Obrázek 14: Průběh ceny elektřiny na denním trhu ČR před a po MC se Slovenskem

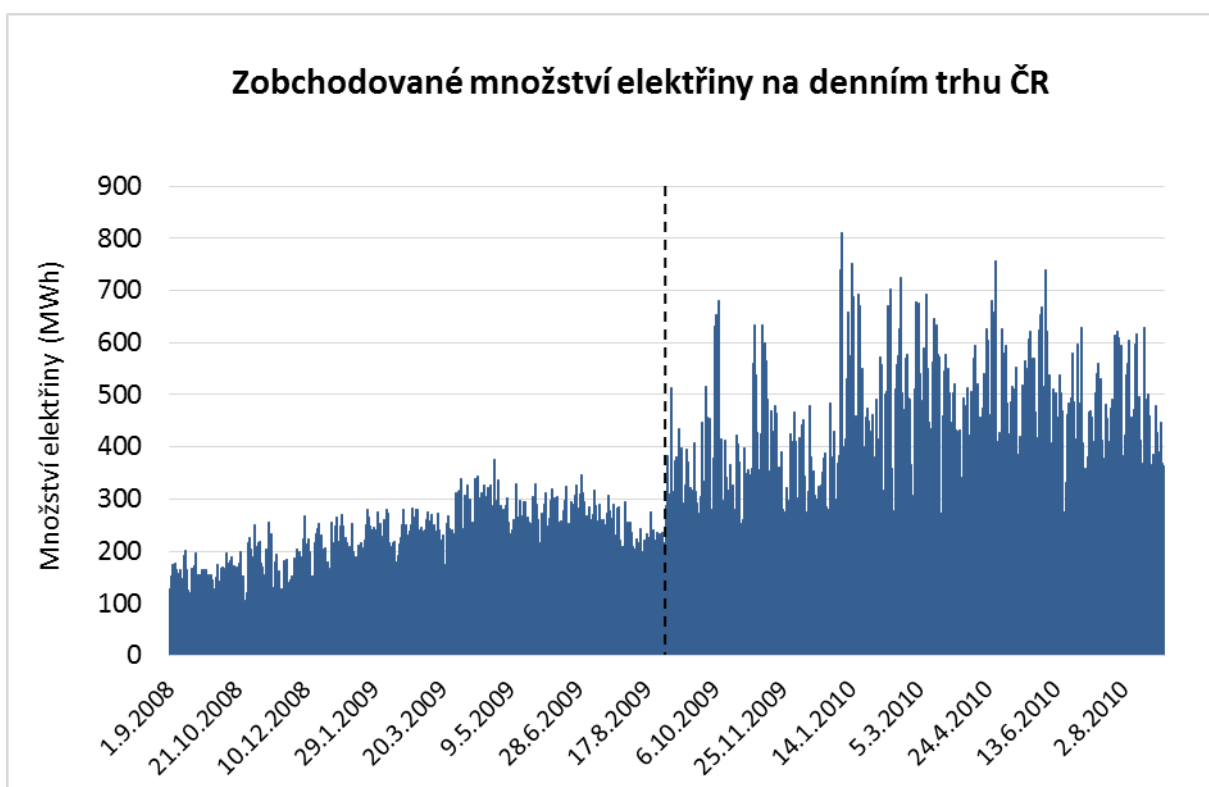
Z grafu mohou pozorovat, že zavedení market couplingu na profilu České republiky a Slovenska výrazně neovlivnilo cenu elektřiny na denním trhu v ČR. K výraznému snížení ceny elektřiny došlo již v roce 2008 v důsledku ekonomické krize.³⁹

	před MC	MC CZ-SK	od začátku 2009 do MC
Aritmetický průměr (EUR/MWh)	48,16	40,51	37,01
Směrodatná odchylka (EUR/MWh)	22,57	8,74	11,01
Rozptyl hodnot (EUR/MWh)²	509,29	76,46	121,16
Variační koeficient (-)	0,469	0,216	0,297
Maximální hodnota (EUR/MWh)	119,44	64,82	80,37
Minimální hodnota (EUR/MWh)	2,68	9,15	2,68
Variační rozpětí (EUR/MWh)	116,76	55,67	77,69

Tabulka 3: Srovnání průběhu ceny elektřiny před a po MC se Slovenskem

Jako další krok v této analýze jsem zjišťovala dopad market couplingu na zobchodované množství elektřiny v České republice.

³⁹ <http://www.cez.cz/cs/pro-media/aktualni-temata/15.html>

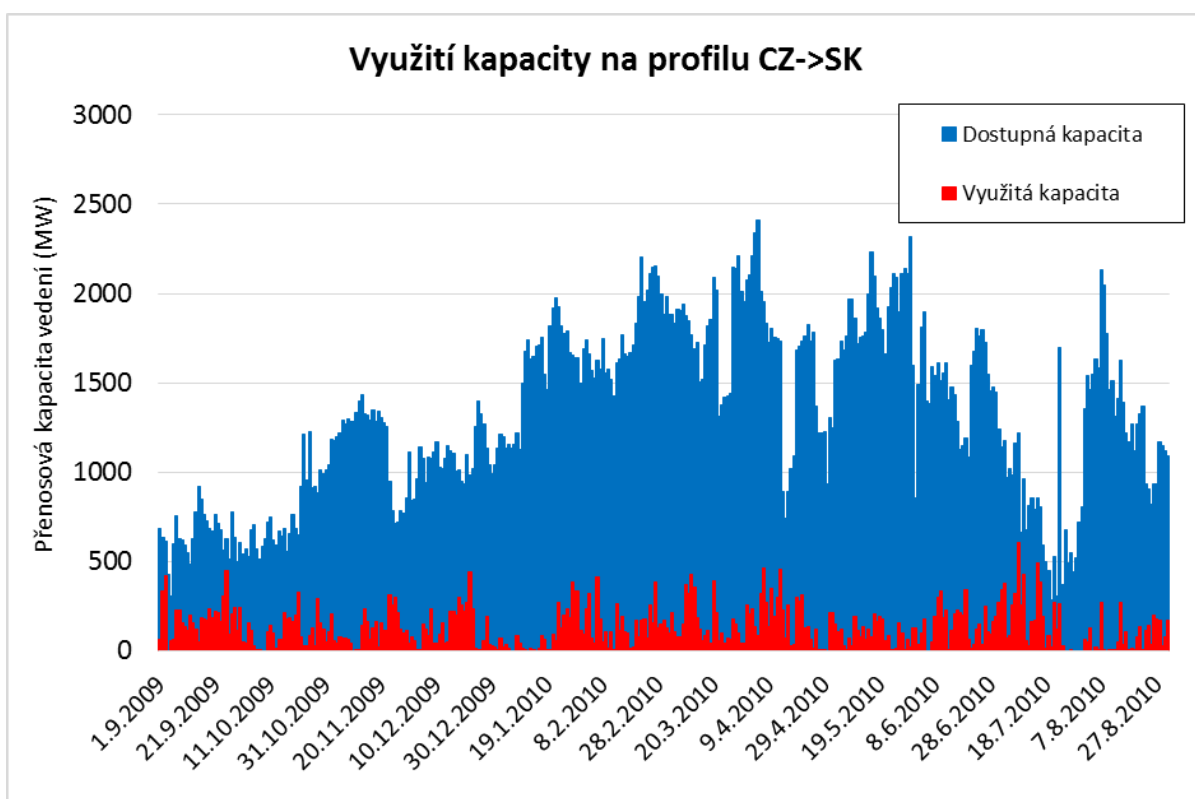


Obrázek 15: Zobchodované množství elektřiny na denním trhu ČR

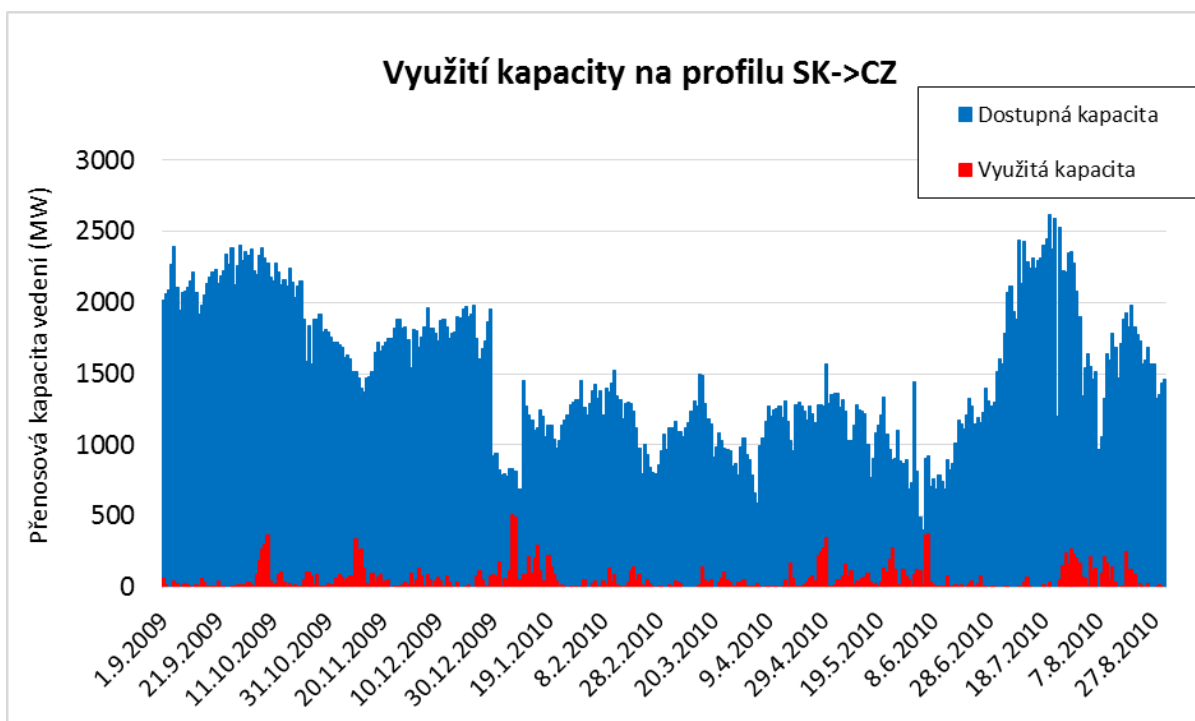
Průměrné hodinové množství před MC (MWh)	227,24
Průměrné hodinové množství po MC (MWh)	450,07
Nárůst (%)	98,06

Tabulka 4: Srovnání zobchodovaného množství elektřiny před a po MC CZ-SK

Po zavedení couplingu očekávám lepší využití přeshraničního profilu. Vzhledem k nedostatku dat o profilu před couplingem, nemůžu bohužel porovnat tento přechod. Výhodou implicitních aukcí je, že přidělená kapacita se rovná využití, což přispívá k efektivnosti využití profilu.



Obrázek 16: Využití přenosové kapacity na profilu CZ->SK



Obrázek 17: Využití přenosové kapacity na profilu SK->CZ

Po nějaké době fungování propojeného denního trhu se potvrdilo to, s čímž do projektu obě země šly.

Což dokládají i mé výsledky analýzy, které říkají, že přechodem na MC:

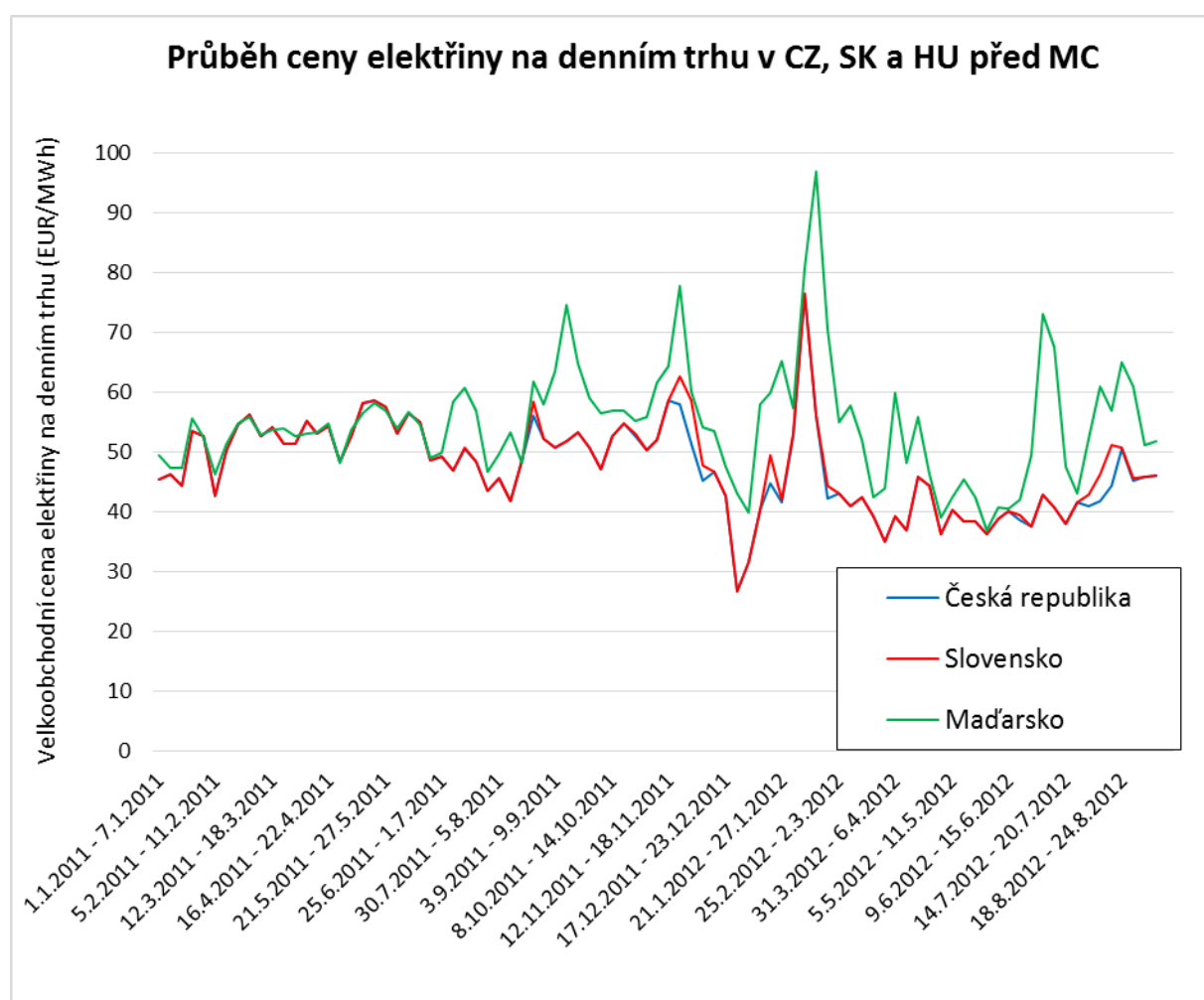
- průměr ceny elektřiny na denním trhu ČR klesl o 15,88 %
- volatilita ceny elektřiny se po zavedení MC snížila
- omezily se extrémní hodnoty
- zobchodovaný objem elektřiny se zvýšil o 98 %
- změna využití dostupné kapacity - nedostatek dat

Při pohledu na hodnoty v Tabulce 4 vidím, že průměr ceny elektřiny rok před market couplingem a rok po market couplingu klesl o 15,88 %, což ovšem nelze, jak již bylo řečeno, přisuzovat propojení trhu se Slovenskem. Směrodatná odchylka či rozptyl hodnot byl před market couplingem podstatně vyšší, jelikož v tomto sledovaném období (rok před MC) došlo k prudkému poklesu velkoobchodní ceny elektřiny z důvodu hospodářské krize. Pokud se zaměřím na období od začátku roku 2009, přesto hodnota směrodatné odchylky po zavedení MC klesla, což nám ukazuje na snížení volatility ceny elektřiny po zavedení MC. Co je vidět markantně, je objem zobchodované elektřiny v ČR, který se po zavedení MC zvýšil oproti množství před MC o 98 %. A v neposlední řadě jsem pozorovala využití přeshraničního profilu. Bohužel nemohu zde srovnat, a to z důvodu nepřístupnosti ke všem potřebným datům. Ovšem na obrázcích č. 17 a 18 pozoruji, že v obou směrech je zde spousta kapacity, která nebývá zcela využita.

Z těchto závěrů usuzuji, že lze potvrdit, že po zavedení market couplingu došlo ke zlepšení na denním trhu s elektřinou v ČR.

5.2.2 Zavedení MC CZ-SK-HU

Dalším krokem ve spojování trhů s elektřinou, bylo připojení Maďarska, ke kterému došlo dne 12. září 2012. Před zavedením tohoto market couplingu se vedly spekulace, jestli stále vyšší cena v Maďarsku ovlivní cenu na již propojeném trhu CZ-SK. Na následujícím grafu lze pozorovat průběh velkoobchodní ceny elektřiny v České republice, Slovensku a Maďarsku před zavedení MC CZ-SK-HU. Ceny v jednotlivých zemích jsou uváděny od 1. 1. 2011 až do zavedení MC, hodnoty jsou hodinové zobrazené v průměrných hodnotách za týden z důvodu lepší přehlednosti grafu (hodnoty viz Příloha 3).



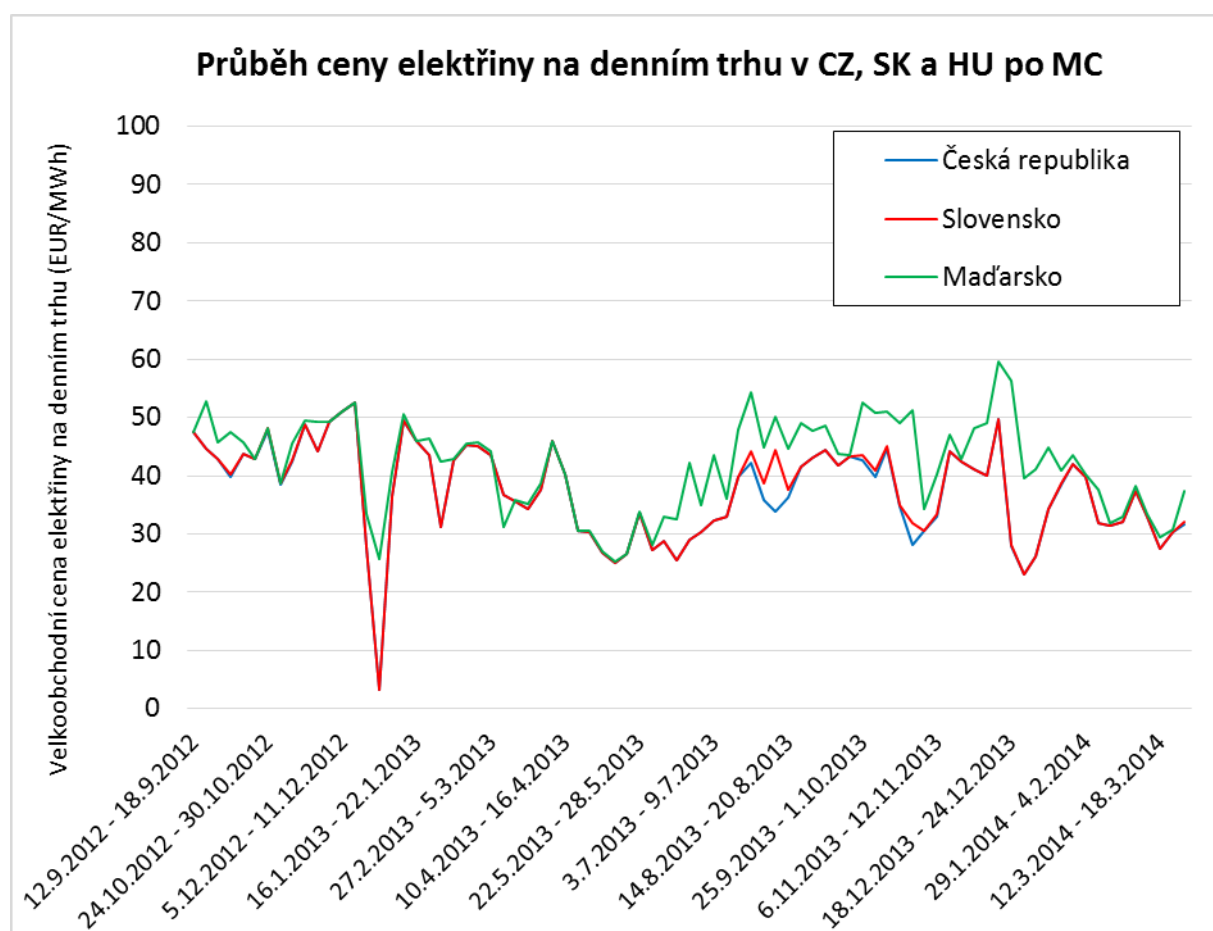
Obrázek 18: Průběh ceny elektřiny na denním trhu v CZ, SK a HU před MC

Z průběhu hodnot v předcházejícím grafu mohu potvrdit, že cena elektřiny v Maďarsku byla před 12. zářím 2012 (zavedení MC CZ-SK-HU) téměř vždy vyšší než cena v České republice či Slovensku. Tyto dvě ceny v ČR a SK se, až na pár výjimek, kopírují, jak již bylo řečeno

a zdůvodněno v úvodu kapitoly. Ve sledovaném období byla cena v Maďarsku v průměru téměř o 16 % vyšší, než byla cena v České republice a na Slovensku.

Nabízí se otázka, jestli se tento trend po zavedení market couplingu v těchto třech zemích změní. Sníží se cena v Maďarsku? Nebo naopak zvýší se ceny v České republice a na Slovensku? Bude to mít vliv na volatilitu cen či na zobchodované množství?

Následující graf zobrazuje opět hodinové hodnoty cen elektřiny ve všech třech zemích po zavedení MC, zprůměrované na týdenní hodnoty, opět z důvodu lepší přehlednosti průběhu.



Obrázek 19: Průběh ceny elektřiny na denním trhu v CZ, SK a HU po MC

Po zavedení MC CZ-SK-HU se cena v Maďarsku výrazně snížila a omezily se výkyvy cen, až na výraznou výjimku kolem Vánoc 2012, kdy z důvodů působení německé výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, byly na burzách v několika dnech záporné ceny. V grafu dále pozoruji,

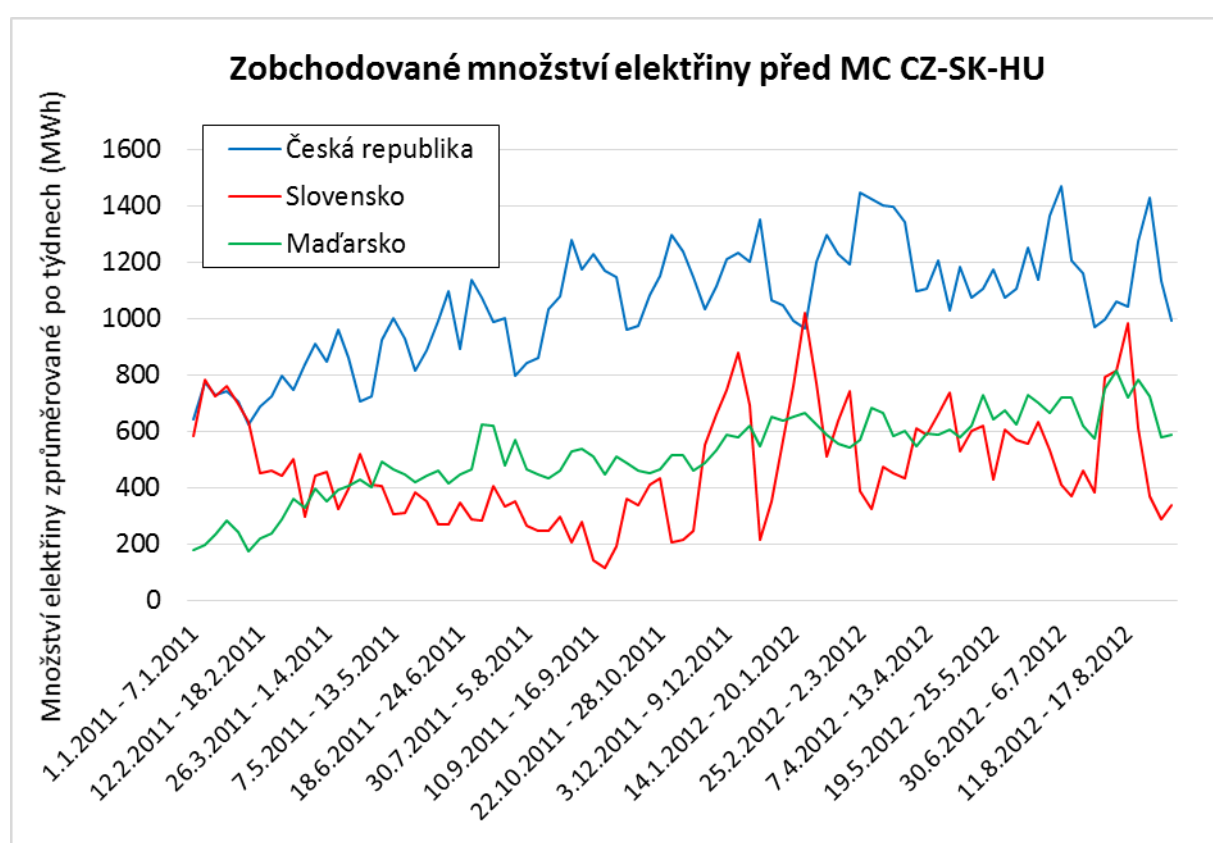
že cena v Maďarsku sice po zavedení MC klesla na úroveň CZ-SK, nicméně po necelém roce po spuštění cena opět vzrostla a vzdálila se od české a slovenské.

Tabulka 5 zobrazuje přehled změn před a po zavedení MC. Opět zde pracuji s hodinovými hodnotami cen elektřiny na denním trhu od 1. 1. 2011 do 31. 3. 2014.

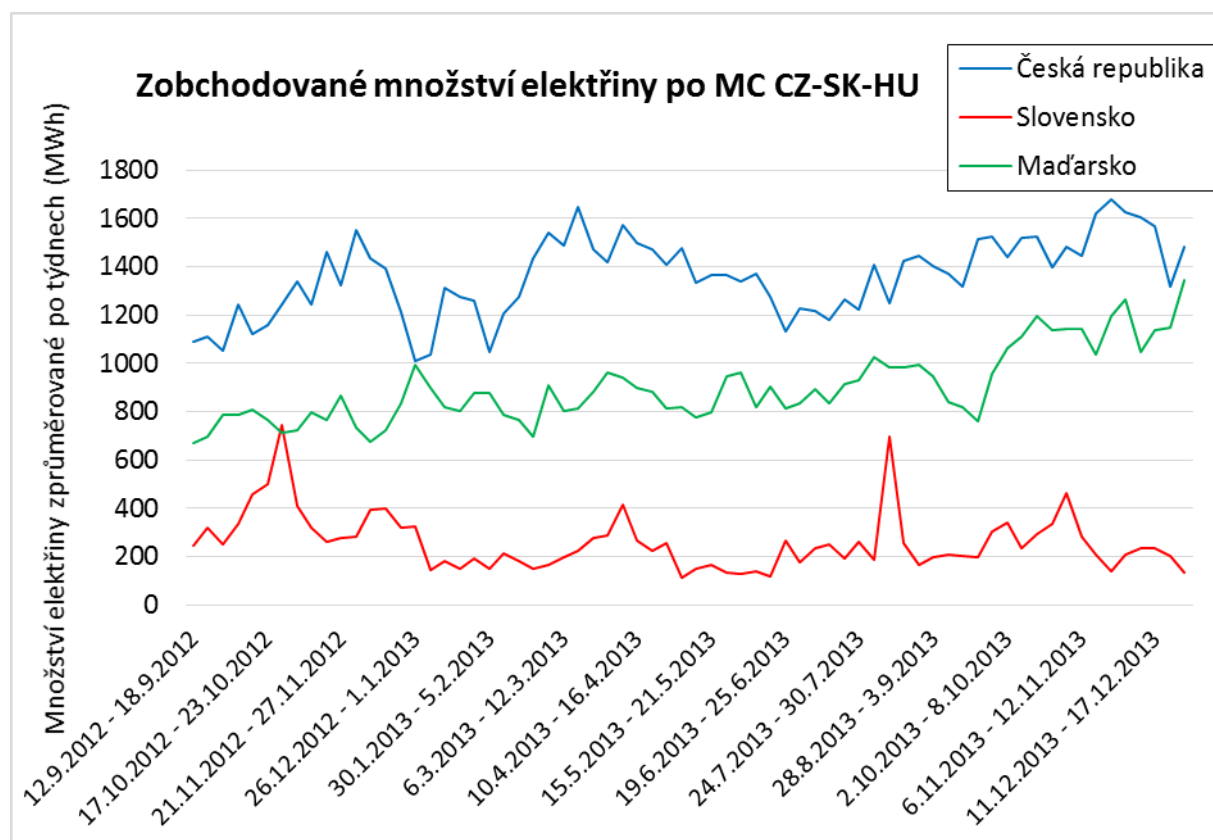
	CZ		SK		HU	
	před MC	po MC	před MC	po MC	před MC	po MC
Aritmetický průměr (EUR/MWh)	47,26	37,98	47,72	38,35	55,08	43,12
Směrodatná odchylka (EUR/MWh)	14,99	17,59	16,37	18,03	23,03	21,48
Rozptyl hodnot (EUR/MWh)²	224,63	309,54	268,06	325,01	530,53	461,53
Variační koeficient (-)	0,32	0,46	0,34	0,47	0,42	0,50
Maximální hodnota (EUR/MWh)	170,00	123,91	200,00	150,00	200,01	250,01
Minimální hodnota (EUR/MWh)	0,01	-150,00	0,01	-150,00	0,01	-113,67
Variační rozpětí (EUR/MWh)	169,99	273,91	199,99	300,00	200,00	363,68

Tabulka 5: Srovnání průběhu ceny elektřiny před a po MC CZ-SK-HU

Po analýze dopadu na cenu elektřiny se budu věnovat množství, které bylo na území daných států v obchodních hodinách dne zobchodováno. Obrázek 20 ukazuje situace před market couplingem a Obrázek 21 situace po propojení těchto tří trhů.



Obrázek 20: Zobchodované množství elektřiny před MC CZ-SK-HU

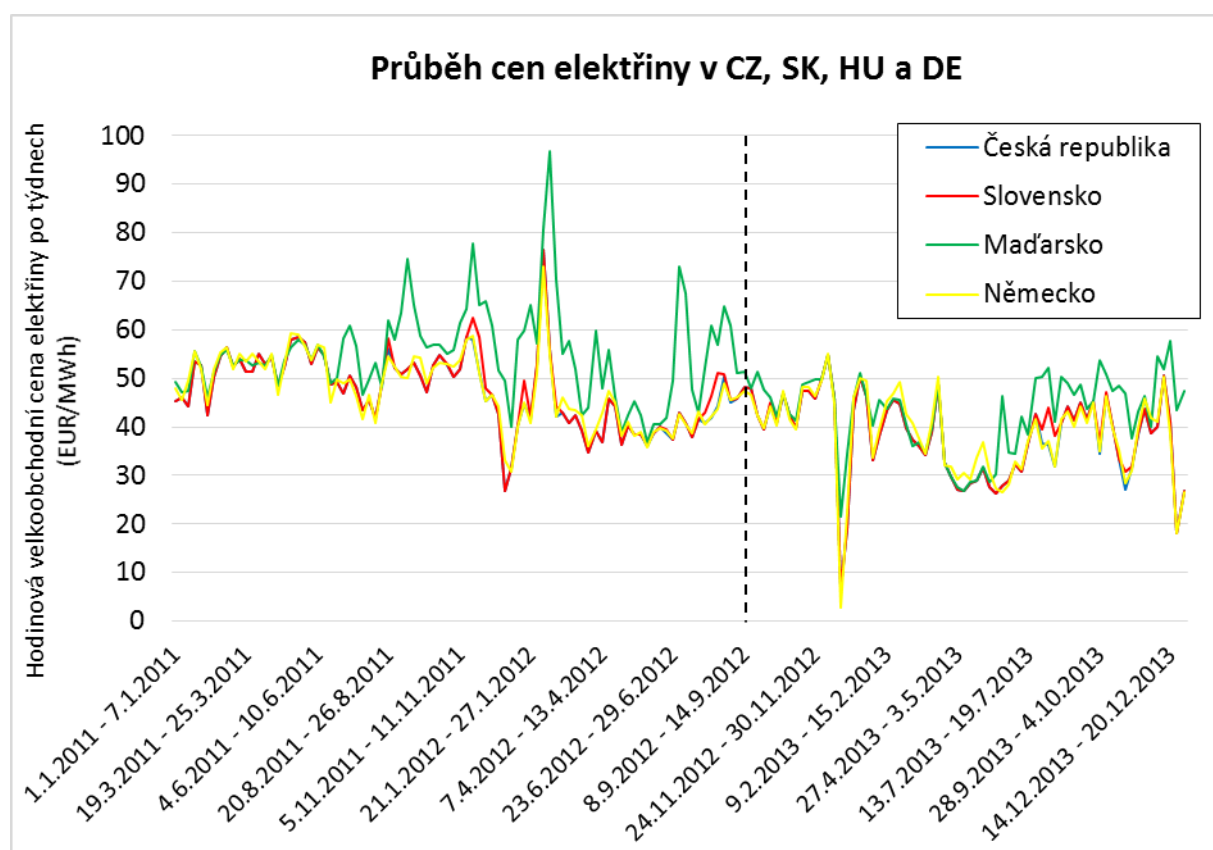


Obrázek 21: Zobchodované množství elektřiny po MC CZ-SK-HU

Průměrné hodinové množství (MWh)			
	CZ	SK	HU
před MC	1055,45	472,33	520,32
po MC	1359,77	259,24	901,53
změna (%)	28,83	-45,12	73,26

Tabulka 6: Srovnání zobchodovaného množství elektřiny před a po MC CZ-SK-HU⁴⁰

Ceny v České republice a na Slovensku již před zavedení MC s Maďarskem odpovídaly cenám na německé burze, tedy její cenové úrovni i vývoji. Maďarská cena se před MC odlišovala, jak je vidět v následujícím grafu. Po zavedení MC pozorují, že došlo k poklesu maďarské ceny na úroveň té německé a došlo k výrazné konvergenci ceny v Maďarsku s cenami v České republice, na Slovensku a v Německu.



Obrázek 22: Porovnání cen na CZ, SK a HU trhu s DE trhem

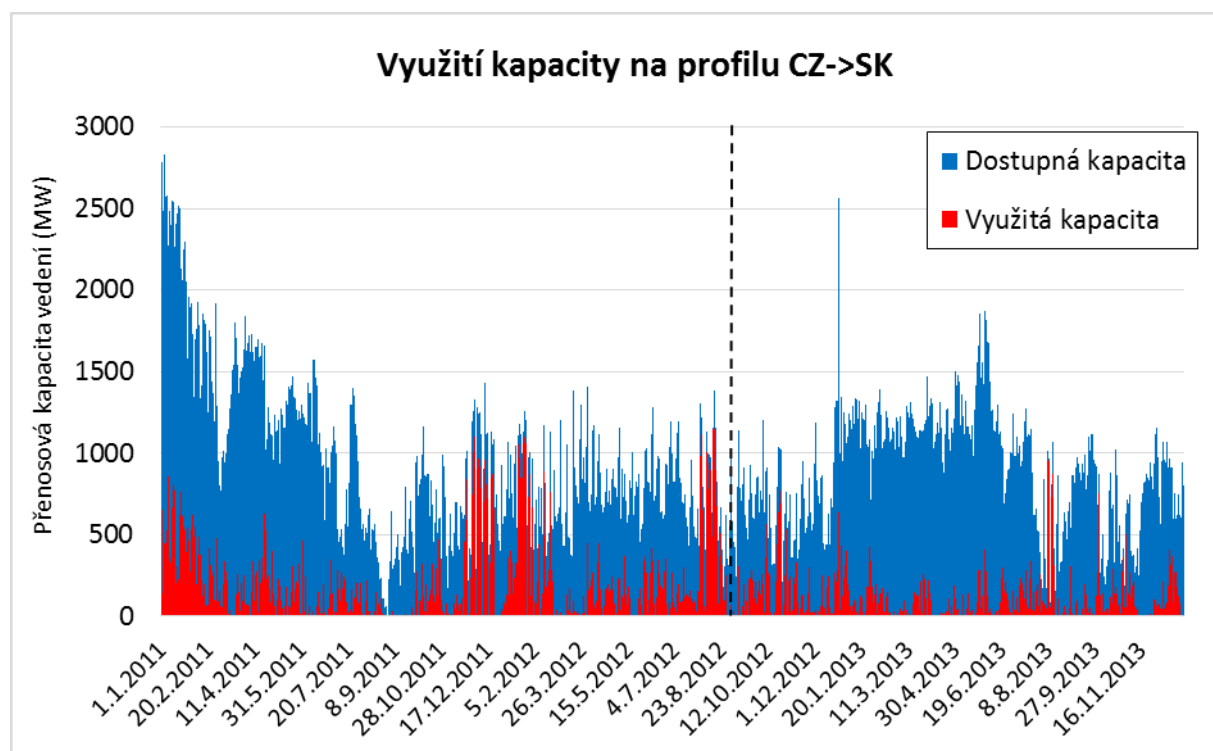
⁴⁰ Hodnoty množství elektřiny jsou průměrné hodinové v období 1. 1. 2011 – 31. 12. 2013.

Dále mohu pozorovat, že sice ihned po zavedení MC došlo ke zvýšení korelace maďarského trhu s německým, ale z dlouhodobějšího hlediska už to nelze potvrdit. Ve sledovaném období (1. 1. 2011 – 31. 12. 2013) se korelace mezi trhy příliš nezměnila. Ještě bych podotkla, že toto období není ale dostatečně dlouhé, takže nelze říct jednoznačné závěry.

Korelace cen elektřiny		
	před MC	po MC
CZ-DE	0,92	0,92
SK-DE	0,86	0,90
HU-DE	0,63	0,64

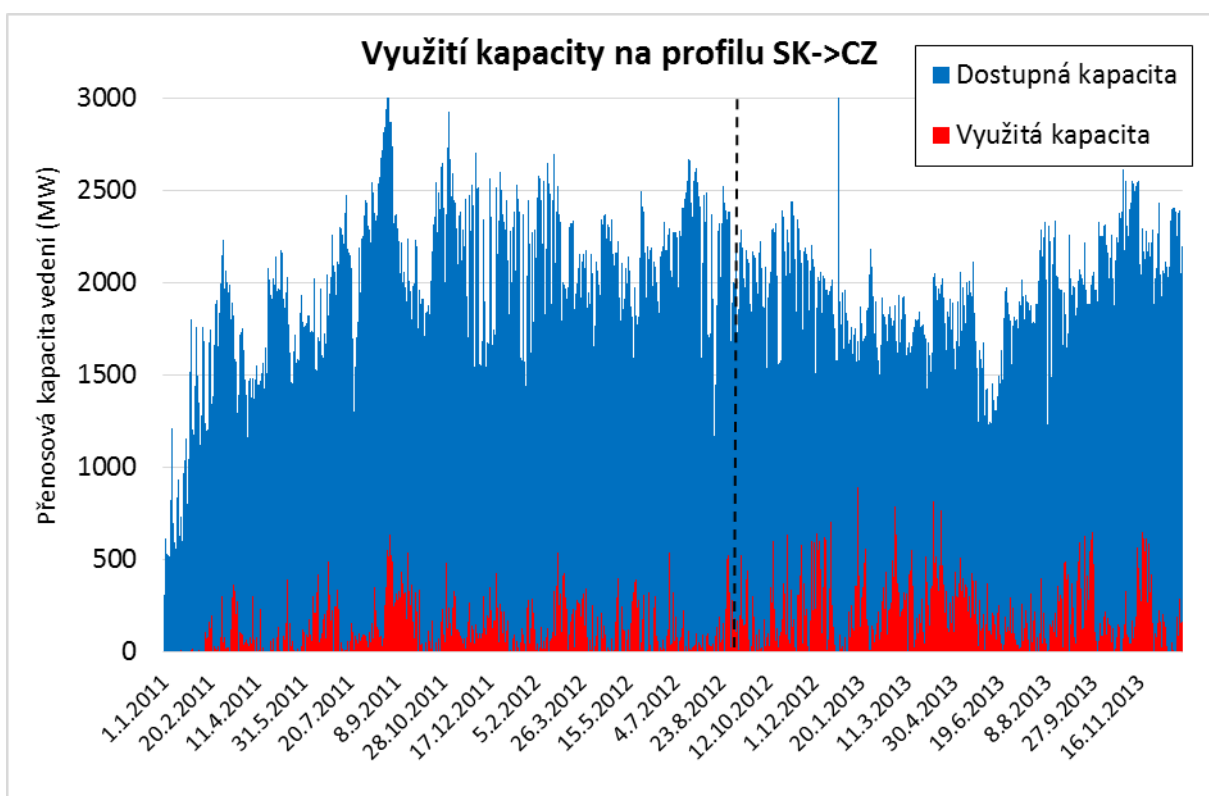
Tabulka 7: Korelační koeficienty cen elektřiny⁴¹

Dalším bodem analýzy dopadu MC je dopad na využití přeshraniční přenosové kapacity, což ukazují následující obrázky.

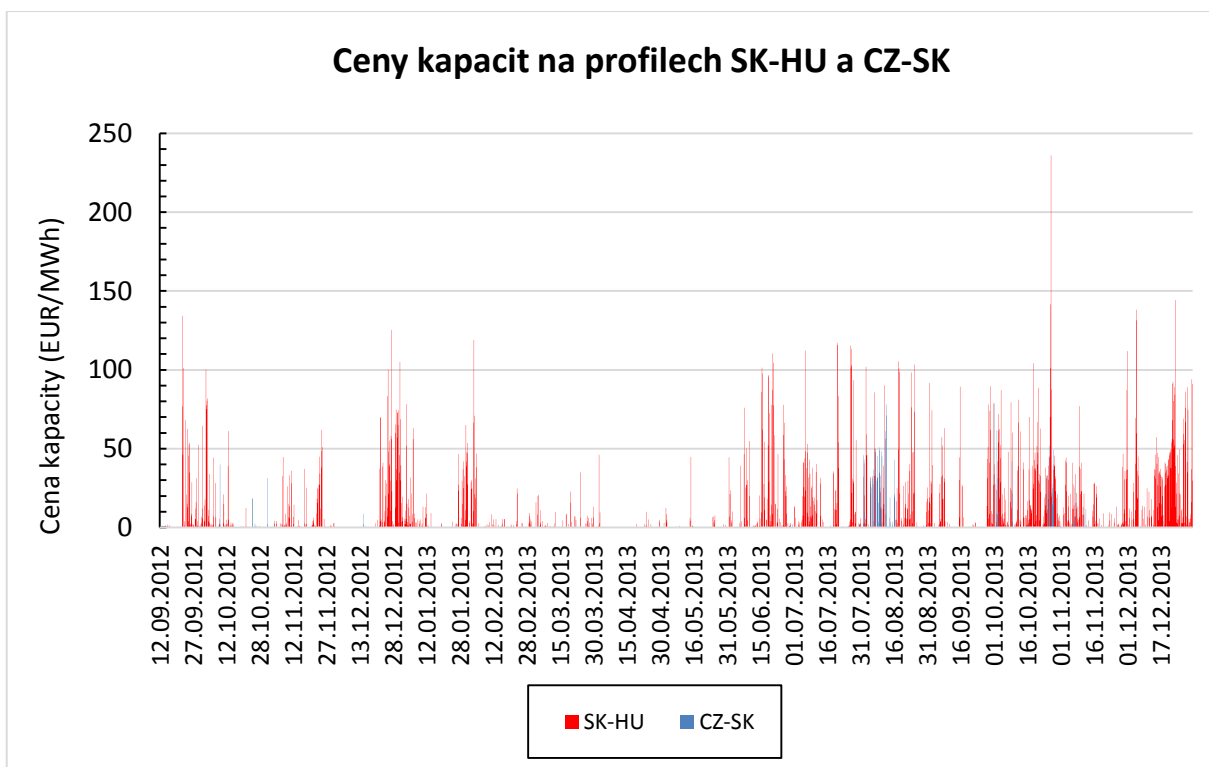


Obrázek 23: Využití přenosové kapacity na profilu CZ->SK

⁴¹ Sledované období: 1. 1. 2011 – 31. 12. 2013



Obrázek 24: Využití přenosové kapacity na profilu SK->CZ



Obrázek 25: Vývoj cen profilů SK-HU a CZ-SK

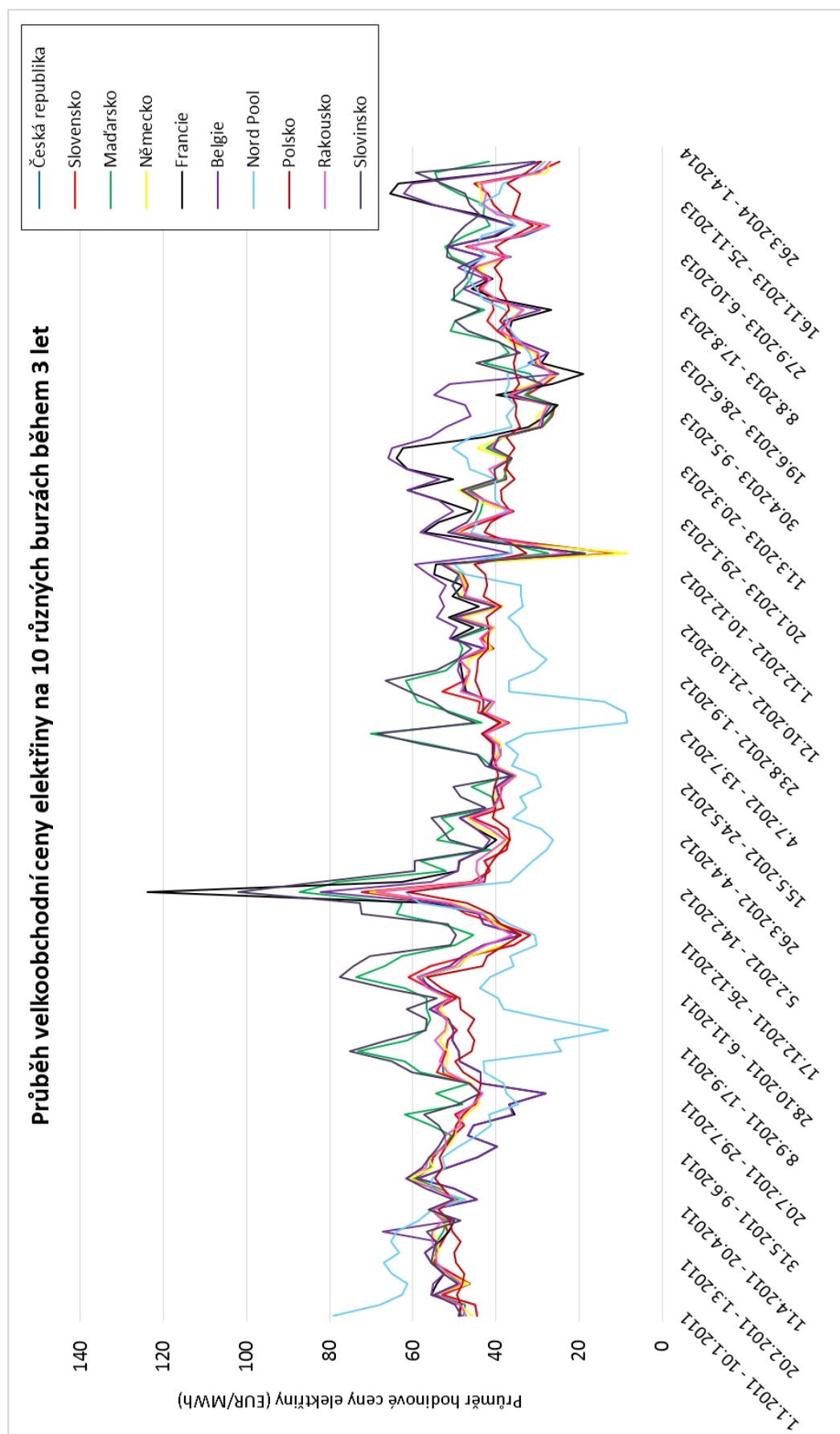
V této části kapitoly jsem ve sledovaném období⁴² pozorovala, že po zavedení MC CZ-SK-HU:

- průměr ceny elektřiny na trhu CZ a SK klesl o 19,63 %
- průměr ceny elektřiny na trhu HU klesl o 21,72 %
- volatilita cen elektřiny na trhu CZ i SK se zvýšila
- volatilita ceny elektřiny na trhu HU se snížila
- zobchodovaný objem elektřiny CZ se zvýšil o 28,83 %
- zobchodovaný objem elektřiny SK se snížil o 45,12 %
- zobchodovaný objem elektřiny HU se zvýšil o 73,26 %
- korelační koeficient trhů s Německem vzrostl nepatrně jen u Slovenska

V Tabulce 5 vidím, že cena průměrná cena elektřiny v ČR byla 47,26 EUR/MWh a po zavedení MC s Maďarskem, byla průměrná cena 37,98 EUR/MWh, což činí pokles o 19,6 %, kdežto maďarská cena klesla ještě o trochu více – o 21,72 %. Kolísavost cen elektřiny v České republice a na Slovensku se zvýšila (v ČR se směrodatná odchylka ceny elektřiny zvýšila o 17,4 %, na Slovensku o 10,1 %), což je nepříznivé z pozice těchto zemí, ovšem v Maďarsku to bylo naopak. Likvidita trhu se zlepšila v Čechách a v Maďarsku, v Maďarsku dokonce o ohromných 73,26 %. Korelační koeficient trhů s Německem vzrostl nepatrně jen u Slovenska a jen zcela minimálně u Maďarska.

V následujícím grafu můžeme pozorovat zvýšení korelace maďarské ceny s dalšími cenami na evropských burzách po zavedení market couplingu denního trhu s Českou republikou a Slovenskem.

⁴² 1. 1. 2011 – 31. 12. 2013, s výjimkou ceny elektřiny: 1. 1. 2011 – 31. 3. 2014



Obrázek 26: Průběh velkoobchodní ceny elektřiny na 10 různých burzách během 3 let

	Česká republika		Slovensko		Maďarsko	
	před MC	po MC	před MC	po MC	před MC	po MC
Německo	0,92	0,92	0,86	0,90	0,63	0,64
Francie	0,53	0,77	0,49	0,75	0,38	0,56
Belgie	0,46	0,69	0,43	0,67	0,35	0,48
Nord Pool	0,51	0,59	0,46	0,58	0,24	0,42
Polsko	0,82	0,83	0,77	0,82	0,60	0,67
Rakousko	0,74	0,82	0,71	0,82	0,73	0,78
Slovinsko	0,96	0,95	0,89	0,92	0,67	0,68

Tabulka 8: Korelace cen CZ, SK a HU s vybranými evropskými burzami před a po MC

V Tabulce 8 vidím, že korelační koeficient se po zavedení market couplingu zvýšil téměř na všech porovnávaných trzích. Dále pozoruji, že náš denní trh s elektřinou nejméně koreluje se skandinávským, naopak nejvíce s trhem slovinským.

5.2.3 Přínosy zavedení MC

Analýzou těchto tří trhů jsem došla k následujícím závěrům. Market coupling denních trhů s elektřinou způsobuje:

- pokles ceny elektřiny
- zvýšení likvidity – zvýšení zobchodovaného množství elektřiny
- snížení volatility ceny elektřiny – menší kolísavost ceny
- omezení extrémních hodnot
- výrazné zvýšení zobchodovaného objemu elektřiny
- zvýšení využitelnosti kapacity přeshraničního vedení (nelze zcela potvrdit)

Závěr

V práci jsem se blíže zabývala denním trhem, který je zásadním pro vnitřní trh s elektřinou. Speciálně mě zajímal trh s elektřinou na našem území, a proto je analýza věnována právě této oblasti. Zároveň je nutné říci, že jsem se věnovala i pravidlům aukcí a průběhům cen elektřiny i v ostatních částech Evropy, a to konkrétně na deseti evropských burzách. Cílem analýzy bylo zjistit či potvrdit přínosy propojení denních trhů s elektřinou, konkrétně trhů České republiky, Slovenska a Maďarska. Pro tyto trhy jsem aplikovala statistickou analýzu porovnání, kdy výpočtem aritmetických průměrů jsem sledovala zvýšení/snížení cen elektřiny, dále jsem spočetla směrodatné odchylky jednotlivých trhů před a po MC, jejichž hodnota značí volatilitu daných trhů. Spočtením variačního rozpětí jsem zjišťovala nárůst či pokles výskytu extrémních hodnot. V neposlední řadě jsem spočetla také korelační koeficienty trhů CZ, SK a HU s trhem německým. Zabývala jsem se také korelací, a tedy korelačními koeficienty, s dalšími evropskými burzami, např. EPEX-FR, Belpex, ELSPOT, PolPX atd.

V první kapitole jsem se věnovala vnitřnímu energetickému trhu v Evropě, který je postupně zaváděn již od roku 1999 a jehož cíle jsou dosažení konkurenceschopných cen, vyšších standardů a efektivity a udržitelnost a bezpečnost dodávek elektřiny. Pro zajištění splnění těchto cílů je především nutné zmodernizovat a rozšířit stávající přenosové sítě, které jsou v současném stavu nedostačující. Další překážky jsou spojené s legislativou, a to především proto, že ještě nebyl plně implementován třetí liberalizační balíček, který je platný pro všechny členské státy již od 3. března 2011. Plná implementace tohoto balíčku spolu s přijetím kodexů sítě jsou hlavní podmínkou k vytvoření vnitřního trhu s elektřinou.

Druhá kapitola je zaměřena na účastníky trhu s elektřinou, a to jak na úrovni České republiky, tak na úrovni Evropské unie. Každý z těchto účastníků musí dodržovat určitá pravidla v souladu s právními předpisy EU. Členské země mají z minulosti každá své národní předpisy pro podnikání v energetickém sektoru, které se často liší od ostatních členských zemí. Je snaha tento problém vyřešit a sjednotit tyto předpisy. Rozdíly v energetické legislativě jsem vyzorovala např. i se Slovenskem, se kterým jsme před 20 lety byli ještě jedna země. Obě země prošly procesem liberalizace v rámci integračního procesu. Společnými znaky ČR a SR jsou vlastnické oddělení přenosu a distribuce a postupné otevírání trhu s elektřinou pro

konkurenci. V ČR byl proces liberalizace ukončen již 1. 1. 2006, v SR o něco později 1. 7. 2007. Ukazatelem dobře fungujícího volného trhu v Česku jsou podle mého názoru vysoké počty změn dodavatelů, převyšující slovenské hodnoty, a to z důvodu mnohem složitějšího procesu změny dodavatele na Slovensku (zjistila jsem, že v ČR za pomoci OTE a informačního systému trvá změna dodavatele cca 10 dní, na Slovensku 21 dní). Což je příklad toho, jak se úprava legislativy dle té evropské v každé členské zemi realizuje odlišně.

Třetí kapitola pojednává o evropském obchodování s elektrickou energií a přeshraničními přenosovými kapacitami. Propojování trhů doprovází zvyšování korelace skutečných fyzikálních toků s těmi obchodními. Fyzikální podstata toku elektrické energie (teče cestou nejmenšího odporu) byla v minulosti často opomíjena, takže např. elektřina exportovaná z Německa do Rakouska procházela z významné části (až z 50 %) přes Polsko a Česko. Domnívám se, že vážnost problému s přetoky z Německa do budoucna poroste, a to z důvodu rozhodnutí Německa o odstavení dalších jaderných elektráren na území Německa, což ve svém důsledku povede k výstavbě dalších větrných parků na severu Německa a ke zvýšení tranzitních toků přes ČR. Převísem poptávky po přeshraničním přenosu nad reálnými možnostmi přenosu vznikají na přeshraničních profilech úzká místa, přidělování práva využití těchto míst je prováděno prostřednictvím aukcí nebo metodou first come - first served. Zjistila jsem, že z důvodu infrastruktury, která nebyla původně stavěna pro přeshraniční přenos, ale hlavně pro vnitrostátní, nejsou přeshraniční vedení příliš rozvinutá. Rozvoj infrastruktury má za úkol organizace ENTSO-E, která každé dva roky vypracovává TYNDP o rozvoji sítě na příštích 10 let. Jsem toho názoru, že dokud nebude dostatečně posílená celá infrastruktura, budou mezi regiony úzká místa, protože poptávka po kapacitě je stále větší než její nabídka. Z mého zjištění plyne, že na přeshraničních profilech České republiky dochází k téměř maximálnímu využití dostupných přenosových kapacit. Výjimku tvoří profil se Slovenskem, kde je kapacity většinou dostatek a nebývá zplna využita, a to zejména díky dobře rozvinuté síti na hranicích, protože jsme dříve bývali jedna země. Rezervovat kapacitu lze dvěma způsoby – explicitně nebo implicitně. Dnes je snaha o zavedení implicitních alokací v rámci celé Evropy, které mají oproti explicitním značnou výhodu, což jsem potvrdila ve své analýze. Některé z výhod implicitní alokací jsou podle mého názoru odstranění nejistoty získat potřebnou kapacitu při již nakoupené elektřině a naopak, sblížení obchodních a fyzických toků elektřiny, vyšší spolehlivost řízení soustavy, lepší využití přeshraničních kapacit, protože přidělená kapacita se

rovná využití kapacitě, a spousta dalších výhod. Česká republika využívá tuto, dle mých zjištění, výhodnější alokaci kapacit se Slovenskem, jejichž dopady na český trh s elektřinou jsem zjišťovala ve své analýze.

Čtvrtou kapitolu jsem věnovala integraci trhů v Evropě, stěžejním bodem této kapitoly bylo nastudování všech regionů, které se od sebe více či méně liší. I přesto, že je Evropa poměrně malý kontinent, jsou zde značné rozdíly mezi jednotlivými regiony. Bylo pro mne poměrně obtížné zorientovat se v rozdílných znacích a najít, co mají regiony společného. Již v minulosti si státy nastavily svá pravidla pro energetický trh, a proto je velmi složitý proces dát všechny takto rozdílné regiony dohromady. Zjistila jsem, že pro tento účel jsou v současnosti vytvářeny síťové kodexy, které v budoucnu budou platné pro všechny členské státy EU. Agentura ACER vydala cílový model vnitřního trhu, který jsem znázornila na Obrázku 6 a následně popsala, co každý z pilířů má obsahovat. V současnosti probíhá mnoho projektů, jejichž cílem je propojení všech evropských denních trhů s elektřinou na bázi Price Coupling of Regions. Tyto projekty se neustále mění a odsouvají se termíny dokončení či spuštění pouhého testování. Podle mého názoru je již nyní zjevné, že cíle, které měly být splněny do tohoto roku, nebudou splněny.

V poslední kapitole jsem analyzovala denní trh s elektřinou České republiky, dopad propojení se Slovenskem a Maďarskem a také tyto propojené trhy porovnávala s ostatními burzami v Evropě. Nejprve jsem porovnávala chování na tomto trhu před a po dni 1. 9. 2009, kdy došlo k propojení trhu se Slovenskem. To samé jsem provedla s přechodem od propojeného česko-slovenského denního trhu s elektřinou na propojení s Maďarskem, tzv. Market Coupling CZ-SK-HU, který je v provozu ode dne 12. 9. 2012. A došla jsem k následujícím závěrům.

Od propojení trhů se český a slovenský denní trh s elektřinou chová jako jeden a ceny elektřiny v České republice a na Slovensku v konkrétních hodinách dne jsou téměř pořád shodné. Výjimky tvoří případy, kdy dochází k dočasnému snížení přenosových schopností přeshraničního profilu, tzv. krácení dlouhodobých nominací. Podle mého názoru nelze jednoznačně říci, že díky market couplingu došlo ke snížení ceny elektřiny. Za prvé je zde rušivým elementem fakt, že v roce 2008 proběhla hospodářská krize, v důsledku které došlo k prudkému poklesu cen elektřiny, za druhé je nutné uvažovat vliv nárůstu v Německu hojně vyžívaných OZE. A existuje ještě spousta jiných faktorů, které na cenu působí, ale to je téma na další diplomovou práci. Po zavedení market couplingu a implicitního přidělování

přeshraničních kapacit jsem dále zjistila, že se snížila volatilita ceny, tedy její kolísavost, což jsem určila z odchylek od průměrné hodnoty, tedy výpočtem směrodatných odchylek hodnot. Dále došlo k poklesu variačního koeficientu, což ve výsledku znamená, že došlo k omezení extrémních hodnot a ustaly velké výkyvy cen elektřiny na denním trhu. Velkou změnou byl po propojení trhu zobchodovaný objem elektřiny, který se ve srovnání rok před MC a rok po MC zvýšil na území České republiky o 98 %. Dále jsem chtěla pozorovat změnu využití kapacity na přeshraničním profilu, nicméně vzhledem k nepřístupnosti dat, mohu pouze analyzovat situaci až po dni 1. 9. 2009. Názorně jsem si potvrdila můj předpoklad, že na profilu CZ-SK nedochází k maximálnímu využití dostupné přenosové kapacity. K dennímu trhu CZ-SK se dne 11. 9. 2012 připojilo Maďarsko a začalo se obchodovat na další den již formou implicitních alokací kapacit. Od připojení Maďarska se očekávalo snížení tamní ceny elektřiny, což se nelíbilo samozřejmě výrobcům.

Z analýzy tohoto přechodu na MC CZ-SK-HU jsem zjistila následující. Cena elektřiny v Maďarsku byla před 12. zářím 2012 téměř vždy vyšší než cena v České republice či na Slovensku, a to v průměru o 16 %. Po zavedení MC se cena elektřiny v Maďarsku výrazně snížila (o 21,72 %) a omezily se výkyvy cen, až na výraznou výjimku kolem Vánoc 2012, kdy především z důvodů působení německé výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, byly na burzách v několika dnech záporné ceny. Ceny na denním trhu v ČR a SK již před zavedení MC s Maďarskem odpovídaly cenám na německé burze, tedy její cenové úrovni i vývoji. Maďarská cena se před MC odlišovala, po zavedení MC jsem vypožadovala, že došlo k poklesu maďarské ceny na úroveň té německé. Ovšem cena elektřiny neklesla jen v Maďarsku, ale zároveň i CZ-SK, a to v průměru o 19,63 %. Co bylo nepříznivé pro náš trh, bylo zvýšení volatility ceny elektřiny. Připojením maďarského trhu došlo k rozkolísání naší ceny a k velkým výkyvům, což je doloženo zvýšením směrodatné odchylky o 17,4 %. Zde bych chtěla opět připomenout, že na cenu elektřiny působí spousta faktorů, kde např. extrémní výkyvy způsobily právě OZE v Německu. Dále došlo ke zvýšení likvidity, což prokazuje zobchodované množství a je to znakem zvyšující se konkurence. Výsledná cena na trhu tak lépe a kvalitněji zohledňuje situaci na trhu s elektřinou. Výrazný nárůst byl u maďarského trhu, kde zobchodované množství elektřiny vzrostlo o 73,26 %.

Z výsledků lze potvrdit, že k plánovanému zlepšení, které bylo očekáváno od zavedení implicitních aukcí přidělování přeshraničních přenosových kapacit, došlo.

Zdroje

[1] Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) [online]. Dostupné z: <www.mvcr.cz/soubor/sb095-09-pdf.aspx>

[2] Vyhláška č. 541/2005 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona [online]. Dostupné z:

<http://www.eru.cz/documents/10540/475158/PTE_438.pdf/6cc398ad-6e1f-4a21-a5f5-764f09a3201f>

[3] Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o zrušení směrnice 2003/54/ES [online]. Dostupné z:

<<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32009L0072:CS:HTML>>

[4] Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 714/2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou a o zrušení nařízení (ES) č. 1228/2003 [online]. Dostupné z:

<<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32009R0714:CS:HTML>>

[5] Zbierka zákonov č. 251/2012 o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov [online]. Dostupné z: <www.mhsr.sk/19260-ext_dok/138888c?ext=orig>

[6] Evropská komise. *Analýza pokroku a zbývajících překážek v členských státech* [online]. Brusel, 2013. Dostupné z:

<[http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/imco/dv/com_com\(2013\)0785_com_com\(2013\)0785_cs.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/imco/dv/com_com(2013)0785_com_com(2013)0785_cs.pdf)>

[7] Parlament České republiky. *Smlouva o fungování Evropské unie (ve znění Lisabonské smlouvy)* [online]. 2008. Dostupné z: <www.psp.cz/sqw/text/orig2.sqw?idd=20555>

[8] Hospodářská komora České republiky, *Důvodová zpráva k Energetickému zákonu č. 458/2000 Sb.* [online]. 2010. Dostupné z:

<www.komora.cz/download.aspx?dontparse=true&FileID=3809>

[9] CHEMIŠINEC, I. MARVAN, M. NEČESANÝ, J. SÝKORA, T. TŮMA, J. *Obchod s elektřinou*. 1. vyd. Praha: CONTE spol. s r. o., 2010. 201 s. ISBN 978-80-254-6695-7

[10] KUBÍN, Miroslav. *Přenosy elektrické energie ČR - v kontextu evropského vývoje*. Praha: ČEPS, a.s. 2006

[11] KOVAČOVSKÁ, Lenka. *Liberalizace vnitřního trhu s elektřinou a zemním plynem jako prostředek zajišťování energetické bezpečnosti EU*. 2011

[12] ČEPS, a.s. [online]. Dostupné z: <<http://www.ceps.cz/CZE/Stranky/default.aspx>>

[13] ČEZ, a.s. [online]. Dostupné z: <<http://www.cez.cz/>>

[14] Energetický regulační úřad [online]. Dostupné z: <<http://www.eru.cz/>>

[15] OTE, a.s. [online]. Dostupné z: <<https://www.ote-cr.cz/>>

[16] Power Exchange Central Europe, a. s. [online]. Dostupné z: <<http://www.pxe.cz/>>

[17] OKTE, a.s. [online]. Dostupné z: <<http://www.okte.sk/sk>>

[18] EPEX SPOT SE [online]. Dostupné z: <<http://www.epexspot.com/en/>>

[19] ENTSO-E [online]. Dostupné z: <<https://www.entsoe.eu/>>

[20] Central Allocation Office GmbH [online]. Dostupné z: <<http://www.central-ao.com/>>

[21] CASC.EU [online]. Dostupné z: <<http://www.casc.eu/en>>

[22] Evropský parlament [online]. Dostupné z: <<http://www.europarl.europa.eu/portal/cs>>

[23] BSP SouthPool [online]. Dostupné z: <<http://www.bsp-southpool.com/home.html>>

[24] TenneT [online]. Dostupné z: <<http://www.tennet.eu/nl/home.html>>

[25] Nord Pool Spot, [online]. Dostupné z: <<http://www.nordpoolspot.com/>>

[26] Síťové kodexy [online]. ENTSO-E. Dostupné z: <<http://networkcodes.entsoe.eu/>>

[27] ENTSO-E. *Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management* [online]. 27. září 2012. Dostupné z:

<https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/resources/CACM/120927_CACM_Network_Code_FINAL.pdf>

[28] ACER, *Electricity Target Model and its early implementation* [online]. Athény, 2013. Dostupné z: <<http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/2104182.PDF>>

[29] ACER, CEER. *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012* [online]. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013. ISBN 978-92-95083-10-3. Dostupné z:

<http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202013.pdf>

[30] Nord Pool Spot. *No. 18/2014 - Launch of full SWE coupling on 13 May 2014* [online]. 2014. Dostupné z: <<http://www.nordpoolspot.com/Message-center-container/Exchange-list/2014/04/No-182014---Launch-of-full-SWE-coupling-on-13-May-2014/>>

[31] EPEX SPOT. *CWE Flow-Based Market Coupling Forum* [online]. Brusel, 2013. Dostupné z: <<http://static.epexspot.com/document/24695/CWE%20FB%20MC%20Market%20Forum%20C%20October%2010th%20C%202013.pdf>>

[32] ČEPS, a.s. *Plán rozvoje přenosové soustavy České republiky 2014 – 2023* [online]. 2013. Dostupné z:

<<http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Technicka-infrastruktura/Documents/Rozvoj%20PS/2013/Pl%C3%A1n%20rozvoje%20p%C5%99enosov%C3%A9%20soustavy%20%C4%8Cesk%C3%A9%20republiky%202014%20-%202023.pdf>>

[33] ERÚ. *Spuštění 4M Market Coupling je naplánováno na 11. listopadu 2014* [online]. 2014. Dostupné z:

<<http://www.eru.cz/documents/10540/580499/Spu%C5%A1t%C4%9Bn%C3%AD%204M+MarketCoupling/308f5da7-fa5f-428a-bb28-101bd1fea9b7>>

[34] Evropský parlament. *Vnitřní trh: Obecné zásady* [online]. 2014. Dostupné z:

<http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/cs/FTU_3.1.1.pdf>

[35] PXE. *Burzovní pravidla - Pravidla obchodování* [online]. 2013. Dostupné z:

<https://www.pxe.cz/pxe_downloads/Rules_Regulation/Cz/PXE_pravidla_obchodovani.pdf>

[36] MYŠKA, David, MOŽIŠ, Miloš. *Flow-Based metoda přidělování přeshraničních kapacit – co přinese?* [online]. Elektroenergetika, 2007. Dostupné z: <<http://www.pro-energy.cz/clanky3/1.pdf>>

[37] Sreten ŠKULETIC, Milan VUKASOVIC. *Mondea ePortal: Daily unilateral explicit auction of transmission capacities* [online]. Dostupné z:

<http://www.i2e-me.com/milanv/BPC_may_2006_Sreten_Skuletic_Milan_Vukasovic.pdf>

[38] Ceny energie [online]. Dostupné z: <<http://www.cenyenergie.cz/>>

[39] Bohemia energy [online]. Dostupné z: <<http://www.bohemiaenergy.cz/>>

[40] Zdeněk ZMEŠKAL, Dana DLUHOŠOVÁ, Miroslav ČULÍK, Tomáš TICHÝ. *Regulace a liberalizace odvětví energetiky v České republice a zemích EU* [online]. Ostrava, 2005. Dostupné z:

<http://www.ekf.vsb.cz/export/sites/ekf/frpfi/cs/rocnik-2005/prispevky/dokumenty/Zmeskal_spol2.pdf>

Seznam obrázků

Obrázek 1: Působnost ENTSO-E, seznam všech členů viz Příloha 2	28
Obrázek 2: Schéma rozvodné sítě České republiky, zdroj: ČEPS, a.s.....	37
Obrázek 3: Přenosové soustavy sousedních zemí; zdroj: ČEPS, a.s.....	38
Obrázek 4: Rozvojové schéma přenosové soustavy ČR, zdroj: ČEPS.....	39
Obrázek 5: Aktuální data: 13. 10. 2013, vnitrodenní kapacity, Zdroj: ČEPS, a.s.....	48
Obrázek 6: Cílový model vnitřního trhu s elektřinou dle ACER	56
Obrázek 7: Mapa Evropy a použití ATC metody výpočtu kapacit.....	57
Obrázek 8: Dlouhodobý evropský trh dle ACER; zdroj: [28]	58
Obrázek 9: Propojené tržní oblasti v EU na denním trhu	61
Obrázek 10: North-Western European Price Coupling, předpokládané spuštění 13. 5. 2014.	62
Obrázek 11: Market Coupling CWE regionu	63
Obrázek 12: Market Coupling IT-SI	65
Obrázek 13: Současný MC CZ-SK-HU a plánované připojení Rumunska	68
Obrázek 14: Průběh ceny elektřiny na denním trhu ČR před a po MC se Slovenskem.....	74
Obrázek 15: Zobchodované množství elektřiny na denním trhu ČR	75
Obrázek 16: Využití přenosové kapacity na profilu CZ->SK	76
Obrázek 17: Využití přenosové kapacity na profilu SK->CZ	76
Obrázek 18: Průběh ceny elektřiny na denním trhu v CZ, SK a HU před MC	78
Obrázek 19: Průběh ceny elektřiny na denním trhu v CZ, SK a HU po MC.....	79
Obrázek 20: Zobchodované množství elektřiny před MC CZ-SK-HU	81
Obrázek 21: Zobchodované množství elektřiny po MC CZ-SK-HU	81
Obrázek 22: Porovnání cen na CZ, SK a HU trhu s DE trhem.....	82
Obrázek 23: Využití přenosové kapacity na profilu CZ->SK	83
Obrázek 24: Využití přenosové kapacity na profilu SK->CZ	84
Obrázek 25: Vývoj cen profilů SK-HU a CZ-SK.....	84
Obrázek 26: Průběh velkoobchodní ceny elektřiny na 10 různých burzách během 3 let	86

Seznam tabulek

Tabulka 1: Volné obchodovatelné kapacity pro měsíc listopad 2013; zdroj: ČEPS, a.s.....	42
Tabulka 2: Obchodovatelné kapacity do roční aukce 2013; zdroj: ČEPS, a.s	43
Tabulka 3: Srovnání průběhu ceny elektřiny před a po MC se Slovenskem.....	74
Tabulka 4: Srovnání zobchodovaného množství elektřiny před a po MC CZ-SK	75
Tabulka 5: Srovnání průběhu ceny elektřiny před a po MC CZ-SK-HU	80
Tabulka 6: Srovnání zobchodovaného množství elektřiny před a po MC CZ-SK-HU	82
Tabulka 7: Korelační koeficienty cen elektřiny	83
Tabulka 8: Korelace cen CZ, SK a HU s vybranými evropskými burzami před a po MC	87

Přílohy

Příloha 1: Seznam regulátorů v EU, členové Rady regulačních orgánů ACER

Belgie: Commission pour la Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), Bruxelles; web: <http://www.creg.be>

Bulharsko: State Energy & Water Regulatory Commission (SEWRC), Sofia; web: <http://www.dker.bg>

Česká republika: Energetický Regulační Úřad (ERÚ) - Energy Regulatory Office (ERO), Jihlava; web: <http://www.eru.cz>

Dánsko: Energitilsynet - Danish Energy Regulatory Authority (DERA), Valby; web: <http://www.dera.dk>

Estonsko: Konkurentsiamet - Estonian Competition Authority - Energy Regulatory Dept (ECA), Tallinn; web: <http://www.konkurentsiamet.ee>

Finsko: Energiavirasto - The Energy Authority (EV), Helsinki; web: <http://www.energiavirasto.fi>

Francie: Commission de Régulation de l'Energie (CRE), Paris; web: <http://www.cre.fr>

Chorvatsko: Hrvatska energetska regulatorna agencija, Zagreb; web: <http://www.hera.hr>

Irsko: Commission for Energy Regulation (CER), Dublin; web: <http://www.cer.ie>

Itálie: Autorita per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico (AEEGSI), Milano; web: <http://www.autorita.energia.it>

Kypr: Cyprus Energy Regulatory Authority (CERA), Nicosia; web: <http://www.cera.org.cy>

Litva: Valstybinė kainų ir energetikos kontrolės komisija / National Control Commission for Prices and Energy (NCC), Vilnius; web: <http://www.regula.lt>

Lotyšsko: Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija / Public Utilities Commission (PUC), Riga; web: <http://www.sprk.gov.lv>

Lucembursko: Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR); web: <http://www.ilr.lu>

Malta: Malta Resources Authority (MRA), Marsa; web: <http://www.mra.org.mt>

Maďarsko: Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal / Hungarian Energy and Public Utility Regulatory Authority (MEKH), Budapest; web: <http://www.mekh.hu>

Německo: Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Posts and Railway (Bundesnetzagentur - BNetzA), Bonn; web: <http://www.bundesnetzagentur.de>

Nizozemí: Authority for Consumers and Markets (ACM), The Hague; web: <http://www.acm.nl>

Polsko: Urząd Regulacji Energetyki / The Energy Regulatory Office of Poland (URE / ERO), Warszawa; web: <http://www.ure.gov.pl>

Portugalsko: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos / Energy Services Regulatory Authority (ERSE), Lisboa; web: <http://www.erse.pt>

Rakousko: Energie-Control Austria (E-Control), Vienna ; web: <http://www.e-control.at>

Rumunsko: Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei/Romanian Energy Regulatory Authority (ANRE), Bucharest; web: <http://www.anre.ro>

Řecko: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας / Regulatory Authority for Energy (PAE / RAE), Athens; web: <http://www.rae.gr>

Slovensko: Úrad pre reguláciu sieťových odvetví (URSO) / Regulatory Office for Network Industries (RONI), Bratislava; web: <http://www.urso.gov.sk>

Slovinsko: Javna Agencija Republike Slovenije za energijo / Energy Agency of the Republic of Slovenia, Maribor; web: <http://www.agen-rs.si>

Spojené království: Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem); web: <http://www.ofgem.gov.uk>

Španělsko: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia / National Commission for Markets and Competition (CNMC), Madrid; web: <http://www.cnmc.es>

Švédsko: Energimarknadsinspektionen / Energy Markets Inspectorate(EI), Eskilstuna; web: <http://www.ei.se>

Příloha 2: Členové organizace ENSTO-E

Země	Provozovatel přenosové soustavy	Zkratka/Website
Belgie	Elia System Operator SA	Elia
Bosna a Hercegovina	Nezavisni operator sustava u Bosni i Hercegovini	NOS BiH
Bulharsko	Electroenergien Sistemen Operator EAD	ESO
Černá Hora	Crnogorski elektroprenosni sistem AD	Crnogorski elektroprenosni sistem
Česká republika	ČEPS a.s.	ČEPS
Dánsko	Energinet.dk	Energinet.dk
Estonsko	Elering AS	Elering AS
Finsko	Fingrid Oyj	Fingrid
Francie	Réseau de Transport d'Electricité	RTE
Chorvatsko	Croatian Transmission System Operator Ltd.	HOPS
Irsko	EirGrid plc	EirGrid
Island	Landsnet hf	Landsnet
Itálie	Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	Terna
Kypr	Cyprus Transmission System Operator	Cyprus TSO
Litva	Litgrid AB	Litgrid
Lotyšsko	AS Augstsprieguma tīkls	Augstsprieguma tīkls
Lucembursko	Creos Luxembourg S.A.	Creos Luxembourg
Maďarsko	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zártkörűen Működő Részvénytársaság	MAVIR ZRt.
Makedonie	Macedonian Transmission System Operator AD	MEPSO
Německo	TransnetBW GmbH	TransnetBW
	TenneT TSO GmbH	TenneT GER
	Amprion GmbH	Amprion
	50Hertz Transmission GmbH	50Hertz
Nizozemí	TenneT TSO B.V.	TenneT NL
Norsko	Statnett SF	Statnett
Polsko	PSE S.A.	PSE S.A.
Portugalsko	Rede Eléctrica Nacional, S.A.	REN
Rakousko	Austrian Power Grid AG	APG
	Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH	VUEN
Rumunsko	C.N. Transelectrica S.A.	Transelectrica
Řecko	Independent Power Transmission Operator S.A.	IPTO
Slovensko	Slovenska elektrizacna prenosova sustava, a.s.	SEPS

Slovinsko	ELES, d.o.o.	<u>ELES</u>
Spojené království	National Grid Electricity Transmission plc	<u>National Grid</u>
	System Operator for Northern Ireland Ltd	<u>SONI</u>
	Scottish Hydro Electric Transmission plc	<u>SHE Transmission</u>
	Scottish Power Transmission plc	<u>SPTransmission</u>
Srbsko	JP Elektromreža Srbije	<u>EMS</u>
Španělsko	Red Eléctrica de España: S.A.	<u>REE</u>
Švédsko	Svenska Kraftnät	<u>SVENSKA KRAFTNÄT</u>
Švýcarsko	Swissgrid ag	<u>Swissgrid</u>

Příloha 3: Ceny elektřiny na denním trhu zprůměrované po týdnech (EUR/MWh)

Den	CZ	SR	HU
1.1.2011 - 7.1.2011	45,34	45,34	49,36
8.1.2011 - 14.1.2011	46,13	46,13	47,23
15.1.2011 - 21.1.2011	44,20	44,20	47,36
22.1.2011 - 28.1.2011	53,41	53,41	55,48
29.1.2011 - 4.2.2011	52,68	52,68	52,32
5.2.2011 - 11.2.2011	42,50	42,50	46,14
12.2.2011 - 18.2.2011	50,20	50,20	51,25
19.2.2011 - 25.2.2011	54,49	54,49	54,72
26.2.2011 - 4.3.2011	56,31	56,31	55,80
5.3.2011 - 11.3.2011	52,56	52,56	52,79
12.3.2011 - 18.3.2011	54,03	54,03	53,71
19.3.2011 - 25.3.2011	51,41	51,41	53,81
26.3.2011 - 1.4.2011	51,27	51,27	52,65
2.4.2011 - 8.4.2011	55,16	55,16	53,07
9.4.2011 - 15.4.2011	52,96	52,96	53,23
16.4.2011 - 22.4.2011	54,29	54,29	54,80
23.4.2011 - 29.4.2011	48,44	48,44	48,18
30.4.2011 - 6.5.2011	52,50	52,50	53,65
7.5.2011 - 13.5.2011	58,03	58,03	56,51
14.5.2011 - 20.5.2011	58,55	58,55	58,10
21.5.2011 - 27.5.2011	57,50	57,50	56,93
28.5.2011 - 3.6.2011	53,07	53,07	53,81
4.6.2011 - 10.6.2011	56,37	56,37	56,59
11.6.2011 - 17.6.2011	54,86	54,86	54,44
18.6.2011 - 24.6.2011	48,60	48,60	49,05
25.6.2011 - 1.7.2011	49,21	49,21	49,94
2.7.2011 - 8.7.2011	46,82	46,82	58,28
9.7.2011 - 15.7.2011	50,47	50,71	60,76
16.7.2011 - 22.7.2011	48,30	48,30	56,77
23.7.2011 - 29.7.2011	43,43	43,43	46,70
30.7.2011 - 5.8.2011	45,62	45,62	49,66
6.8.2011 - 12.8.2011	41,81	41,81	53,27
13.8.2011 - 19.8.2011	48,63	48,63	48,20
20.8.2011 - 26.8.2011	56,02	58,30	61,84
27.8.2011 - 2.9.2011	52,24	52,24	57,94
3.9.2011 - 9.9.2011	50,72	50,72	63,40
10.9.2011 - 16.9.2011	51,81	51,81	74,48
17.9.2011 - 23.9.2011	53,31	53,31	64,64
24.9.2011 - 30.9.2011	50,63	50,63	58,89

1.10.2011 - 7.10.2011	47,07	47,07	56,44
8.10.2011 - 14.10.2011	52,59	52,59	56,91
15.10.2011 - 21.10.2011	54,73	54,73	56,78
22.10.2011 - 28.10.2011	52,58	53,08	55,13
29.10.2011 - 4.11.2011	50,28	50,28	55,74
5.11.2011 - 11.11.2011	51,89	51,89	61,47
12.11.2011 - 18.11.2011	58,48	58,48	64,28
19.11.2011 - 25.11.2011	57,84	62,55	77,78
26.11.2011 - 2.12.2011	51,30	58,48	59,96
3.12.2011 - 9.12.2011	45,18	47,81	54,03
10.12.2011 - 16.12.2011	46,70	46,70	53,38
17.12.2011 - 23.12.2011	42,68	42,70	47,59
24.12.2011 - 30.12.2011	26,72	26,72	43,07
31.12.2011 - 6.1.2012	31,61	31,61	39,88
7.1.2012 - 13.1.2012	40,21	40,21	57,90
14.1.2012 - 20.1.2012	44,69	49,43	59,75
21.1.2012 - 27.1.2012	41,51	42,06	65,14
28.1.2012 - 3.2.2012	52,58	53,00	57,27
4.2.2012 - 10.2.2012	76,41	76,41	80,67
11.2.2012 - 17.2.2012	55,89	55,89	96,90
18.2.2012 - 24.2.2012	42,21	44,21	70,39
25.2.2012 - 2.3.2012	43,03	43,03	55,00
3.3.2012 - 9.3.2012	40,91	40,91	57,70
10.3.2012 - 16.3.2012	42,46	42,47	51,87
17.3.2012 - 23.3.2012	39,20	39,20	42,37
24.3.2012 - 30.3.2012	34,75	34,75	43,84
31.3.2012 - 6.4.2012	39,13	39,13	59,92
7.4.2012 - 13.4.2012	36,95	36,95	48,06
14.4.2012 - 20.4.2012	45,79	45,79	55,78
21.4.2012 - 27.4.2012	44,24	44,24	46,14
28.4.2012 - 4.5.2012	36,32	36,32	38,93
5.5.2012 - 11.5.2012	40,32	40,32	42,31
12.5.2012 - 18.5.2012	38,44	38,44	45,41
19.5.2012 - 25.5.2012	38,31	38,31	42,42
26.5.2012 - 1.6.2012	36,14	36,29	36,88
2.6.2012 - 8.6.2012	38,82	38,82	40,66
9.6.2012 - 15.6.2012	40,02	40,02	40,50
16.6.2012 - 22.6.2012	38,61	39,43	41,92
23.6.2012 - 29.6.2012	37,41	37,41	49,46
30.6.2012 - 6.7.2012	42,90	42,90	73,10
7.7.2012 - 13.7.2012	40,73	40,73	67,39
14.7.2012 - 20.7.2012	37,92	37,92	47,58
21.7.2012 - 27.7.2012	41,64	41,64	42,99
28.7.2012 - 3.8.2012	40,84	42,91	52,21
4.8.2012 - 10.8.2012	41,81	46,26	60,87

11.8.2012 - 17.8.2012	44,23	51,15	56,83
18.8.2012 - 24.8.2012	50,37	50,77	64,86
25.8.2012 - 31.8.2012	45,05	45,59	60,87
1.9.2012 - 7.9.2012	45,89	45,89	51,13
8.9.2012 - 14.9.2012	48,21	48,21	51,40
15.9.2012 - 21.9.2012	47,95	47,95	48,00
22.9.2012 - 28.9.2012	42,33	42,33	51,49
29.9.2012 - 5.10.2012	39,36	39,36	47,66
6.10.2012 - 12.10.2012	44,61	45,06	46,17
13.10.2012 - 19.10.2012	40,81	40,81	42,25
20.10.2012 - 26.10.2012	46,59	46,87	46,94
27.10.2012 - 2.11.2012	42,26	42,46	42,46
3.11.2012 - 9.11.2012	39,62	39,63	41,28
10.11.2012 - 16.11.2012	47,37	47,39	48,86
17.11.2012 - 23.11.2012	47,47	47,47	49,27
24.11.2012 - 30.11.2012	45,81	45,81	49,74
1.12.2012 - 7.12.2012	49,66	49,66	49,69
8.12.2012 - 14.12.2012	54,71	54,78	54,78
15.12.2012 - 21.12.2012	45,72	45,72	45,78
22.12.2012 - 28.12.2012	6,62	6,62	21,47
29.12.2012 - 4.1.2013	19,17	19,17	34,54
5.1.2013 - 11.1.2013	43,50	43,50	45,79
12.1.2013 - 18.1.2013	50,32	50,32	51,10
19.1.2013 - 25.1.2013	46,38	46,38	46,44
26.1.2013 - 1.2.2013	33,26	33,26	40,15
2.2.2013 - 8.2.2013	38,26	38,26	45,55
9.2.2013 - 15.2.2013	43,34	43,34	43,59
16.2.2013 - 22.2.2013	45,68	45,68	45,90
23.2.2013 - 1.3.2013	44,73	44,73	45,60
2.3.2013 - 8.3.2013	39,83	39,83	40,53
9.3.2013 - 15.3.2013	37,41	37,41	31,69
16.3.2013 - 22.3.2013	36,09	36,09	36,91
23.3.2013 - 29.3.2013	34,33	34,33	34,82
30.3.2013 - 5.4.2013	39,03	39,03	39,73
6.4.2013 - 12.4.2013	48,62	48,62	48,62
13.4.2013 - 19.4.2013	32,55	32,55	32,57
20.4.2013 - 26.4.2013	29,60	29,60	29,80
27.4.2013 - 3.5.2013	27,15	27,15	27,65
4.5.2013 - 10.5.2013	26,74	26,74	26,75
11.5.2013 - 17.5.2013	28,36	28,36	28,75
18.5.2013 - 24.5.2013	28,97	28,97	29,05
25.5.2013 - 31.5.2013	31,67	31,67	31,94
1.6.2013 - 7.6.2013	27,57	27,57	28,59
8.6.2013 - 14.6.2013	26,23	26,23	30,27

15.6.2013 - 21.6.2013	27,89	27,89	46,42
22.6.2013 - 28.6.2013	28,80	28,80	34,75
29.6.2013 - 5.7.2013	32,28	32,28	34,47
6.7.2013 - 12.7.2013	30,69	30,69	42,23
13.7.2013 - 19.7.2013	36,62	36,62	38,45
20.7.2013 - 26.7.2013	42,72	42,72	50,05
27.7.2013 - 2.8.2013	36,51	39,47	50,42
3.8.2013 - 9.8.2013	36,22	44,00	52,10
10.8.2013 - 16.8.2013	31,95	38,12	41,01
17.8.2013 - 23.8.2013	40,78	40,78	50,42
24.8.2013 - 30.8.2013	44,15	44,15	49,01
31.8.2013 - 6.9.2013	41,31	41,31	46,71
7.9.2013 - 13.9.2013	45,16	45,16	48,70
14.9.2013 - 20.9.2013	41,70	41,70	43,80
21.9.2013 - 27.9.2013	45,31	45,31	45,40
28.9.2013 - 4.10.2013	34,41	36,50	53,73
5.10.2013 - 11.10.2013	46,69	47,07	50,92
12.10.2013 - 18.10.2013	40,25	40,29	47,45
19.10.2013 - 25.10.2013	33,51	33,51	48,41
26.10.2013 - 1.11.2013	26,81	30,69	46,65
2.11.2013 - 8.11.2013	31,62	31,96	37,54
9.11.2013 - 15.11.2013	38,45	38,58	43,13
16.11.2013 - 22.11.2013	43,65	43,65	46,40
23.11.2013 - 29.11.2013	38,59	38,59	40,09
30.11.2013 - 6.12.2013	39,89	39,89	54,44
7.12.2013 - 13.12.2013	50,65	50,65	52,02
14.12.2013 - 20.12.2013	40,92	41,01	57,68
21.12.2013 - 27.12.2013	17,98	17,98	43,54
28.12.2013 - 3.1.2014	26,44	26,44	46,48
4.1.2014 - 10.1.2014	28,31	28,31	43,07
11.1.2014 - 17.1.2014	38,71	38,91	43,12
18.1.2014 - 24.1.2014	41,42	41,42	42,31
25.1.2014 - 31.1.2014	39,97	39,97	41,36
1.2.2014 - 7.2.2014	35,51	35,51	37,50
8.2.2014 - 14.2.2014	32,14	32,14	36,13
15.2.2014 - 21.2.2014	32,61	32,61	33,56
22.2.2014 - 28.2.2014	32,99	32,99	33,22
1.3.2014 - 7.3.2014	37,71	37,71	39,21
8.3.2014 - 14.3.2014	31,10	31,10	31,81
15.3.2014 - 21.3.2014	23,26	23,26	24,67
22.3.2014 - 28.3.2014	33,39	33,39	36,09
29.3.2014 - 1.4.2014	29,56	30,54	36,01