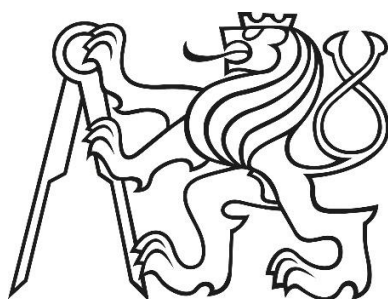


ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd



Obchod s přeshraničními kapacitami v Evropě

Cross-border energy exchange within the liberalised EU electricity market

Diplomová práce

Bc. Attila Kürthy

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

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

Praha 2017

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Kürthy Attila

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Obor: Ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Obchod s přeshraničními kapacitami v Evropě

Pokyny pro vypracování:

- legislativa EU a ČR v oblasti mezinárodního obchodu s elektřinou
- historický vývoj obchodování s přeshraničními kapacitami v Evropě
- ekonomické porovnání aukcí z pohledu účastníků trhu

Seznam odborné literatury:

Obchod s elektřinou, CONTE spol. s r.o., 2010, ISBN 978-80-254-6695-7

Přenosy elektrické energie ČR - v kontextu evropského vývoje, Kubín Miroslav, Praha:
ČEPS, a.s. 2006

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

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2016/2017

L.S.

Prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 11.2.2016

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně na základě uvedených pramenů v příloženém seznamu.

Nemám závažný důvod proti užití tohoto školního díla ve smyslu § 60 zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon).

V Praze dne 9. ledna 2017

podpis:

Poděkování

Chtěl bych poděkovat panu Ing. Rostislavu Krejcarovi, Ph.D. za jeho konzultace a vedení práce. Dále chci poděkovat Ing. Krisztiánu Szabóvi ze společnosti Ezpada, s.r.o. za jeho praktické rady v průběhu vypracování práce. V neposlední řadě chci poděkovat panu Ing. Szabolcsu Mikolaimu ze společnosti Investments DIA, s.r.o. za poskytnutí dat do praktické části práce.

Chtěl bych dále poděkovat své rodině a přátelům za poskytovanou podporu v průběhu celého studia.

Abstrakt

Cílem této práce bylo popsat fungování trhu s elektřinou se zaměřením především na obchod s přeshraničními kapacitami v propojené evropské soustavě. Větší pozornost je věnována integračním procesům denních trhů s elektřinou v Evropské unii, které mají vyvrcholit vytvořením jednotného trhu s elektřinou v Evropě. Součástí práce je podrobná analýza dopadů zavedení propojení denních trhů s elektřinou České republiky, Slovenska, Maďarska a Rumunska. Primárně jsou zkoumány dopady postupného propojování trhů na český denní trh s elektřinou, především na cenový vývoj, objem uskutečněných obchodů a využití přeshraničních kapacit.

Abstract

This thesis deals with the fundamentals of electricity trading, focusing primarily on cross-border trading mechanisms within the trans-European electricity market. More attention is drawn to the market coupling processes currently being developed on the day-ahead markets. This integration procedure should drive the formation of an internal electricity market in Europe. A thorough analysis was carried out considering the impacts of establishing a day-ahead market coupling of Czechia, Slovakia, Hungary, and Romania. The effects of this market coupling are evaluated from the Czech point of view, considering mostly price development, the changes in traded volumes, and cross-border transmission-capacity-utilization.

Klíčová slova

Denní trh s elektřinou, propojení trhů, fyzická přenosová práva, finanční přenosová práva, přeshraniční přenosová kapacita, výpočet kapacit, alokace kapacit, cílový model, vnitřní trh s energií

Key words

Day-ahead electricity market, market coupling, physical transmission rights, financial transmission rights, cross-border transmission capacity, capacity calculation, cross-border transmission capacity allocation, target model, internal energy market

OBSAH

SEZNAM POUŽITÝCH ZKRATEK.....	10
ÚVOD.....	13
1. LEGISLATIVA EU A ČR V OBLASTI MEZINÁRODNÍHO OBCHODU S ELEKTRINOU.....	15
1.1 OBECNĚ O LEGISLATIVNÍCH NÁSTROJÍCH EU	15
1.2 JEDNOTNÝ EVROPSKÝ TRH	16
1.2.1 <i>Jednotný trh a energetická legislativa</i>	16
1.2.2 <i>Hospodářská soutěž</i>	16
1.3 PROCES LIBERALIZACE V EU.....	17
1.3.1 <i>První liberalizační směrnice</i>	17
1.3.2 <i>Druhý liberalizační balík</i>	17
1.3.3 <i>Třetí liberalizační balík</i>	19
1.3.4 <i>Lisabonská smlouva</i>	20
1.4 LIBERALIZACE ČESKÉ ELEKTROENERGETIKY A JEJÍ PRÁVNÍ RÁMEC	21
1.5 STRATEGIE EU V OBLASTI ENERGETIKY	23
1.5.1 <i>Energetická unie</i>	24
1.5.1.1 <i>Bezpečnost dodávek energie, solidarita a důvěra</i>	24
1.5.1.2 <i>Plně integrovaný vnitřní trh s energií</i>	25
1.5.1.3 <i>Energetická účinnost</i>	25
1.5.1.4 <i>Dekarbonizace hospodářství</i>	26
1.5.1.5 <i>Výzkum a inovace</i>	26
1.5.2 <i>Evropská strategie energetické bezpečnosti</i>	27
1.5.3 <i>Energetické strategie EU</i>	28
1.5.3.1 <i>Energetická strategie 2020</i>	28
1.5.3.2 <i>Energetická strategie 2030</i>	29
1.5.3.3 <i>Energetická strategie 2050</i>	30
2 ÚČASTNÍCI TRHU S ELEKTRINOU A JEJICH RIZIKA NA TRHU.....	32
2.1. HLAVNÍ ÚČASTNÍCI TRHU	32
2.1.1 <i>Výrobci elektrické energie</i>	32
2.1.2 <i>Koneční zákazníci</i>	33
2.1.3 <i>Provozovatel přenosové soustavy</i>	35
2.1.4 <i>Provozovatelé distribučních soustav</i>	35
2.1.5 <i>Obchodník s elektřinou</i>	35
2.1.6 <i>Operátor trhu s elektřinou</i>	36
2.2 OSTATNÍ ÚČASTNÍCI TRHU.....	37
2.2.1 <i>Regulátor trhu s energií</i>	37
2.2.2 <i>Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR</i>	37
2.2.3 <i>Energetická burza</i>	38
2.3 INSTITUCE S VLIVEM NA ENERGETICKOU POLITIKU EU	38
2.3.1 <i>Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů</i>	38
2.3.2 <i>Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny</i>	39
2.4 KODEXY SÍTĚ	41
2.4.1 <i>Návrh a implementace síťových kodexů</i>	41
2.4.2 <i>Přehled současných a budoucích síťových kodexů</i>	42

2.4.2.1	Kodexy připojení (Connection codes).....	42
2.4.2.2	Provozní kodexy (Operational codes).....	42
2.4.2.3	Tržní kodexy (Market codes).....	43
2.5	KATEGORIZACE RIZIK ÚČASTNÍKŮ TRHU	45
2.5.1	Tržní riziko.....	45
2.5.2	Kreditní riziko.....	46
2.5.3	Operační riziko.....	46
2.5.4	Ostatní rizika.....	46
2.6	RIZIKA JEDNOTLIVÝCH ÚČASTNÍKŮ TRHU.....	47
2.6.1	Řízení rizik.....	47
2.6.2	Risk management OTE, a.s. v elektroenergetice	48
3.	SPECIFICKÉ VLASTNOSTI OBCHODOVÁNÍ S ELEKTŘINOU A PŘESHRAŇIČNÍMI KAPACITAMI	49
3.1	TRH S ELEKTŘINOU	49
3.1.1	Maloobchodní trh s elektřinou.....	50
3.1.2	Velkoobchodní trh s elektřinou	50
3.1.3	Neorganizovaný trh	50
3.1.4	Organizovaný trh	51
3.1.4.1	Dlouhodobý trh	51
3.1.4.2	Krátkodobé trhy	52
3.2	PŘESHRAŇIČNÍ OBCHODOVÁNÍ S ELEKTŘINOU	53
3.2.1	Vývoj přeshraničního obchodování s elektřinou	54
3.2.2	Výpočet přenosových kapacit	55
3.2.2.1	Výpočet přenosových kapacit podle koordinované čisté přenosové kapacity	57
3.2.2.2	Flow-based metoda.....	60
3.2.3	Přidělování přenosových kapacit	62
3.2.3.1	Explicitní alokace přeshraničních přenosových kapacit.....	63
3.2.3.2	Implicitní alokace přeshraničních přenosových kapacit	64
3.2.4	Příjmy z aukcí a jejich rozdělení	67
3.2.5	Přidělení nevyužitých kapacit	68
3.2.5.1	Sekundární trh s přenosovými kapacitami	69
3.2.6	Finanční kapacitní práva.....	70
3.2.7	Vývoj koordinace mezi TSO při přidělování kapacit	71
3.2.7.1	Vnitrodenní obchodování.....	73
4.	CÍLOVÝ MODEL TRHU S ELEKTŘINOU V EVROPĚ	76
4.1	PROPOJENÍ DENNÍCH TRHŮ V EVROPĚ	78
4.1.1	Multi-Regional Coupling Project (MRC)	80
4.1.2	4M Market Coupling.....	81
4.1.3	Price Coupling of Regions	83
4.1.4	Začátky flow-based metody výpočtu kapacit	84
4.1.5	Rozdělení německo-rakouské obchodní zóny	86
5.	STATISTICKÁ ANALÝZA DENNÍCH TRHŮ S ELEKTŘINOU NAŠEHO REGIONU	87
5.1	TECHNICKÉ ŘEŠENÍ PROJEKTU 4M MC	87
5.2	NÁSTROJE STATISTICKÉ ANALÝZY.....	90
5.3	PROPOJENÍ DENNÍCH TRHŮ S ELEKTŘINOU ČESKA A SLOVENSKA	91
5.3.1	Dopady zavedení CZ-SK MC	94
5.4	ZAVEDENÍ CZ-SK-HU MC.....	94

5.4.1	<i>Dopady zavedení CZ-SK-HU MC</i>	105
5.5	ZAVEDENÍ CZ-SK-HU-RO MC.....	105
5.5.1	<i>Dopady zavedení 4M MC</i>	116
ZÁVĚR	118
POUŽITÁ LITERATURA	121
SEZNAM OBRÁZKŮ	126
SEZNAM TABULEK	128
SEZNAM PŘÍLOH	129

Seznam použitých zkratk

4M MC	4M Market Coupling – označení projektu CZ-SK-HU-RO MC
AAC	Already Allocated Capacity – již přidělená kapacita
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů
ARIS	ACER Remit Information System – Evropská databáze REMIT
ATC	Available Transmission Capacity – dostupná kapacita
CCR	Capacity Calculation Region – Region pro výpočet kapacity
CCS	Carbon Capture and Storage – Systém ukládání oxidu uhličitého
CEE	Central Eastern Europe – Region středovýchodní Evropy
CEREMP	Centralised European Register of Energy Market Participants – Centrální evropský registr účastníků trhu s elektřinou
CfD	Contract for Difference
CO ₂	Oxid uhličitý
CWE	Central Western Europe – Region středozápadní Evropy
ČEPS	Společnost ČEPS, a. s. – provozovatel přenosové soustavy v ČR
ČR	Česká republika
DS	Distribuční soustava
EFET	European Federation of Energy Traders
EFSI	European Fund for Strategic Investments – Evropský fond pro strategické investice
EK	Evropská komise
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators in Electricity – Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny
ERGEG	European Regulators Group for Electricity and Gas – Skupina evropských regulačních orgánů pro elektroenergetiku a plynárenství
ERÚ	Energetický regulační úřad
ERÚ	Energetický regulační úřad
EU ETS	EU Emissions Trading System – Evropský systém pro obchodování s emisemi
EU	Evropská unie
EUPHEMIA	Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm
EUR	euro
FRM	Flow Reliability Margin – Bezpečnostní rezerva
FTR	Financial Transmission Rights – Finanční přenosová práva

GCT	Gate Closure Time – Uzávěrka zadávání pokynů
GWh	Gigawatthodina
HUPX	HUPX Hungarian Power Exchange Company Limited by Shares – maďarský organizátor krátkodobého trhu s elektřinou
IEA	International Energy Agency – Mezinárodní energetická agentura
IEM	Internal Energy Market – Vnitřní trh s elektřinou
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change – Mezivládní panel pro změny klimatu
ISO	Independent System Operator – nezávislý provozovatel soustavy
ITO	Independent Transmission System Operator – nezávislý systémový operátor
kV	Kilovolt
LIP	Local Implementation Project – Lokální implementační projekt
LNG	Liquefied natural gas – zkapalněný zemní plyn
MAVIR	MAVIR Hungarian Independent Trans-mission Operator Company Ltd. – maďarský provozovatel přenosové soustavy
MC	Market Coupling – propojení trhů
MCP	Market Clearing Price – zúčtovací cena trhu
MF	Maximum Flow – Maximální přípustný tok
MIBEL	Iberian Electricity Market – Pyrenejský trh s elektřinou
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MRC	Multi-Regional Coupling Project
MW	Megawatt
MWh	Megawatthodina
NEMO	Nominated Electricity Market Operator – nominovaný organizátor trhu s elektřinou
NRA	National Regulatory Authority – Vnitrostátní regulační orgán
NTC	Net Transmission Capacity – čistá přenosová kapacita
NWE	North Western Europe – Region severozápadní Evropy
OC	Offered Capacity – nabízená kapacita
OKTE	OKTE, a.s. – Organizátor krátkodobého trhu s elektřinou na Slovensku
OPM	Odběrné a předávací místo
OTC	Over The Counter
OTE	Společnost OTE, a. s. – operátor trhu s elektřinou v ČR
PCR	Price Coupling of Regions
PDS	Provozovatel distribuční soustavy

PS	Přenosová soustava
PTDF	Power Transfer Distribution Factor – Distribuční faktor přenosu elektřiny
PTR	Physical Transmission Rights – Fyzická přenosová práva
PXE	Power exchange central Europe a.s.
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency – Nařízení o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií
RRM	Registered Reporting Mechanism
RSCI	Regional Security Coordination Initiatives
rTPA	regulated Third Party Acces – regulovaný přístup třetích stran
SEPS	Slovenská elektrizačná prenosová sústava a.s.
SET	Strategic Energy Technology Plan – Strategický plán pro energetické technologie
SWE	South Western Europe – Region jihozápadní Evropy
SZ	Subjekt zúčtování
TPA	Third Party Access – přístup třetích stran
TRM	Transmission Reliability Margin – spolehlivostní rezerva
TSO	Transmission System Operator – Provozovatel přenosové soustavy
TTC	Total Transmission Capacity – celková přenosová kapacita
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan – Desetiletý plán rozvoje sítě

ÚVOD

Důležitost elektrické energie pro lidstvo konstantně narůstá. Bez stálé možnosti připojení k elektrické síti si pohodlný život představit ani neumíme. Energetika tvoří živou část národního hospodářství a skutečnost, jakým výrazným způsobem zasahuje do všech oblastí našeho života, ukazuje její univerzální meziodvětvový charakter a její povahu jako komodita *sui generis*. Neskladovatelnost elektrické energie představuje velkou výzvu pro provozovatele přenosových soustav při zabezpečení stálé dostupnosti této cenné komodity. Synchronní propojení evropských elektroenergetických soustav umožňuje provozovatelům přenosových soustav spolupráci a možnost mezinárodní výpomoci v krizových situacích, avšak nese s sebou i řadu úskalí. Elektřina teče z místa výroby do místa jejího spotřeby cestou nejmenšího odporu. Nerespektuje státní hranice, což v propojené soustavě občas vede k značným nežádoucím kruhovým tokům, které ohrožují stabilitu celoevropské soustavy. Jak se zdá, dlouhodobé strategické cíle Evropské unie budovat nízkouhlíkovou energetiku a s tím související hromadná implementace obnovitelných zdrojů energie s nepřesnou predikcí výroby tento jev pouze zesilují. Přenesení elektřiny z těchto zdrojů, občas vzdálených od místa spotřeby, znamená velkou zátěž na přenosovou soustavu, která musí být v co nejbližší budoucnosti výrazně posílena, zejména v lokalitách, kde vznikají úzká hrdla.

Evropská komise vidí řešení ve vytváření vnitřního trhu s elektřinou, což znamená obchodní propojení trhů s elektřinou napříč celou panevropskou soustavou. Ukazuje se, že tento proces je o mnoho složitější, než se původně předpokládalo. Vývoj trhu s elektřinou je zdoluhavý proces, který začíná liberalizací trhu. Liberalizace v evropském kontextu začínala v devadesátých letech minulého století a v dnešní době už můžeme mluvit o plně liberalizovaném trhu v Evropě.

Ve své práci se budu zabývat procesem liberalizace evropského trhu s elektřinou, včetně toho českého, a vývojem legislativního rámce, který byl nezbytným předpokladem tohoto procesu. Dále se zaměřím na vytváření vnitřního trhu s elektřinou, v němž bylo v posledních letech dosaženo značných pokroků. Potřeba harmonizace přeshraničního obchodování s elektřinou nejprve vyvolala potřebu harmonizovat pravidla v této oblasti. Tato pravidla společného vnitřního trhu jsou shrnuta do tzv. kodexů sítě, které budou následně přepracovány do podoby závazných právních předpisů. Ve své práci uvádím již hotové kodexy sítě a kodexy, které jsou v různých fázích vývoje. Integrační proces evropských denních trhů s elektřinou dospěl do stadia, že ke dni odevzdání této práce působí na území Evropské unie dvě velké již propojené oblasti, které spojují velký počet integrovaných evropských denních trhů. Propojení trhů vyžaduje dostatečnou výši přeshraničních přenosových kapacit mezi oblastmi spolupráce. Ve své práci se

věnuji historickému vývoji obchodování s přeshraničními kapacitami a změnám vyvolaným propojením denních trhů.

K značným pokrokům v rámci propojení denních trhů s elektřinou právě došlo i v našem regionu. Spolupráce národních denních trhů České a Slovenské republiky začala již v roce 2009 a od té doby se rozšířila na dva další okolní státy. Od roku 2012 funguje propojený denní trh s elektřinou mezi státy Česka, Slovenska a Maďarska a v roce 2014 se k této spolupráci připojilo Rumunsko. Od toho okamžiku funguje v těchto zemích společný denní trh, který spojuje nabídky a poptávky všech čtyř národních trhů. Má-li být poptávka uspokojena nabídkou ze sousední oblasti, je zapotřebí dostatečná výše přeshraničních přenosových kapacit, které tyto oblasti propojují. V případě propojených trhů už nemusí být tato kapacita explicitně nakoupena, je automaticky (implicitně) přidělena v takové výši, která působí vyrovnání cen na jednotlivých trzích, avšak jen v případě, že přeshraniční kapacita je dostatečná. Tato implicitní alokace přeshraničních kapacit výrazně napomáhá k jejich efektivnímu využití, což je klíčovým faktorem ve vytvoření jednotného celoevropského trhu.

V poslední části práce se věnuji právě důsledkům propojení denních trhů s elektřinou výše zmíněných států, přičemž dopady zkoumám především z hlediska České republiky, a to vždy po jednotlivých krocích rozšíření působnosti projektu.

1. Legislativa EU a ČR v oblasti mezinárodního obchodu s elektřinou

1.1 Obecně o legislativních nástrojích EU

Evropská unie (dále jen EU nebo Unie) naplňuje své cíle stanovené v jejích Smlouvách pomocí několika různých právních aktů. Prameny primárního práva pocházejí ze zakládajících smluv, zejména ze Smlouvy o EU a Smlouvy o fungování EU. Níže popsané jednostranné akty jsou uvedeny v článku 288 Smlouvy o fungování EU a tvoří část sekundárního práva. Tyto akty se liší závazností i rozsahem platnosti z geografického hlediska. [1]

Nařízení

Je právně závazné a platí v celém svém rozsahu ve všech členských státech EU. Nemusí být implementováno do národních legislativ, platí v původním znění a je platné od okamžiku vydání Evropskou unií. [2]

Směrnice

Udává cíle EU, které všechny země EU musejí splnit do daného časového okamžiku. Každá země se může rozhodnout, jakým způsobem těchto cílů dosáhne. Obecně se implementují do jednotlivých národních legislativ pomocí novelizací stávajících zákonů, resp. vydáním nových. Konkrétní způsob implementace je členský stát povinen oznámit Evropské komisi (dále jen EK nebo Komise). [2]

Rozhodnutí

Je určeno konkrétnímu subjektu (společnosti nebo zemi EU) a je závazné. Je přímo použitelné, nemusí být zvláště implementováno do národní legislativy. [2]

Doporučení

Není závazné, orgány EU dávají tímto způsobem najevo svůj názor. Mohou navrhnout určité kroky, avšak neexistuje zákonná povinnost je naplnit. [2]

Stanovisko

Prostřednictvím stanoviska se daný orgán EU může vyjádřit k určité otázce, ale nezakládá zákonnou povinnost pro toho, komu je určeno. Může být vydáno hlavním orgánem EU (Evropský parlament, Evropská rada, EK) nebo některým výborem. Výbory vydávají stanoviska k návrhům během legislativního procesu. [2]

1.2 Jednotný evropský trh

Velkolepou snahou Evropské unie je vytvoření jednotného trhu, transformující celou EU do jednoho vnitřního trhu. Jak se vyvíjí globální energetický trh, vystupuje do popředí vzájemná energetická závislost sousedních zemí, ale bez harmonizované legislativy není možné dosáhnout konečného cíle, vytvoření jednotného evropského trhu s elektřinou. [3]

Vlády, regulátoři a subjekty trhu byli postaveni před velkou výzvou dlouho před prosazením jednotného evropského trhu. Jejím počátkem bylo definování společných cílů a souvisejících základních zásad. Proto nebyla cílem pouhá harmonizace regulace mezi členskými státy, ale stanovení základních předpokladů pro společný trh mezi jednotlivými členskými státy: průhlednost v regulaci a přiřazení cen, vytvoření podmínek pro hospodářskou soutěž mezi účastníky trhu a pro vstup nových subjektů na trh a možnost výběru dodavatele elektrické energie pro konečné zákazníky. Tvůrci legislativy a regulací stojí před úkolem definovat a implementovat průhlednost a výsledné otevření trhu. [3]

1.2.1 Jednotný trh a energetická legislativa

V této oblasti evropského integračního procesu musím zdůraznit nejednotnost v terminologii. Běžně se hovoří v odborných člancích i v evropských předpisech o jednotném, vnitřním a společném trhu ve stejné souvislosti, tyto termíny jsou chápány jako zaměnitelné.

Vytvoření jednotného evropského trhu s elektřinou již od začátku naráželo na velké překážky, z nichž hlavní byla neregulovaná monopolní situace v sektoru energetiky vyplývající ze strategického zájmu každého státu.

Společný trh, který vznikl v roce 1958 na základě Římské smlouvy, měl za cíl odstranit bariéry v obchodování mezi jednotlivými členskými státy a tím usnadnit hospodářský růst. „Jednotný evropský akt přijatý v roce 1986 začlenil do Smlouvy o Evropském hospodářském společenství cíl vytvořit vnitřní trh a definoval jej jako „prostor bez vnitřních hranic, v němž je zajištěn volný pohyb zboží, osob, služeb a kapitálu.“ [5]

1.2.2 Hospodářská soutěž

Jedním z nejvýznamnějších instrumentů EU pro podporu zavedení jednotného trhu je ochrana hospodářské soutěže. Soutěžní politika EU je zcela nadnárodní a prosoutěžní a vztahuje se jak na subjekty v soukromém podnikatelském sektoru, tak na vládní opatření členských států. Vymezení pravidel soutěžní politiky je součástí Smlouvy o fungování Evropské unie (Hlava VII-Kapitola 1).

Nejširší pravomoci v realizaci soutěžní politiky Unie má Evropská komise. Evropský parlament nezískal významnější pravomoci ani Lisabonskou smlouvou a je pouze konzultován. Komise má za úkol provádět monitoring a vyšetřování podezřelých případů, u kterých by mohlo dojít k porušení hospodářské soutěže, a v prokazatelných případech uděluje sankce. Má právo udělovat výjimky. [6]

Ochranu hospodářské soutěže v České republice institucionálně zajišťuje Úřad pro ochranu hospodářské soutěže. Hlavou úřadu je předseda, kterého jmenuje prezident republiky každých 6 let. Úřad spolupracuje s Evropskou komisí prostřednictvím Evropské sítě pro hospodářskou soutěž. [6]

1.3 Proces liberalizace v EU

Proces spočívá v postupném plynulém otvírání daného trhu určité oblasti podle předem definovaného postupu pomocí legislativních nástrojů.

Pro dosažení jednotného energetického trhu byly mezi roky 1996 a 2009 zavedeny tři po sobě jdoucí legislativní balíky v EU. Společným cílem tzv. energetických (liberalizačních) balíků bylo odstranění bariér pro vstup na trh, sjednocení legislativy a otvírání trhu pro spotřebitele, čímž měl být vytvořen tlak na ceny energií, především s cílem zvýšení konkurenceschopnosti evropského průmyslového sektoru.

1.3.1 První liberalizační směrnice

Liberalizace sektoru elektroenergetiky začínala přijetím první liberalizační směrnice o společných pravidlech vnitřního trhu s elektřinou č. 1996/92/ES, týkající se obecných pravidel pro vnitřní trh s elektřinou v EU. Směrnice nabyla účinnosti 19. 2. 1997 a měla být integrována do národní legislativy členských států do stanové lhůty 19. 2. 1999, s výjimkou Belgie a Irska (lhůta o jeden rok delší) a Řecka (lhůta o čtyři roky delší). [7]

Balík definoval dohodu o základních principech vnitřního energetického trhu, způsob přístupu třetích stran k přenosové síti (princip TPA¹) a otvírání trhů pro zákazníky, avšak neotevřel možnost konkrétní a efektivní regulace. Nejsou v něm zahrnuta prakticky žádná opatření, která by mohla být vymáhatečná. [4]

1.3.2 Druhý liberalizační balík

Brzy poté, co první balíček vstoupil v platnost, se začalo diskutovat o zrychlení realizace vnitřního trhu. Politická dohoda o hlavním obsahu druhého energetického balíčku se realizovala mezi ministry členských států 25. 11. 2002. O zbývajících podrobnostech jako časový harmonogram povinného otevření

¹ Z anglického Third Party Access

trhu bylo rozhodnuto v únoru 2003. Nakonec Evropský parlament návrhy odsouhlasil a nový balíček ve formě směrnice č. 54/2003/ES a nařízení č. 1228/2003/ES vstoupily v platnost 4. 8. 2003. [4]

Rozhodující změny a zlepšení vůči prvnímu balíčku jsou: [7]

- konkrétní časový harmonogram otevření trhů s elektřinou a plynem,
- zjednodušení povolovacího řízení pro menší výrobce – cílem bylo rozvinout konkurenci ve výrobě elektrické energie,
- právní oddělení systémových operátorů od obchodu a výroby,
- vznik nezávislého regulátora,
- oddělení dodavatelů elektřiny od PDS.

Z hlediska přeshraničního obchodu s elektřinou byl tento druhý balíček revoluční. Součástí tohoto energetického balíčku tvořilo nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 1228/2003 ze dne 26. června 2003 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou, v němž byl nejprve definován nediskriminační přístup k přeshraničním přenosovým kapacitám formou aukcí.

Jak se předpokládalo ve směrnici z roku 2003, Evropská komise vydala zprávu o implementaci směrnic před 1. 1. 2006. Zpráva je jasná v tom, čeho bylo dosaženo, a zdůrazňuje nedostatky, kdy členské státy nedodržely lhůtu pro implementaci směrnic.

Hlavní nedostatek se projevil v nedostatečné integraci mezi jednotlivými národními trhy. Klíčovým ukazatelem v této oblasti je absence cenové konvergence elektrické energie v EU a nízká úroveň přeshraničního obchodu. Hlavním důvodem zpoždění byl nedostatek přeshraničních přenosových kapacit, což je výrazným limitujícím faktorem obchodování i v současnosti. [4]

Stát	Forma oddělení	Stát	Forma oddělení
Rakousko	právní unbundling	Švédsko	vlastnický unbundling
Belgie	právní unbundling	Spojené království	vlastnický unbundling
Dánsko	vlastnický unbundling	Norsko	vlastnický unbundling
Finsko	vlastnický unbundling	Estonsko	právní unbundling
Francie	právní unbundling	Lotyšsko	právní unbundling
Německo	právní unbundling	Litva	vlastnický unbundling
Řecko	právní unbundling	Polsko	právní unbundling
Irsko	právní unbundling	Česká republika	vlastnický unbundling
Itálie	vlastnický unbundling	Slovensko	právní unbundling
Lucembursko	právní unbundling	Maďarsko	vlastnický unbundling
Nizozemsko	vlastnický unbundling	Slovinsko	vlastnický unbundling
Portugalsko	právní unbundling	Kypr	odchylka od ustanovení
Španělsko	vlastnický unbundling	Malta	odchylka od ustanovení

Tabulka č. 1 - Stav oddělení provozovatelů přenosových soustav od výrobců v členských státech EU v roce 2005 [4]

1.3.3 Třetí liberalizační balík

Třetí energetický balík měl za úkol dokončit proces liberalizace v sektoru elektroenergetiky. Jedná se o balíček, který je sestaven ze dvou směrnic a z tří nařízeních. Níže jsou jednotlivé právní akty, které se týkají elektroenergetiky, blíže popsány.

Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o zrušení směrnice 2003/54/ES (ze dne 13. 7. 2009)

Nejvýznamnějším ustanovením je povinnost provedení vlastnického unbundlingu, tj. oddělit přenosovou a distribuční soustavu od výrobců elektrické energie. Způsob oddělení si mohly členské státy samy zvolit, možnosti byly následující: [8]

- Striktní vlastnické oddělení výroby elektrické energie od distribuce (ownership unbundling) – Žádná distribuční firma se nemůže zároveň věnovat výrobě elektrické energie. [8]
- Vznik nezávislého provozovatele soustavy (ISO²) – V tomto modelu výroba a přenos může patřit pod stejnou firmu, avšak řízení, údržbu a investice do rozšíření přenosové soustavy musí řídit nezávislá organizace. Tato instituce, která je vytvořena vládou daného státu, převezme kontrolu nad obchodními a investičními aktivitami. Obecně se jedná o oddělení vlastnictví infrastruktury od samotného provozování soustavy. [8]
- Vznik nezávislého operátora přenosové sítě (ITO³) – tzv. německo-francouzská varianta. Výroba a přenos mohou patřit jedné společnosti, avšak je nezbytné založit dceřinou společnost, která bude plnit funkci nezávislého operátora přenosové soustavy. Výroba je soustředěna v mateřské společnosti, která nemůže zasahovat do běžného řízení společnosti dceřiné. Pravomocí výrobce zůstává schválení finančního plánu ITO a stanovení stropu zadluženosti dceřiné společnosti. Tento model podléhá řadě omezujících opatření a přísnému dozoru národního regulačního orgánu. [8]

Dalším důležitým bodem návrhu je posílení vnitrostátních regulačních orgánů, hlavně jejich nezávislosti a pravomocí. Současně předpokládá spolupráci regulačních orgánů s Agenturou pro spolupráci energetických regulačních orgánů. Členské státy musely implementovat směrnici 2009/72/ES do národní legislativy do 3. 3. 2011.

² Z anglického Independent System Operator

³ Z anglického Independent Transmission System Operator

Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 713/2009, kterým se zřizuje Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ze dne 13. 7. 2009)

Nařízení zřizuje agenturu ACER⁴, která má za úkol provádět regulační úkoly týkající se spolupráce provozovatelů přenosových soustav na evropské úrovni a poskytovat rámec pro spolupráci národních regulačních orgánů. Agentura by dále měla plnit úkol obecného poradenství ve vztahu k EK. O činnosti ACER se více dočtete v kapitole 2.3.1. [9]

Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 714/2009, kterým se mění nařízení (ES) č. 1228/2003 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou

Podle názoru EK by nařízení mělo vést k účinnější spolupráci provozovatelů přenosových soustav. Mělo by dojít k vytvoření Evropské sítě provozovatelů přenosových soustav elektřiny (dále jen ENTSO-E⁵). Nařízení definuje pravidla pro řízení přetížení a přístupu k přeshraničním přenosovým kapacitám. Nařízení se dále věnuje otázce bezpečnosti dodávek elektřiny a zvýšení transparentnosti trhu. O činnosti ENTSO-E se více dočtete v kapitole 2.3.2. [10]

1.3.4 Lisabonská smlouva

Lisabonská smlouva pozměňující Smlouvu o Evropské unii a Smlouvu o založení Evropského společenství (dále jen Lisabonská smlouva) je mezinárodní smlouva, která měla za cíl reformovat instituce Evropské unie a byla podepsána 13. 12. 2007 v Lisabonu. [11]

Česká republika ratifikovala smlouvu jako posledním z členských států. K tomu došlo až 3. 11. 2009 a smlouva vstoupila v platnost 1. 12. 2009. [4]

Podle druhého článku Lisabonské smlouvy: *„Unie vytváří vnitřní trh. Usiluje o udržitelný rozvoj Evropy, založený na vyváženém hospodářském růstu a na cenové stabilitě, vysoce konkurenceschopném sociálně tržním hospodářství směřujícím k plné zaměstnanosti a společenskému pokroku a na vysokém stupni ochrany a zlepšování kvality životního prostředí.“*

Až v roce 2010, kdy Lisabonská smlouva vstoupila v platnost, získala Evropská unie částečnou pravomoc v oblasti energetiky podle článku 176a, paragraf 1: *„V rámci vytváření a fungování vnitřního trhu a s přihlédnutím k potřebě chránit a zlepšovat životní prostředí má politika Unie v oblasti energetiky v duchu solidarity mezi členskými státy za cíl: a) zajistit fungování trhu s energií; b) zajistit bezpečnost dodávek*

⁴ Z anglického Agency for the Cooperation of Energy Regulators

⁵ Z anglického European Network of Transmission System Operators in Electricity

energie v Unii; c) podporovat energetickou účinnost a úspory energie jakož i rozvoj nových a obnovitelných zdrojů energie; a d) podporovat propojení energetických sítí.“

Lisabonská smlouva znamenala výrazné posílení pravomocí EU. Tato smlouva vymezila oblasti působení výlučné pravomoci Unie, tedy oblasti, kam není dovoleno členskými státy bez souhlasu Unie vůbec vstupovat. Dále vymezuje oblast sdílených pravomocí, kde je nadnárodní pravomoc sdílená s tou národní. Od zavedení Lisabonské smlouvy patří oblast ochrany hospodářské soutěže k výlučným pravomocím Unie. Tato oblast pochopitelně úzce souvisí s vývojem IEM, patří sem mimo jiné ochrana vůči kartelovým dohodám, oblast poskytování veřejných podpor a zadávání veřejných zakázek.

Směrnici pro vnitřní trh s elektřinou v EU č. 2009/72/ES ukotvila EU princip regulovaného přístupu k sítím (rTPA⁶) jako základní model trhu s elektřinou. Tento základní princip byl implementován i do české legislativy energetickým zákonem a vyhláškou o pravidlech trhu s elektřinou. [12]

1.4 Liberalizace české elektroenergetiky a její právní rámec

Začátky liberalizace české energetiky bych spojil s datem vydání zákona č. 458/2000 Sb. ze dne 28. listopadu 2000 o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (dále jen energetický zákon). Poslední novelizace zákona nabyla účinnosti 1. 1. 2016. Zákon byl reakcí ČR na první energetický balíček EU. V tom období ČR ještě nebyla členem EU, ale už probíhala přístupová jednání. Liberalizace energetiky v ČR se řídila tímto zákonem, podle kterého byl v roce 2001 založen Energetický regulační úřad (dále jen ERÚ). Pro konečného zákazníka znamená liberalizace energetiky možnost volby dodavatele elektřiny. Z legislativního hlediska se jedná o proces přechodu chráněného zákazníka na zákazníka oprávněného. Pro některé spotřebitele trval tento proces výrazně delší dobu a měl následující časový odstup:

- 1. 1. 2002 – jsou oprávnění zákazníci se spotřebou vyšší než 40 GWh ročně
- 1. 1. 2003 – jsou oprávnění zákazníci se spotřebou vyšší než 9 GWh ročně
- 1. 1. 2004 – jsou oprávnění zákazníci s průběhovým měřením kromě domácností
- 1. 1. 2005 – všichni koneční zákazníci kromě domácností
- 1. 1. 2006 – všichni koneční zákazníci – trh se stal plně otevřeným

Jak již bylo popsáno v předchozí části práce, třetí liberalizační balíček Unie vyžadoval zavedení unbundlingu. Česká republika, která se stala členským státem Unie dne 1. 5. 2004, se rozhodla oddělit výrobu elektřiny od její distribuce úplným vlastnickým oddělením. Většina výrobních kapacit je v rukou

⁶ Z anglického regulated Third Party Access

společnosti ČEZ a. s., přičemž přenosovou soustavu řídí společnost ČEPS a. s. (dále jen ČEPS). V obou firmách má majoritní podíl stát.

Nyní bych se zaměřil na ty právní akty, které tvoří základní rámec elektroenergetiky včetně obchodování s elektřinou v ČR.

Páteř energetické legislativy ČR tvoří již zmíněný energetický zákon spolu s prováděcími předpisy ve formě vyhlášek. Tyto vyhlášky vydává Ministerstvo průmyslu a obchodu České republiky (dále jen MPO) a ERÚ, a tak mají zásadní vliv na fungování sektoru elektroenergetiky jako celku. Působnost energetického zákona zastřešuje mimo elektroenergetiku i další dvě energetická odvětví, totiž plynárenství a teplárenství. V dalším výkladu se zaměřím na jednotlivé klíčové aspekty energetického zákona, jimiž jsou:

- podnikání v elektroenergetice je vázáno na získání licencí na činnost povahy podnikání – tyto činnosti jsou blíže popsány v kapitole č. 2.1,
- práva a povinnosti jednotlivých účastníků trhu s elektřinou
- specifické záležitosti elektroenergetiky – mj. standardy kvality⁷, neoprávněné odběry, přístup třetích stran k sítím⁸, ochranná pásma vedení, stav nouze, dodavatel poslední instance⁹, řešení sporů mezi účastníky trhu
- definice účastníků trhu, kteří podléhají cenové regulaci¹⁰ – cenová rozhodnutí jsou vydávána ERÚ, který je dozorovým a kontrolním orgánem pro energetický zákon
- zavedení povinnosti oddělení přenosu elektřiny od relevantních komoditních činností, které by mohly vyvolat konflikt zájmů – unbundling v souvislosti se třetím liberalizačním balíčkem

Energetický zákon prošel v průběhu své platnosti velkým počtem novelizací, což bylo způsobeno především tím, že evropská legislativa musela být interpretována do české národní legislativy.

Dalšími zákony s velkým dopadem do elektroenergetiky jsou mimo jiné zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů a zákon č. 406/2000 Sb. o hospodaření s energií. S ohledem na zaměření této práce se s těmi zákony nebudu blíže zabývat. Pozornost čtenáře bych chtěl raději nasměřovat na vyhlášku, která definuje pravidla trhu s elektřinou v ČR. Touto vyhláškou byla do nedávné minulosti 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, která

⁷ Blíže se tomuto tématu věnuje prováděcí vyhláška č. 540/2005 Sb. o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb

⁸ Prováděcí vyhláška č. 51/2006 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě

⁹ Je to nástroj ochrany odběratele v případě, že jeho původní dodavatel pozbyl oprávnění nebo možnost dodávat elektřinu (plyn)

¹⁰ Cenové regulaci se podrobněji věnuje prováděcí vyhláška č. 140/2015 Sb. o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství

byla s účinností od 1. 1. 2016 zrušena vyhláškou č. 408/2015 Sb. ze dne 23. 12. 2015 o Pravidlech trhu s elektřinou.

Tato vyhláška upravuje především následující záležitosti: [13]

- „podmínky přístupu k přenosové soustavě a distribuční soustavě a způsoby řešení nedostatku kapacit v elektrizační soustavě“,
- „postupy a podmínky přenesení a převzetí odpovědnosti za odchylku“,
- „termíny pro předávání údajů pro vyhodnocování odchylek a vyúčtování dodávek elektřiny“,
- „pravidla organizace krátkodobého trhu s elektřinou a vyrovnávacího trhu s elektřinou včetně způsobů jejich vypořádání“,
- „postup při změně dodavatele elektřiny“,
- „postup při zajištění dodávky elektřiny dodavatelem poslední instance“,
- „zveřejňování informací operátorem trhu“,
- „způsob a termíny předávání údajů mezi účastníky trhu s elektřinou pro vyúčtování regulovaných cen“,
- „způsob a termíny účtování a hrazení regulovaných cen mezi účastníky trhu s elektřinou“,
- „způsob informování výrobce povinně vykupujícím nebo vykupujícím o dosažení záporné ceny na denním trhu s elektřinou a o situaci, kdy nedojde k sesouhlasení nabídky a poptávky elektřiny na denním trhu“.

1.5 Strategie EU v oblasti energetiky

Cílem liberalizace bylo přinést do odvětví konkurenci a tím i tlak na snížení ceny pro konečné zákazníky. Tyto cíle podporoval i 3. energetický balíček, který byl přijat v červenci 2009 a zavedl povinný unbundling, tj. oddělení vlastnictví výrobní a přenosové infrastruktury. Podle EK by toto opatření mělo přinést investice do energetické infrastruktury. Než byl unbundling zaveden, jednotlivé energetické společnosti působily pouze na území daného státu jako národní monopoly. Unbundling vedl k tomu, že dřívější národní energetické společnosti mohly vstoupit na mezinárodní trh. K expanzi energetických společností na nadnárodní úroveň vedly i velké cenové rozdíly panující mezi státy.

Společnosti, které měly levnější energetický mix a mohly vyrábět elektřinu za nižší cenu než zahraniční konkurenti, se stali exportéry. Naopak, společnostem s drahými zdroji výroby elektřiny se vyplatilo dovážet elektřinu z okolních zemí od levnějšího konkurenta, kterou pak prodaly na domácím trhu. To byly počátky vzniku přeshraničního obchodu s elektřinou. Přeshraniční obchod s elektřinou nezřídka

narází na technické omezení ve formě omezených přenosových kapacit mezi jednotlivými státy. Existují i státy, např. státy Beneluxu, které mají se sousedy dostatečně silné propojení a nedostatečná přeshraniční přenosová kapacita pro ně problém neznámá.

Skutečnost, že elektrický proud neteče podle nasmlouvaných kontraktů, ale vždy cestou nejmenšího odporu, mnohdy vytváří přetížení na přeshraničních profilech. K docílení bezpečnosti provozu celé propojené elektrizační soustavy musel být vytvořen algoritmus, podle kterého budou dostupné kapacity mezistátních profilů určeny tak, aby nedošlo k jejich přetížení. Pomocí procesu market coupling chce EU zajistit vytvoření jednotného energetického trhu. Toto bylo jedním z hlavních cílů energetické unie.

1.5.1 Energetická unie

Hlavním důvodem založení Energetické unie byla plynová krize v roce 2009 a z ní vyplývající zranitelnost dodávek energií. Myšlenka se zrodila v hlavě tehdejšího premiéra Polska, Donalda Tuska, který je v současnosti¹¹ předsedou Evropské rady. Původní myšlenka Donalda Tuska o plošném nákupu zemního plynu byla Německem odmítnuta, protože by byla v rozporu s liberalizací trhu s plynem. Působnost Energetické unie byla časem rozšířena a k původnímu cíli, jímž bylo zabezpečení dodávek energií, přibýly ještě následující dimenze: plně integrovaný evropský trh s energií, energetická účinnost přispívající ke zmírnění poptávky, dekarbonizace energetiky, výzkum, inovace a konkurenceschopnost. [14]

1.5.1.1 Bezpečnost dodávek energie, solidarita a důvěra

Zajištění cenově dostupné energie pro evropské občany je podle Energetické unie možné pomocí diverzifikace energetických zdrojů, dodavatelů a tras a bezpečnost dodávek lze zvýšit jednak vybudováním jižního koridoru, aby mohl být uskutečněn import středoasijského zemního plynu, jednak zřízením uzlů zkvapalněného zemního plynu (LNG¹²) v severní a východní Evropě a přípravou středomořského plynárenského uzlu. V případě výpadku dodávky musí být posílena spolupráce mezi členskými státy ve jménu solidarity a společného zájmu, jak zdůraznila zpráva EK z roku 2014 o schopnosti krátkodobě čelit výpadkům dodávek v odvětví plynu (KOM/2014/654).

Musí být zvýšena transparentnost dodávek plynu a mezivládních dohod, hlavně v případě dohod s třetími stranami mimo EU. Základem transparentnosti je rozhodnutí EK, kterým se zavádí mechanismus

¹¹ Od 1. 12. 2014

¹² Z anglického Liquefied Natural Gas

výměny informací o mezivládních dohodách mezi členskými státy a třetími zeměmi v oblasti energetiky (EU/2012/994).

1.5.1.2 Plně integrovaný vnitřní trh s energií

Současné přeshraniční propojení v rámci EU nestačí k řádnému fungování jednotného trhu s energií. Komise urychlila investice do infrastruktury pomocí projektů společného zájmu a finanční prostředky budou poskytovány z fondu EU zvaného EFSI¹³. Tyto projekty musí zajistit, aby se do roku 2020 členské státy dostaly nad stanovenou mez, jíž je posílení přeshraničních přenosových kapacit na úrovni 10 % celkového instalovaného výkonu daného státu. Tento cíl je minimálním požadavkem k dosažení funkčního vnitřního trhu a do roku 2030 by toto mezistátní propojení mělo vzrůst na 15 %. Podle investičního plánu pro Evropu (KOM/2014/903) vyžaduje přechod na udržitelnější energetický systém investici přibližně 200 miliard EUR ročně do výroby, sítí a opatření energetické účinnosti. V současnosti tyto prostředky poskytují Evropská investiční banka, Nástroj pro propojení Evropy a evropské strukturální a investiční fondy. [14]

Dále budou vytvořena regionální operační střediska pro plánování a řízení přeshraničních toků elektřiny. Je potřeba jednotná a stálá regulace pro všechny členské státy a v oblasti energetiky by ji měla v budoucnu zajišťovat agentura ACER, jejíž pravomoci musí být posíleny. ACER by měla pomoci při dokončení implementace třetího liberalizačního balíčku, ve kterém je stanoveno přijetí kodexů sítě za účelem harmonizace toku elektřiny mezi různými přenosovými soustavami. Podle dlouhodobých plánů EK by mělo dojít k reformě trhu s elektřinou a k propojení velkoobchodu a maloobchodu. [14]

Toto opatření by mělo vést k účasti spotřebitelů na trhu, hlavně prostřednictvím řízení poptávky. Plně fungující vnitřní trh s energií by měl poskytovat správné investiční signály, aby kapacitní mechanismy již nebyly tak potřebné. Možnost snížení nákladů konečných zákazníků vidí EK i v použití inteligentních měřičů a bude usilovat o jejich široké uplatnění. Podle zprávy „Srovnání zavádění inteligentního měření v zemích EU-27 s důrazem na elektřinu“ (KOM/2014/356) by inteligentní měřiče měly přispívat k flexibilnějšímu využívání energie.

1.5.1.3 Energetická účinnost

Podle zásady, že nejlevnější energií je ta, kterou nemusíme vyrobit, EK zdůrazňuje potřebu zavedení úsporných opatření hlavně v odvětvích stavebnictví a dopravy. Největší část poptávky po energii tvoří vytápění a chlazení, pro tyto účely se využívá většina zemního plynu. Má-li být využit potenciál energeticky účinných budov, musí členské státy přijmout opatření, a to zejména na místní a regionální

¹³ Z anglického European Fund for Strategic Investments

úrovni. S cílem zajistit větší účinnost při spotřebě energie EU zavedla celosvětově jedinečný soubor opatření. Předpisy o označování energetické účinnosti a ekodesignu zajišťují, že spotřebitelé mohou při volbě spotřebičů energie učinit informovaná rozhodnutí.

1.5.1.4 Dekarbonizace hospodářství

Samotná doprava představuje zhruba třetinu konečné spotřeby energie v Evropě. V zájmu dosažení vyšší energetické účinnosti je potřeba, aby standardy pro emise CO₂ byly nadále zpřísněny nejen pro osobní automobily, čímž by došlo k úspěšné internalizaci vnějších nákladů. Dopravní prostředky v současnosti využívají především ropné produkty. Základy transformace dopravního systému vidí Evropský parlament a Evropská rada v intenzivnějším využívání alternativních paliv, a proto v zájmu rozšíření nezbytné infrastruktury, tj. čerpacích a dobíjecích stanic, vydala 22. října 2014 směrnici o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva (EU/2014/94). EU také bojuje s emisemi skleníkových plynů v rámci systému EU ETS a možnost dekarbonizace energetiky vidí také v rozšíření technologie skladování CO₂.

1.5.1.5 Výzkum a inovace

Pokud se EU chce stát světovým lídrem v oblasti obnovitelných zdrojů energie, musí v této oblasti i v oblasti skladování energie pochopitelně stát v čele výzkumu budoucích technologií, bez něhož využití energie z obnovitelných zdrojů s nepřesně předvídatelnou dodávkou není ve větším měřítku možné. Výzkum a vývoj bude podle návrhu podporován pomocí dotačních programů a rámcové vzájemné koordinace. Měl by být zaměřen hlavně na možnosti zvýšení energetické účinnosti, na zefektivnění a zlevnění technologií obnovitelných zdrojů a v neposlední řadě na vývoj systémů ukládání oxidu uhličitého – CCS¹⁴. Výzkum musí také pokrýt oblasti, jako jsou inteligentní sítě, jaderná energetika či zefektivnění dopravních systémů.

Dne 25. 2. 2015 EK zveřejnila balíček opatření k Energetické unii s názvem Rámcová strategie k vytvoření odolné energetické unie s pomocí progresivní politiky v oblasti změny klimatu.¹⁵ Tento dokument podrobně popisuje cíle Energetické unie a v příloze dokumentu s názvem Plán vytváření Energetické unie¹⁶ je popsán časový harmonogram příslušných opatření pro dosažení těchto cílů.

Dne 15. 6. 2015 EK předložila v rámci plnění strategie energetické unie první návrhy, které by měly „změnit postavení spotřebitelů energie, zahájit přebudování evropského trhu s elektřinou, modernizovat označování energetické účinnosti a revidovat systém EU ETS pro obchodování s emisemi“. [15]

¹⁴ Z anglického Carbon Capture and Storage

¹⁵ [http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0019.01/DOC_1&format=PDF]

¹⁶ [http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0019.01/DOC_2&format=PDF]

Dále bych se zaměřil hlavně na ty aspekty, které úzce souvisejí s problematikou této práce, přesněji na transformaci trhu s elektřinou.

Hlavním cílem nové struktury je uspokojení závazků EU v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030, čímž by se EU stala světovou špičkou v oblasti obnovitelných zdrojů. Nutností je integrace spotřebitelů elektřiny do trhu takovým způsobem, aby mohli elektřinu kupovat i prodávat. [15]

Zvýšená flexibilita trhu by měla spotřebitelům dát možnost, aby mohli aktivně přizpůsobit svou spotřebu cenám na trhu v reálném čase (co nejbliže reálnému času) na základě důvěryhodných informací o porovnání cen. Trh se musí stát flexibilnějším, neboť úspěšná integrace obnovitelných zdrojů do trhu vyžaduje, aby výrobci, dodavatelé a obchodníci měli možnost obchodovat co nejbliže k reálnému času, kdy jsou odhady počasí, a tedy i objemů výroby z obnovitelných zdrojů přesnější. Dále se EK chce zaměřit na rozšíření elektrizační soustavy a zefektivnění využití již existujících přenosových linek, a to hlavně proto, aby zesílila přeshraniční hospodářská soutěž, a tím se zlepšilo fungování vnitřního trhu s elektřinou. Dalším cílem je zrušení regulovaných cen a neefektivních podpor, aby trh vysílal správné signály pro investory.

1.5.2 Evropská strategie energetické bezpečnosti

Jedním z vážných problémů je závislost EU na externích dodávkách energetických surovin. V současnosti EU importuje více než polovinu potřebných energetických surovin za cca 400 EUR mld. ročně. Tato závislost je rozhodující hlavně u surové ropy (více než 90 %) a zemního plynu (66 %) – šest členů EU (Bulharsko, Estonsko, Finsko, Lotyšsko, Litva a Slovensko) je 100% závislých na dovozu plynu z Ruska. [16]

Tato závislost představuje velké nebezpečí výpadku dodávky z důvodu politických nebo obchodních sporů nebo při selhání infrastruktury. To ukázala i plynová krize v roce 2009, která vznikla kvůli sporu mezi Ruskem a Ukrajinou. V důsledku této krize EK vydala v květnu 2014 sdělení (KOM/2014/0330) o evropské strategii energetické bezpečnosti. Tato strategie řeší zabezpečení stabilní a dostatečné dodávky energie evropským občanům. Závěry této strategie zdůrazňují důležitost dosažení klimatických cílů do roku 2030, hlavně v oblasti energetických úspor. Doporučuje diverzifikaci dodavatelů energetických surovin a vybudování spolehlivějších obchodních vztahů se současnými partnery. Mimo jiné zdůrazňuje důležitost solidarity v krizových situacích a doporučuje rozšíření infrastruktury, aby v takových situacích mohlo dojít k zabezpečení dodávky postižené oblasti z jiných zemí EU.

1.5.3 Energetické strategie EU

Základem boje proti klimatickým změnám je podle EU odklon od tradiční energetiky s fosilními palivy a zvyšování účinnosti energetických systémů. Tyto cíle má podpořit i Energetická unie. Má zabezpečit volný tok elektrické energie mezi státy EU a integraci energetických trhů v celé EU do společného vnitřního trhu s elektřinou. Pro pružnost systému je za potřebí vybudování dalších přeshraničních kapacit a posílení vnitrostátních přenosových linek. Pro docílení dlouhodobých cílů vytvořila EU dílčí soudržné strategie s výhledem na kratší období. Tyto záměry jsou zformulovány pro roky 2020, 2030 a 2050. [16]

1.5.3.1 Energetická strategie 2020

Tato strategie definuje cíle mezi roky 2010 a 2020 a vytyčuje následující zásady: [19]

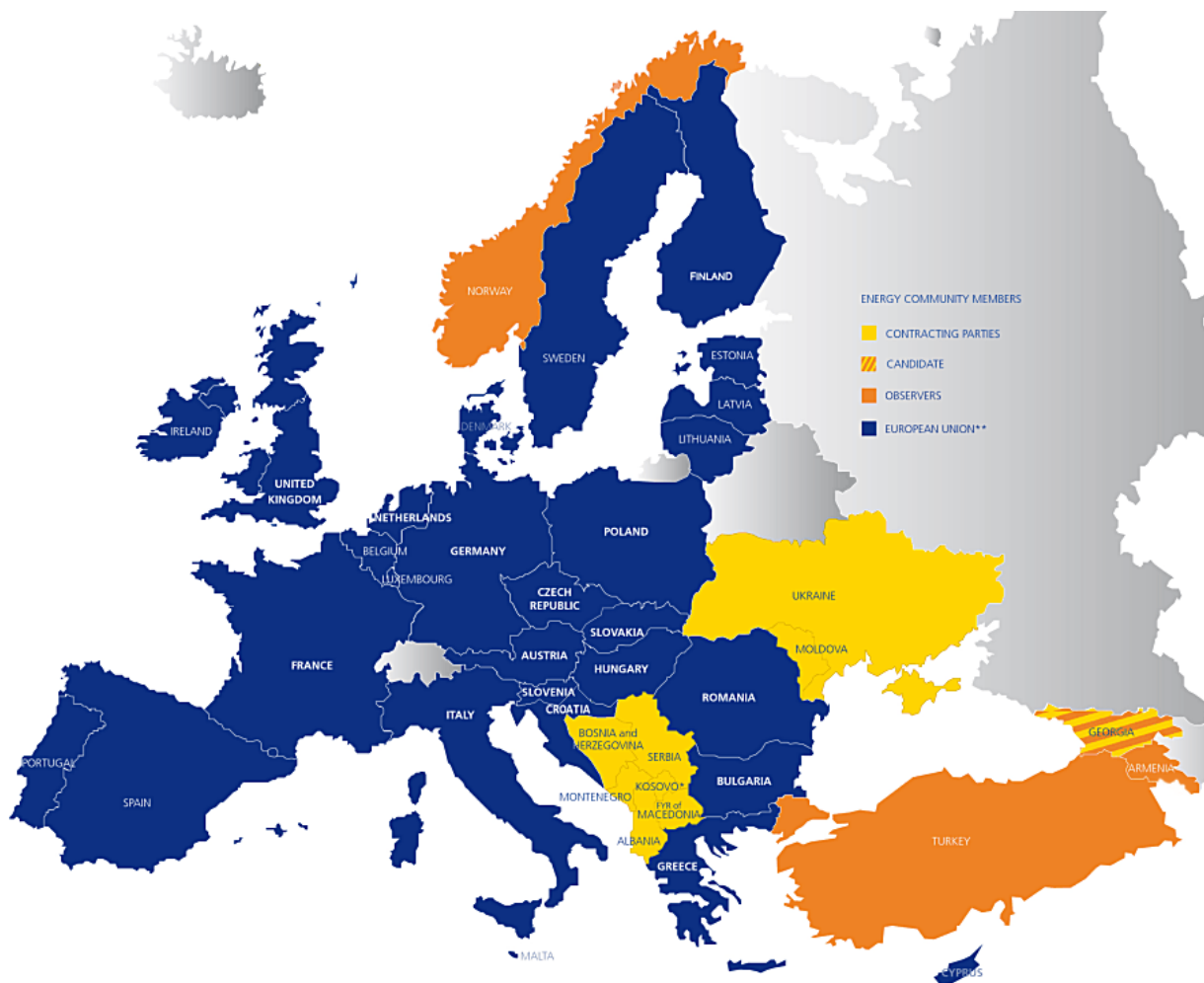
- snížení produkce skleníkových plynů nejméně o 20 %,
- zvýšení podílu obnovitelných zdrojů v celoevropském energetickém mixu nejméně na 20 % celkové spotřeby,
- zvýšení energetické účinnosti nejméně o 20 % neboli zvýšení energetických úspor o 20 %.

K dosažení těchto cílů by měla vést následující opatření:

- urychlení investic do energeticky úsporných opatření, jako jsou rekonstrukce veřejných budov, systém označování (energy labelling) či požadavek na Eco-design energeticky náročných produktů,
- posílení postavení konečných zákazníků na trhu zjednodušením změny dodavatele a monitorování spotřeby,
- implementace strategického plánu pro energetické technologie – SET¹⁷, který by měl urychlit rozvoj nízkouhlíkových technologií a smart gridů a dokončit transformaci energetického trhu,
- vybudování dobrých vztahů s hlavními externími dodavateli energetických surovin přes organizaci Energetické společenství, které má za úkol rozšířit energetické cíle, neboli *„acquis communautaire“*¹⁸ Evropské unie do třetích zemí mimo EU. Členské státy energetického společenství jsou znázorněny na obrázku níže.

¹⁷ Z anglického Strategic Energy Technology Plan

¹⁸ Právní řád Evropské unie



Obrázek č. 1 – Členové organizace Energy Community [20]

1.5.3.2 Energetická strategie 2030

Cíle jsou určeny na základě důkladných ekonomických analýz, které určují, jak efektivně dosáhnout dekarbonizace energetiky do roku 2050. Tuto strategii by měli podpořit investoři, a to investicemi do nízkouhlíkových technologií a elektroenergetické infrastruktury. Z hlediska EU se náklady vynaložené na dosažení cílů výrazně neliší od těch, které by měly být v blízké budoucnosti vynaloženy na potřebné obnovení zastaralé elektrizační soustavy. [21]

Hlavní cíle do roku 2030:

- 40% pokles v produkci skleníkových plynů ve srovnání s rokem 1990,
- nejméně 27% podíl obnovitelných zdrojů v konečné spotřebě,

- nejméně 27% úspora energie ve srovnání se scénářem business-as-usual podle emisního scénáře IPCC¹⁹.

K dosažení cílů by měly vést následující zásady:

- reforma v systému obchodování s emisními povolenkami (EU ETS),
- nové indikátory konkurenceschopnosti a bezpečnosti energetického systému, v podobě cenových rozdílů oproti majoritnímu obchodnímu partnerovi, diverzifikace dodávek, zatížení přeshraničních kapacit mezi státy EU,
- nový systém řízení na základě národních plánů pro konkurenceschopnou, bezpečnou a udržitelnou energetiku. Tyto plány by pak podléhaly běžnému schvalovacímu procesu EU. Měly by zabezpečit větší jistotu investorům i lepší transparentnost a posílit provázanost a koordinaci v energetických politik jednotlivých členských států.

1.5.3.3 Energetická strategie 2050

EU stanovila dlouhodobý cíl v redukcí skleníkových plynů do roku 2050 na úroveň 80 až 95 % v porovnání s rokem 1990. Sdělení EK z 15. prosince 2011, Energetický plán do roku 2050 (KOM/2011/0885), zkoumá možnosti přechodu energetického systému do stavu, který bude srovnatelný s dlouhodobými cíli EU při zachování konkurenceschopnosti a bezpečnosti dodávek na trhu. Komise zdůrazňuje potřebu nových investic do nízkouhlíkových technologií, obnovitelných zdrojů, úsporných opatření a energetické infrastruktury. K dosažení požadovaného stavu do roku 2050 mohou vést čtyři hlavní cesty: energetická efektivnost (nejen účinnost, ale i úsporná opatření), obnovitelné zdroje energie, jaderná energie, zachycování a skladování oxidu uhličitého. Na základě analýzy sedmi možných scénářů do roku 2050, které byly vytvořeny kombinací těchto čtyř cest. Komise došla k následujícím závěrům: [22]

- z dlouhodobého pohledu jsou veškeré scénáře dosahující cíle v redukcí emisí levnější než pokračování podle současné energetické politiky, takže dekarbonizace energetiky je technicky i ekonomicky realizovatelná,
- bez ohledu na složení konkrétního energetického mixu je zvýšení podílu obnovitelných zdrojů a zefektivnění využití energie vždy rozhodujícím faktorem v dosažení konečného cíle,
- značná investice do zastaralé energetické infrastruktury je nezbytná v horizontu 30 až 40 let a náhrada nízkouhlíkovými technologiemi je výhodnější než další změny technologií v budoucnosti. Podle IEA²⁰ budou investice do energetického sektoru po roce 2020 až 4,3 krát dražší než před ním,

¹⁹ Z anglického Intergovernmental Panel on Climate Change

²⁰ Z anglického International Energy Agency

- celoevropský přístup ke klimatickým problémům se jeví jako levnější a bezpečnější v porovnání s oddělenými opatřeními jednotlivých členských států. K dekarbonizaci by mělo dojít s využitím plného potenciálu vnitřního trhu.

Pravidelně se provádí projekce trendů do roku 2050 upřesňující možnosti dopadu podle aktuálních informací a vývoje v elektroenergetice.

2 Účastníci trhu s elektřinou a jejich rizika na trhu

Účastníky trhu s elektřinou v ČR lze rozdělit do třech podkategorií podle toho, jestli tvoří součást toku energií nebo toku peněz neboli obchodu. Subjekty, které účastní přímo na fyzickém toku elektřiny i obchodu jsou: výrobci, provozovatel přenosové soustavy, provozovatel distribuční soustavy a zákazníci. Dále existují subjekty, které hrají roli pouze v obchodování, jsou to obchodník s elektřinou a operátor trhu s elektřinou. Do třetí kategorie patří účastníci, kteří se nepodílí ani na obchodu ani na fyzickém toku energie ale i tak hrají významnou roli, jsou to státní subjekty ERÚ a MPO a další nadnárodní subjekty. Níže jsou probrány funkce jednotlivých účastníků na trhu s elektřinou. [23]

2.1. Hlavní účastníci trhu

Energetický zákon definuje podle § 22 pouze následující účastníky trhu s elektřinou: výrobce elektřiny, provozovatele přenosové soustavy (dále jen TSO)²¹, provozovatele distribučních soustav, operátora trhu, obchodníky s elektřinou, zákazníky. Tento zákon dále vymezuje práva a povinnosti zmíněných účastníků trhu. Podnikat v elektroenergetice lze podle energetického zákona pouze po udělení státního souhlasu. Státní souhlas přichází ve formě licence, kterou vydává ERÚ pro následující činnosti:

- výroba elektřiny (nejméně na 25 let)
- přenos elektřiny (nejméně na 25 let)
- distribuce elektřiny (nejméně na 25 let)
- licence na činnosti operátora trhu (nejméně na 25 let)
- obchod s elektřinou (nejméně na 5 let).

2.1.1 Výrobci elektrické energie

Výrobce může na základě licence od ERÚ provozovat energetické zařízení za účelem přeměny různých forem energie na elektrickou. Pokud je výrobce držitelem licence a splňuje podmínky připojení k přenosové soustavě (dále jen PS) nebo k distribuční soustavě (dále jen DS), má právo přes tyto sítě dodávat elektřinu. Tyto pravomoci tvoří základní pilíře existence trhu s elektřinou. Základní povinnosti výrobců jsou zejména dodržet dispečerský řád, tj. poskytovat TSO nebo provozovateli DS nezbytné údaje pro provoz a rozvoj soustavy, dále dodržovat pokyny technického dispečinku TSO nebo provozovatele DS. U nových výroben přibude povinnost poskytovat podpůrné služby nad stanoveným instalovaným výkonem zdroje.

²¹ Z anglického Transmission System Operator

2.1.2 Koneční zákazníci

Stručně řečeno, zákazník je fyzická či právnická osoba, která elektřinu pouze spotřebovává. Z pohledu přístupu zákazníka k elektrizační síti zákazníky dělíme na:

- Oprávněné zákazníci, které mají právo na připojení svého odběrného místa k PS nebo DS za účelem volby dodavatele elektřiny a právo na nákup elektřiny od držitelů licence na výrobu nebo na obchod s elektřinou. V ČR jsou od 1. 1. 2006 všichni koneční zákazníci oprávněnými. K tomuto datu bylo úspěšně dokončeno otvírání trhu s elektřinou.
- Chráněné zákazníci, které mají právo na připojení k DS a na dodávku elektřiny za regulované ceny. V ČR do této kategorie nejdéle patřily domácnosti.

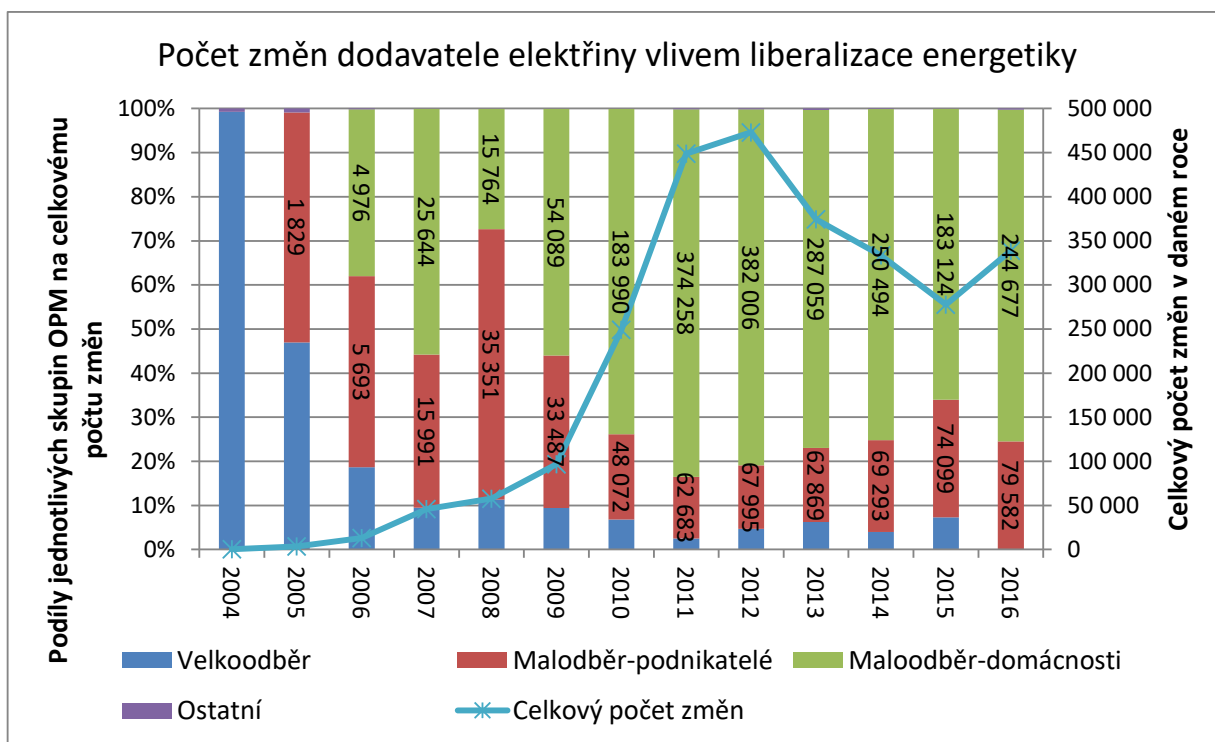
V následující tabulce a grafu je znázorněn nárůst potvrzených změn dodavatele elektřiny (nejen) vlivem domácností, které se v roce 2006 staly oprávněnými zákazníky. Tabulka i graf jsou zpracovány podle informací na stránkách českého operátora trhu²².

Podle kategorie OPM	Počet OPM, na kterých byla potvrzena změna dodavatele elektřiny ze strany OTE												
	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2015	2 016
Velkoodběr	396	1 650	2 458	4 353	6 549	9 105	17 012	11 232	22 239	23 292	13 381	20 349	13 841
Maloodběr- podnikatelé	0	1 829	5 693	15 991	35 351	33 487	48 072	62 683	67 995	62 869	69 293	74 099	79 582
Maloodběr- domácnosti	0	0	4 976	25 644	15 764	54 089	183 990	374 258	382 006	287 059	250 494	183 124	244 677
Ostatní	3	32	23	28	25	63	107	687	888	1 220	374	184	763
Celkový počet změn	399	3 511	13 150	46 016	57 689	96 744	249 181	448 860	473 128	374 440	333 542	277 756	338 863

Tabulka č. 2 - Počet OPM²³, na kterých byla potvrzena změna dodavatele elektřiny ze strany OTE

²² http://www.ote-cr.cz/statistika/mesicni-zprava-elektrina/zmeny-dodavatele/page_report_59

²³ Odběrné a předávací místo



Obrázek č. 2 – Počet změn dodavatele elektřiny vlivem liberalizace energetiky

Z obrázku výše je patrné prudký nárůst počtu změn dodavatelů elektřiny vlivem přechodu zákazníků z chráněných na oprávněné. Tato liberalizace trhu měla výrazný vliv i na celkový počet dodavatelů na trhu. Následující tabulka zachycuje vývoj počtu dodavatelů v ČR. Zdrojem informací je opět webová stránka operátora trhu, který uvádí počet dodavatelů od roku 2010. V tabulce jsou uvedeni pouze ti dodavatelé elektřiny, kteří mají k uvedenému datu více než 100 OPM a dále nejsou započtení tři regionální dodavatelé.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Počet dodavatelů	34	41	49	55	59	57	66

Tabulka č. 3 – Vývoj počtu dodavatelů vlivem otevírání trhu ČR²⁴

I když počet dodavatelů pochopitelně nevyvíjí tak rychle jako samotný počet změn dodavatelů, je patrné, že zákazníci si mohou vybírat z výrazně vyššího počtu nabídek než v minulosti.

Následující dva subjekty tvoří na trhu s elektřinou přirozený monopol. V těchto oblastech musejí být tržní mechanismy nahrazeny regulátorem. Důvodem pro vznik přirozených monopolů jsou zejména značné náklady na vybudování infrastruktury. Existence přirozeného monopolu přinese úspory z rozsahu

²⁴ http://www.ote-cr.cz/statistika/mesicni-zprava-elektrina/pocty-opm-dodavatelu/page_report_70

a tím i nejméně nákladný způsob přepravy elektřiny. Tyto subjekty jsou provozovatel přenosové soustavy a provozovatel distribuční soustavy, přičemž obě soustavy jsou provozovány ve veřejném zájmu.

2.1.3 Provozovatel přenosové soustavy

Přenosová soustava je tvořena souborem vzájemně propojených vedení a zařízení 400 kV, 220 kV a vybraných vedení 110 kV sloužících k přenosu elektřiny na celém území ČR a k propojení s elektrizačními soustavami sousedních států, včetně měřicích, ochranných a řídicích systémů. [11] Výhradní provozovatel přenosové soustavy v ČR je ČEPS a.s., která zajišťuje spolehlivý chod elektrizační soustavy v reálném čase na úrovni přenosové soustavy podle licence vydané regulátorem. Dále zajišťuje činnost dispečinku a systémové služby pomocí podpůrných služeb. Vzhledem k tomu, že někteří velcí zákazníci jsou připojeni přímo do PS, provozovatel této soustavy vykonává i činnosti, které patří ke kompetenci provozovatelů distribučních soustav.

Nezávislý operátor soustavy

Definice tohoto pojmu bylo zapotřebí v regionech, kde existuje více provozovatelů, resp. vlastníků přenosové soustavy a vlastníkem není stát. Významově je tento pojem ztotožňován s dispečinkem, který v případě jednoho vlastníka PS tvoří součást provozovatele přenosové soustavy. [23]

2.1.4 Provozovatelé distribučních soustav

Distribuční soustava tvoří prvek mezi přenosovou soustavou a konečným zákazníkem. Distribuční soustavy se dělí na regionální a lokální. Regionální jsou přímo připojeny k přenosové soustavě a v ČR jsou tvořeny třemi akciovými společnostmi: ČEZ Distribuce, E.ON Distribuce, PREdistribuce. Lokální DS jsou provozovány na základě licence a jsou připojeny k regionální DS. Z pohledu zákazníků jeho nejvýznamnější rolí je, že každému, kdo o to požádá a splňuje podmínky připojení, umožňuje distribuci elektřiny. Ze systémového hlediska zajišťuje PDS kvalitu napěťové a proudové sinusovky a regulaci napětí a jalového výkonu v DS, případně obnovu DS.

2.1.5 Obchodník s elektřinou

Je fyzická či právnická osoba, která drží licenci na obchod s elektřinou a nakupuje elektřinu za účelem jejího dalšího prodeje. Obvykle je obchodníkům umožněno, aby zároveň byli výrobci nebo konečnými zákazníky, avšak vylučuje se společné vlastnictví licencí na obchod a zároveň na přenos nebo na distribuci. Podle uzavřených smluv s TSO, resp. PDS, má obchodník právo na dopravu elektřiny (v

dohodnutém množství) a na obchod s výrobcí, dalšími obchodníky s elektřinou nebo s tržním centrem neboli burzou.

2.1.6 Operátor trhu s elektřinou

Společnost OTE, a. s. (dále jen OTE) byla založena dne 18. 4. 2001 na základě energetického zákona a je držitelem licence na činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství. Jediným akcionářem společnosti je stát, akcionářská práva vykonává MPO. OTE má na trhu s elektřinou nezávislou roli a je centrální protistranou pro všechny účastníky trhu. Nabízí možnost obchodníkům využít společného risk managementu a finančního vypořádání v rámci jednoho portálu.

Hlavními činnostmi společnosti jsou: [18]

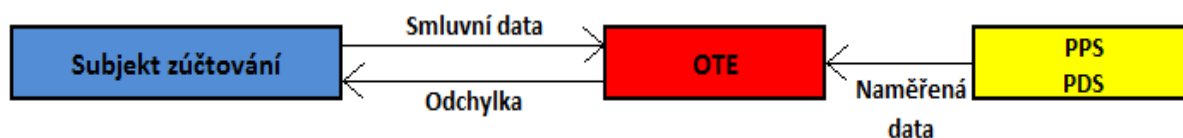
- organizování krátkodobých trhů s elektřinou a plynem a vyrovnávacího trhu s regulační energií ve spolupráci s TSO,
- vyhodnocování a finanční ocenění odchylek na celém území ČR a vypořádání odchylek²⁵ subjektů zúčtování,
- statistické zpracování skutečných dodávek a odběrů elektřiny nebo plynu a poskytování zjištěných údajů účastníkům trhů,
- alespoň jednou ročně zpracování zprávy o budoucí předpokládané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi poptávkou a nabídkou,
- administrace systému podpory podporovaných zdrojů energie,
- správa Rejstříku obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů na základě pověření od Ministerstva životního prostředí ČR.

V souvislosti s vypořádáním odchylek na trhu s elektřinou je zapotřebí nejprve ujasnit, kdo je subjektem zúčtování. Subjekty zúčtování vznikly na základě vnitřních potřeb trhu. Hlavním důvodem jejich vzniku je skutečnost, že ne každý účastník trhu se chce aktivně věnovat obchodování. Obchodování vyžaduje nákladnou infrastrukturu v podobě softwaru a realizace trhu, na kterém by měly komunikovat miliony účastníků v časech blízkých reálnému. Z výše popsaných důvodů byl trh s elektřinou rozdělen na dvě základní části:

- velkoobchod, na kterém jsou přítomny subjekty zúčtování,

²⁵ Odchylka znamená rozdíl mezi sjednanými a skutečnými dodávkami a odběry elektřiny (nebo plynu)

- maloobchod, na kterém obvykle obchodují subjekty zúčtování s dalšími účastníky trhu nebo účastníci trhu mezi sebou.



Obrázek č. 3 – Proces zúčtování odchylek

„Subjekt zúčtování může obchodně spojovat dodávku elektřiny jak konečných zákazníků, tak výrobců, ale i obchodní závazky dílčích obchodníků, za které přebírá odpovědnost za odchylku.“ [23] V legislativě je subjekt zúčtování definován jako účastník trhu s elektřinou, pro kterého operátor trhu na základě smlouvy o zúčtování provádí vyhodnocení, zúčtování a vypořádání odchylek. OTE provádí zúčtování odchylek na základě naměřených dat, které obdrží od TSO nebo PDS, jak je znázorněno na obrázku výše.

2.2 Ostatní účastníci trhu

2.2.1 Regulátor trhu s energií

V ČR vykonává tuto činnost Energetický regulační úřad, který byl založen v roce 2001 na základě energetického zákona 458/2000 Sb. Je orgánem státní správy a nepodléhá žádnému ministerstvu. ERÚ provádí regulaci v elektroenergetice, plynárenství a teplárenství. Mezi základními úlohami ERÚ patří podpora hospodářské soutěže, podpora využívání obnovitelných a druhotných zdrojů energie, ochrana spotřebitelů v oblastech, kde není přítomna konkurence, a v neposlední řadě vydávání licencí pro podnikání v oblasti elektroenergetiky na výrobu, přenos, distribuci a obchod s elektřinou a kontrola jejich dodržování. Dále v elektroenergetice schvaluje pravidla provozování PS a DS, jakož i obchodní podmínky OTE. Vydává prováděcí právní předpisy formou vyhlášek a cenových rozhodnutí. Rozhoduje spory mezi účastníky trhu a případně uděluje pokuty.

2.2.2 Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR

MPO jsem začlenil mezi účastníky trhu s elektřinou z toho důvodu, že má významnou roli a práva v oblasti elektroenergetiky. Je ministerstvem, které zpracovává státní energetickou koncepci, vydává státní souhlas s výstavbou nových zdrojů v elektroenergetice, v případě potřeby zajišťuje nabídkové řízení na nové výrobní kapacity, má právo v definovaných případech i na omezení dovozu elektřiny.

2.2.3 Energetická burza

Energetická burza je obchodní platforma, na které se organizuje obchod s elektřinou. V ČR spolupracují na organizaci trhu s elektřinou energetická burza PXE a. s.²⁶ a OTE a. s. Energetická burza PXE byla založena 8. 1. 2007 a organizuje obchodování na dlouhodobém trhu s elektrickou energií a zemním plynem v podobě komoditních futures. Od 20. 11. 2014 pořádá i aukce pro koncové spotřebitele. Burza předává informace OTE, který zajišťuje evidenci burzovních obchodů daných subjektů zúčtování.

2.3 Instituce s vlivem na energetickou politiku EU

Následující dvě instituce nejsou definovány jako účastníci trhu, nicméně mají obrovský vliv na rozvoj vnitřního trhu s elektřinou. První z nich ovlivňuje vývoj trhu prostřednictvím rámcových pokynů, které vydává. Druhá instituce má ve vytváření vnitřního trhu s elektřinou neméně důležitou roli, hlavně v rámci návrhu síťových kodexů.

2.3.1 Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů

ACER byla zřízena třetím energetickým balíčkem, přesněji nařízením č. 713/2009 s cílem dotvoření vnitřního trhu s energií v EU, a svoji činnost zahájila 3. března 2011. Agentura sídlí ve slovinské Lublani a je nezávislou institucí EU s vlastním rozpočtem. Pomáhá jednotlivým regulačním orgánům v členských státech plnit jejich regulační funkce na celoevropské úrovni a koordinuje spolupráci mezi nimi.

Zabezpečuje, aby k harmonizaci regulací docházelo v souladu s vizí energetické politiky EU, která usiluje o vytvoření:

- „konkurenceschopnějšího integrovaného trhu, který poskytuje spotřebitelům větší možnost volby,“ [24]
- „účinné energetické infrastruktury zajišťující volný pohyb energie přes hranice a přepravu nových zdrojů energie, čímž se posílí zabezpečení dodávek podnikům a spotřebitelům v EU,“ [24]
- „monitorovaného a transparentního trhu s energií, který spotřebitelům zaručuje spravedlivé ceny odrážející náklady a odrazuje od podvodných praktik.“ [24]

Odbor elektrické energie agentury ACER je rozdělen na tyto čtyři klíčové oblasti: rámcové pokyny a kodexy sítě, regionální iniciativy v oblasti elektřiny, rozvoj infrastruktury a sítí, sledování trhu. Poslední úkol byl přidělen v okamžiku, kdy vstoupila v platnost Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU)

²⁶ Power exchange central Europe a.s.

č. 1227/2011 ze dne 25. října 2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií (dále jen Nařízení REMIT²⁷).

Nařízení REMIT si klade za cíl posílit transparentnost trhu zavedením povinného zveřejnění důvěrných informací a tím zabránit zasvěceným osobám v manipulaci s trhem. Agentura ACER spravuje informační systém ARIS²⁸, do něhož držitelé certifikátu RRM²⁹ zadávají klíčové parametry transakcí a příkazů k obchodování, které byly vloženy a uzavřeny na organizovaných tržních místech (burzách). Od 7. dubna 2016 vznikla povinnost oznamovat i bilaterální obchody mimo organizovaná tržní místa. V ČR je držitelem této licence společnost OTE, a.s.

ACER spravuje také celoevropský registr účastníků trhu – CEREMP³⁰. Agentura jednou v roce vyhodnotí informace ze systému ARIS a vydá zprávu o výsledcích monitorování vnitřního trhu s elektřinou a zemním plynem. Poslední zpráva vyšla v listopadu 2016 a analyzuje velkoobchodní ceny v roce 2015 společně s posílením pozice spotřebitelů (consumer empowerment).

2.3.2 Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny

Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny je sdružení 42 evropských TSO. Asociace byla založena nařízením č. 714/2009 z třetího energetického balíčku, které ji pověřuje úkoly v souladu se strategií EU v oblasti energetiky. Úkolem ENTSO-E je každý druhý rok vypracovat nezávazný desetiletý plán rozvoje sítě (TYNDP³¹) a závazné síťové kodexy, které míří k urychlení dokončení IEM pomocí harmonizovaných celoevropských pravidel. Mezi hlavními úkoly asociace dále patří zabezpečení spolehlivého provozu propojeného evropského elektroenergetického systému, který se stává čím dál komplexnějším, usnadnění rozvoje přeshraničních přenosových linek při integraci obnovitelných zdrojů energie do systému a posílení tvorby IEM. [25]

K dosažení výše zmíněných cílů přispívají následující činnosti ENTSO-E: [26]

- vypracování síťových kodexů a podpora jejich implementace,
- přispívání k širší regionální koordinaci pomocí iniciativ zaměřených na spolupráci v oblasti regionální bezpečnosti (RSCI³²) – ty by měly postupem času získat rozhodovací pravomoc a připravit cestu pro celoevropskou koordinaci provozu soustav, [27]

²⁷ Z anglického Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency

²⁸ Z anglického ACER Remit Information System

²⁹ Z anglického Registered Reporting Mechanism

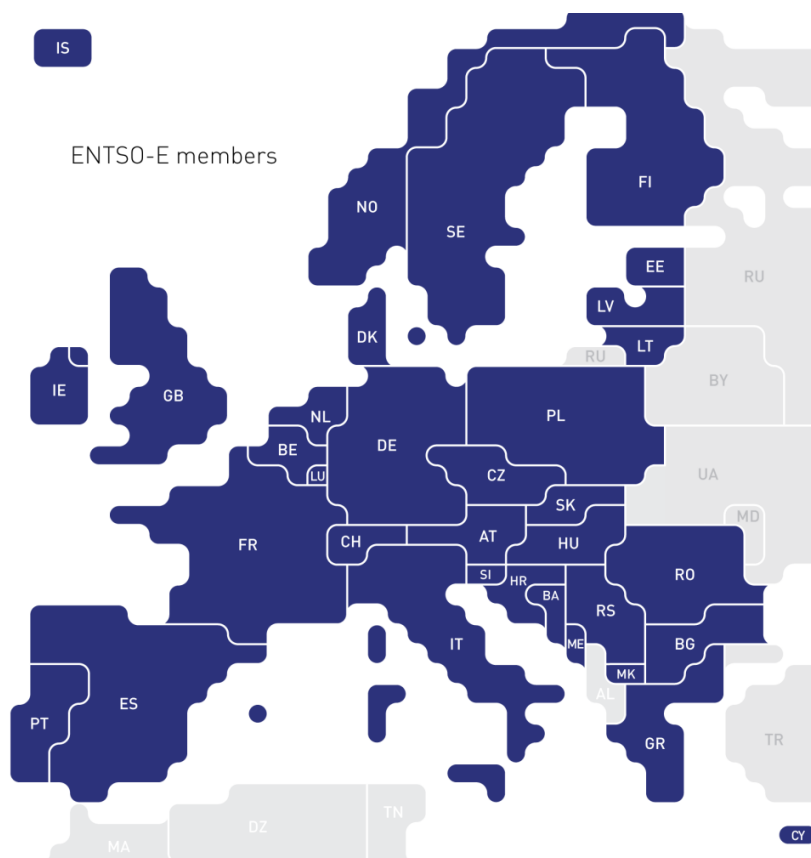
³⁰ Z anglického Centralised European Register of Energy Market Participants

³¹ Z anglického Ten-Year Network Development Plan

³² Z anglického Regional Security Coordination Initiatives

- publikace krátkodobých prognóz o připravenosti soustavy pro nadcházející zimní, resp. letní období,
- vypracování dlouhodobého rozvojového plánu panevropských sítí – TYNDP,
- podpora výzkumu a vývoje, koordinace inovačních aktivit, viz. Research and Development Roadmap 2013-2022³³, přičemž hlavními oblastmi výzkumu jsou síťová architektura, technologie výroby, provoz soustavy, struktura trhu a správa aktiv,
- vytvoření platformy, zvyšující průhlednost trhu, tzv. ENTSO-E Transparency Platform³⁴ – zabezpečuje bezplatný přístup k informacím o trhu s elektřinou, podle Nařízení Komise (EU) č. 543/2013 ze dne 14. června 2013 o předkládání a zveřejňování údajů na trzích s elektřinou a o změně přílohy I nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 714/2009.

ENTSO-E reprezentuje 42 provozovatelů přenosových soustav z 35 evropských zemí, jak je znázorněno na obrázku č. 4.



Obrázek č. 4 – Mapa členů ENTSO-E [28]

³³ Dostupné z webové stránky ENTSO-E

³⁴ Dostupné na Transparency Platform

2.4 Kodexy sítě

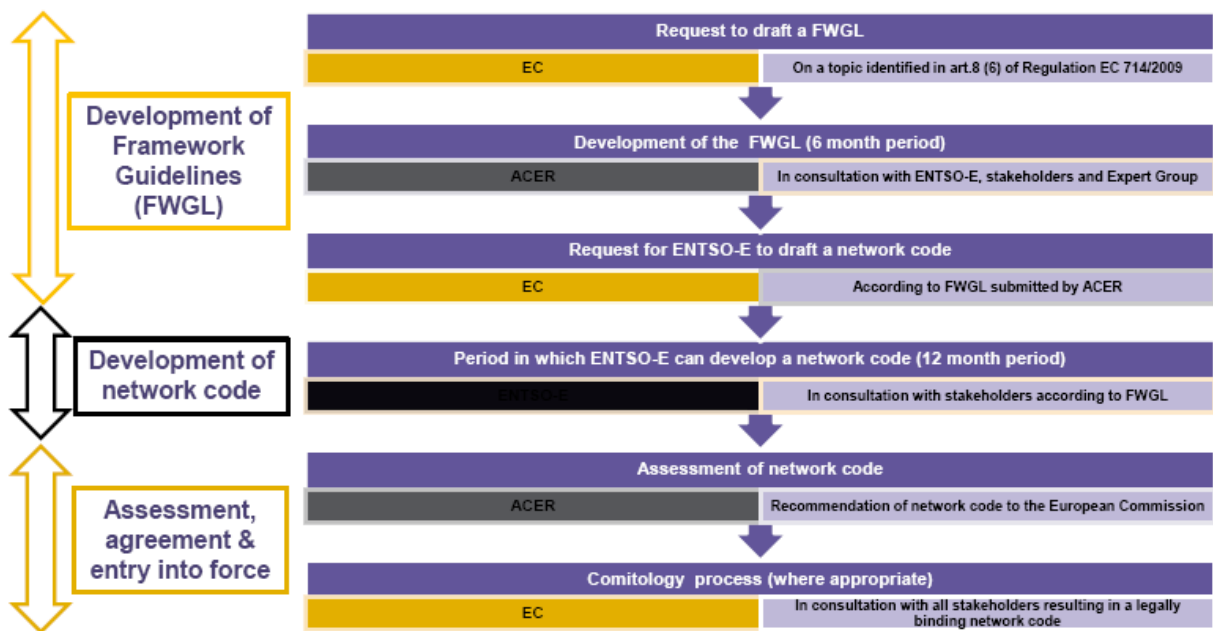
Každá elektroenergetická síť je provozována podle daných pravidel, které regulují, kdo je oprávněn k jejímu použití pro přeshraniční přenos energie a za jakých podmínek. Tato pravidla se zabývají bezpečností provozu propojených sítí, jakož i podmínkami přístupu třetích stran k soustavě, tj. jiných osob než vlastníků infrastruktury. [29]

Jednoznačná a harmonizovaná pravidla jsou v dnešní míře propojení evropské elektrizační soustavy nezbytná pro bezpečnou a efektivní spolupráci sítí. Důležitost takových společných pravidel zdůraznila EK nejprve v třetím liberalizačním balíčku nařízením č. 714/2009. Těmito pravidly jsou kodexy sítě, které považuje EK za nejefektivnější nástroj k řízení integrace trhů do IEM.

2.4.1 Návrh a implementace síťových kodexů

Evropský parlament, rada a komise se shodly na tom, že návrh kodexů sítí bude začleněn do oblasti odpovědnosti asociace ENTSO-E. Na základě rámcových pokynů agentury ACER, která sdružuje evropské regulátory v energetice, zpracovává ENTSO-E návrh síťového kodexu. Při procesu návrhu konzultuje ENTSO-E se zainteresovanými stranami, které jsou síťovými kodexy dotčeny, jako jsou výrobci, provozovatelé přenosových soustav nebo výrazné společnosti průmyslu. Tento konzultační proces má zajistit, že síťové kodexy jsou co nejvyrovnanější z pohledu jednotlivých stran. Finální návrh je potom předán agentuře ACER ke kontrole, která může navrhopvat případné změny, jestliže kodex nespĺňuje vytyčené rámcové pokyny. Pokud ACER s kodexem souhlasí, předá ho EK, která sestaví výbor ze zástupců členských států, a následuje projednávání. Tento výbor může před hlasováním o přijetí podat pozměňovací návrh. Po úspěšném hlasování je návrh předán Evropskému parlamentu a radě za účelem poslední kontroly.

V případě souhlasu jsou kodexy vydány ve formě nařízení a stanou se závaznými v každém členském státě. Předpokládá se, že kodexy budou platné i pro některé státy mimo EU, např. pro státy Energetického společenství, a budou řídit veškeré přeshraniční transakce na trhu s elektřinou. Tento proces je znázorněn na následujícím obrázku.



Obrázek č. 5 – Vývoj síťových kodexů [30]

2.4.2 Přehled současných a budoucích síťových kodexů

Každý síťový kodex určuje pravidla daného sektoru energetiky. V současnosti ENTSO-E pracuje na 10 kodexech sítě, které jsou v různé fázi vývoje a týkají se třech provázaných oblastí: kodexy připojení, provozní kodexy a tržní kodexy. [30]

2.4.2.1 Kodexy připojení (Connection codes)

Tyto kodexy definují pravidla připojení pro výrobce a obchodníky, kteří se chtějí k přenosové soustavě připojit. [29]

1. Požadavky na výrobce (NC RfG - Network Code on Requirements for Generators)
2. Připojení poptávky (NC DCC - Network Code on Demand Connection)
3. Připojení stejnosměrného proudu vysokého napětí (NC HVDC - Network Code on High Voltage Direct Current Connections)

2.4.2.2 Provozní kodexy (Operational codes)

1. Bezpečnost provozu (NC OS – Network Code on Operational Security)
2. Operativní plánování (NC OPS - Network Code on Operational Planning and Scheduling)
3. Řízení frekvence a rezervy (NC LFCR - Network Code on Load Frequency Control and Reserves)
4. Pohotovost a obnovení soustavy (NC ER – Network Code on Emergency and Restoration)

Zachování spolehlivého, udržitelného a stabilního provozu soustavy v reálném čase vyžaduje, aby TSO měl k dispozici vypracované plány. Tyto analýzy zahrnují i zjišťování, bude-li dostatečná výroba k uspokojení poptávky a je-li soustava schopna tyto toky elektřiny bezpečně dopravit. S rostoucí mírou propojení mezi provozovateli přenosových soustav právě tyto kodexy poskytují pravidla k řízení těchto systémů. První tři výše zmíněné kodexy budou podle společného rozhodnutí ACER, EK a ENTSO-E, z roku 2015, přetaveny do jediného kodexu s názvem System Operation Guideline. [29]

2.4.2.3 Tržní kodexy (Market codes)

Struktura celoevropského trhu s elektřinou musí zohlednit nejen obchod se samotnou elektřinou ale i obchod s potřebnými přeshraničními kapacitami k jejímu přenosu po celé Evropě. Tyto kodexy mají za cíl usnadnit posílení hospodářské soutěže, diverzifikaci zdrojů a efektivního využití stávající infrastruktury.

1. Alokace kapacity a řízení přetížení (NC CACM - Network Code on Capacity Allocation & Congestion Management)
2. Forwardová alokace kapacity (NC FCA - Network Code on Forward Capacity Allocation)
3. Vyrovnávací trh (NC EB - Network Code on Electricity Balancing)

Aktuální stav (resp. k říjnu 2016) implementace kodexů sítě je zachycen na následujícím obrázku a dále v tabulce, ve které jsou uvedena již platná nařízení, do nichž byly kodexy zakomponovány.

	Framework Guidelines	Network Code	ACER Opinion	Member States Comitology	OJ Publication	Implementation
Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)						In Implementation
Forward Capacity Allocation (FCA)						In Implementation
Electricity Balancing (EB)						Awaiting validation by EU Member States
Requirements for Generators (RfG)						In Implementation
Demand Connection (DCC)						In Implementation
HVDC Connection (HVDC)						In Implementation
System Operation (SOGL)						Awaiting validation by European Parliament and Council
Emergency and Restoration (ER)						Awaiting validation by EU Member States

Obrázek č. 6 – Stav implementace síťových kodexů [31]

Název síťového kodexu	Název prováděcího nařízení
Forward Capacity Allocation (FCA)	Nařízení Komise (EU) 2016/1719 ze dne 26. září 2016, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity na dlouhodobém trhu
Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)	Nařízení Komise (EU) 2015/1222 ze dne 24. července 2015, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení
Requirements for Generators (RfG)	NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2016/631 ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě
Demand Connection (DCC)	NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2016/1388 ze dne 17. srpna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro připojení spotřeby
HVDC Connections and DC Connected Power Park Modules (HVDC)	NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2016/1447 ze dne 26. srpna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení vysokonapěťových stejnosměrných soustav a nesynchronních výrobních modulů se stejnosměrným připojením k elektrizační soustavě

Tabulka č. 4 – Implementace síťových kodexů do evropských právních předpisů

Dále bych se podrobněji věnoval kodexům sítě, které se týkají bezprostředně obsahu této práce, tj. tržním síťovým kodexům.

Přidělování kapacity na dlouhodobém trhu (NC FCA)

Tento kodex definuje strukturu a fungování dlouhodobého trhu s elektřinou, na kterém existuje možnost nákupu přeshraniční kapacity s ročním, měsíčním nebo týdenním předstihem. Tento trh se v praxi nazývá forwardový. Forwardový trh hraje důležitou roli v zabezpečení pozic účastníků trhu před časovým rámcem denního trhu. Síťový kodex přidělování kapacity na dlouhodobém trhu se stal závazným 20 dní po jeho vydání v úředním věstníku EU, ve formě Nařízení Komise (EU) 2016/1719 ze dne 26. září 2016, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity na dlouhodobém trhu (dále jen nařízení FCA). Podrobnější popis zásad tohoto nařízení je začleněn do dalších kapitol této práce, hlavně do kapitoly č. 4, o přeshraničním obchodu s elektřinou.

Přidělování kapacity a řízení přetížení (NC CACM)

Síťový kodex přidělování kapacity a řízení přetížení se stal závazným 20 dní po jeho vydání v úředním věstníku EU, ve formě Nařízení Komise (EU) 2015/1222 ze dne 24. července 2015, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení (dále jen nařízení CACM). Předmět a oblast působnosti je definována v 1. článku výše zmíněného nařízení. Nařízení CACM stanoví „podrobný

rámcový pokyn pro přidělování kapacity mezi zónami a řízení přetížení na denních a vnitrodenních trzích, včetně požadavků na vytvoření společných metodik pro stanovení objemu kapacity, která je souběžně k dispozici mezi nabídkovými zónami, kritérií pro posuzování efektivity a procesu přezkumu za účelem vymezení nabídkových zón“. [31] Podrobnější popis principů tohoto nařízení je začleněn do dalších kapitol této práce, především do kapitoly č. 4, o přeshraničním obchodu s elektřinou.

Síťový kodex vyrovnávacího trhu – Network Code on Electricity Balancing (NC EB)

Zajištění vyrovnané bilance výroby a spotřeby v reálném čase je jedním z nejdůležitějších úkolů každého TSO. Efektivní bilancování zdrojů v nadnárodním kontextu může přinést zlepšení bezpečnosti dodávek a snížení vynaložených nákladů na jejich zabezpečení. Rozvíjení přeshraničního vyrovnávacího trhu tak přinese efektivnější spolupráci národních TSO, což povede k dalšímu přiblížení konceptu vnitřního trhu s elektřinou. Výsledným cílem tohoto nařízení je společná platforma, na které by každý TSO měl přístup k různým formám přeshraniční vyrovnávací energie při respektování přeshraničních kapacit mezi různými oblastmi. ACER odhaduje délku trvání tohoto procesu na 6 let od okamžiku, kdy nařízení vstoupí v platnost.

Toto nařízení je v současnosti stále ve fázi vývoje a čeká na prozkoumání Evropskou komisí. Aktuální návrh nařízení je dostupný na stránkách Evropské Komise³⁵.

2.5 Kategorizace rizik účastníků trhu

Rizikem obecně rozumíme pravděpodobnost výskytu jevů, které by mohly mít negativní dopad na dosažení našich cílů. Této nejistotě, která pro nás znamená potenciální hrozbu, se snaží řízení rizik neboli risk management předcházet. Řízení rizik tvoří v elektroenergetice novou, rychle se rozvíjející disciplínu. [12]

Rizika se dají rozdělit podle různých hledisek; z pohledu energetických subjektů patří mezi primární rizika zejména tržní riziko, kreditní riziko a operační riziko. Při uvažování významnosti jednotlivých kategorií rizik se zabýváme především frekvencí jejich výskytu, jejich dopadem na společnost, jejich měřitelností a výší nákladů, které by byly spojené se zřízením risk managementu zaměřeného na eliminaci dopadů. [12]

2.5.1 Tržní riziko

Tržní, neboli komoditní riziko vyplývá z povahy elektřiny jako komodity, s níž se obchoduje na specifickém tržním místě a která má specifické vlastnosti, zde jde především o její neskladovatelnost. Toto

³⁵ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/informal_service_level_ebgl_10-10-2016nov.pdf

riziko lze dále rozdělit na komoditní a finanční riziko. Hlavními faktory komoditního rizika jsou změna ceny vstupních produktů, především uhlí a ropy, změna výroby zdrojů vlivem klimatických podmínek nebo jejich porucha a v neposlední řadě změna spotřeby. Dostupná výrobní kapacita je omezená, což způsobuje při změně poptávky a nabídky výrazné cenové výkyvy na spotovém trhu (cenové riziko). Nepřesnou predikcí strany spotřeby neboli odběru vzniká tzv. volumetrické riziko. Je zapříčiněno především změnou počasí, ale také možností odstoupení obchodních partnerů od smlouvy, případně poruchami zdrojů. [12]

Finanční riziko, označeno také jako FX riziko, představuje především kurzové riziko z nepříznivého vývoje kurzu cizí měny. Toto riziko je ovlivněno vývojem na finančních trzích.

2.5.2 Kreditní riziko

Tato třída rizik vyplývá ze vztahů s obchodními partnery³⁶ a vzniká především z nedodání nebo neodebrání elektřiny v stanovené časové lhůtě. Neznamená to ale pouze selhání fyzického vypořádání, ale i neschopnost vypořádání finančních kontraktů. Z toho hlediska znamenají případnou hrozbu i veškeré nezaplacené pohledávky.

Finanční zajištění obchodů je obvykle finančně velmi náročné a významným způsobem ovlivňuje transakční náklady obchodů. Zajištění je složité hlavně proto, že se jedná o obchody s velkým finančním objemem, které se nezdídky uzavírají na delší dobu. Rizika trhu s elektřinou lze řešit: [12]

- vlastními účastníky obchodu, kde mají významnou roli centrální protistrany, které řeší finanční zajištění samostatně podle druhů obchodu,
- clearingovým centrem, které přebírá finanční závazky všech protistran za úplatu podle platných smluv. Clearingová banka umožňuje shromáždit závazky ve finančním vyjádření z většiny druhů obchodů s elektřinou.

2.5.3 Operační riziko

Operační riziko vzniká výpadky systémů a jinými náhlými komplikacemi v provozu, včetně lidské chyby. Může se nastat vlivem vnější situace nebo selháním podpůrných systémů.

2.5.4 Ostatní rizika

Tato rizika jsou obecně špatně vyjádřitelná a tím i těžce říditelná. Těmito riziky se obecně nezabývá risk management, ale pojišťovnictví. Patří sem politické riziko, riziko legislativní a s ním související riziko

³⁶ Obvykle označen jako Counterparty risk

změny regulačního prostředí, dále riziko lidských zdrojů, riziko vlastní bonity a riziko pohoršení vlastního ratingu. [12]

2.6 Rizika jednotlivých účastníků trhu

U každého účastníka trhu převládá jiné riziko. U výrobce převažuje operační riziko, především výpadky systému, dále volumetrické riziko a kreditní riziko z nedodání elektřiny. Pro provozovatele přenosové soustavy, operátora trhu a provozovatelů distribučních soustav bude hlavní hrozbou technologické riziko. Z pohledu konečného zákazníka bude rozhodujícím mimo technologické riziko i riziko operační. Obchodník s elektřinou je ten subjekt, který je zatížen s nejširší paletou rizik. Pro něho jsou významné všechny výše zmíněné druhy rizik.

Dále bych se chtěl podrobněji věnovat řízení rizik operátora trhu v ČR, jelikož tento subjekt organizuje krátkodobý trh s elektřinou a je centrální protistranou pro vyhodnocení, zúčtování a vypořádání odchylek na trhu s elektřinou. Na svých internetových stránkách uvádí podrobný popis zásad svého risk managementu.

2.6.1 Řízení rizik

Rizika jsou obecně kategorizována podle závažnosti jejich dopadu a frekvence jejich výskytu. Na základě těchto faktorů se mohou lišit i přístupy k řízení rizik. Může se jednat pouze o registrování, akceptaci rizika nebo o jeho aktivní řízení. Společnosti musí řídit především rizika, která jsou závažná buď kvůli závažnosti dopadu na hospodaření firmy, nebo kvůli vysoké pravděpodobnosti výskytu. Musí být zohledněna efektivita řízení rizik, která vyjadřuje uspořené náklady ze snížení pravděpodobnosti výskytu nebo intenzity dopadu rizika v závislosti na vynaložených nákladech na opatření risk managementu, přičemž riziko se úplně eliminovat nedá a výpočet efektivity musí respektovat zbývající riziko po zavedení risk managementu.

Přístupy k řízení rizik se samozřejmě různí v závislosti na činnosti daného podniku a jeho nastavených cílů. Existuje i přístup, kdy subjekt sleduje zvýšení výnosů (resp. snížení nákladů na risk management) a podstupované riziko neřídí. Podle přístupu k riziku, tj. risk appetite, společnost nastavuje maximální očekávanou ztrátu, kterou je ještě ochotna podstoupit. Aby nedošlo k překročení stanoveného limitu, jsou ztráty průběžně monitorovány, především sledováním hodnoty ukazatele VaR³⁷. Tímto limitem dává vrcholový management najevo, že si je podstupovaného rizika vědom.

³⁷ Z anglického Value at Risk

2.6.2 Risk management OTE, a.s. v elektroenergetice

Hlavní finanční rizika OTE jsou tvořena rizikem nedostatečné likvidity a rizikem ztráty z neuhrazených pohledávek. Cílem RM OTE je zabezpečení peněžních prostředků pro případ neuhrazení závazku některého subjektu zúčtování (dále jen SZ) ve stanovených termínech (riziko nedostatečné likvidity) a řízení otevřené kreditní pozice pro zajištění budoucích pohledávek OTE za SZ (riziko ztráty z trvalé platební neschopnosti SZ). Těchto cílů se dosahuje pomocí následujících principů: [33]

- princip vyrovnané bilance – spočívá ve vyrovnaných příjmových a výdajových peněžních tocích. Operátor trhu nejdříve inkasuje své pohledávky a následně s nezbytným minimálním zpožděním uhradí své závazky vůči SZ a poskytovatelům regulační energie. Tento princip může být narušen odlišným nakládáním s DPH ze strany tuzemských a zahraničních účastníků;
- princip zajištění současných a možných budoucích závazků SZ s možností úlevy na základě bonity SZ – Subjektům s vynikající finanční bonitou je poskytována sleva z finančního zajištění vůči OTE, přičemž maximální výše slevy je 20 mil. Kč;
- princip jednotného přístupu ke všem SZ – Každý SZ řídí své kreditní riziko individuálně. Pro snížení kreditního rizika lze využít převedení zodpovědnosti za odchylku mezi subjekty zúčtování. Tento přístup je aplikován vůči všem SZ;
- princip řízení rizik prostřednictvím systému CS OTE – Cílem bylo vytvořit systém bez lidského faktoru, který je schopen dynamicky vyjádřit aktuální riziko všech SZ, aby bylo možné z hlediska SZ optimalizovat výši nákladů na finanční zajištění vůči OTE.

3. Specifické vlastnosti obchodování s elektřinou a přeshraničními kapacitami

Elektrická energie představuje zušlechtěnou formu energie a vyniká svojí univerzálností použití. Známým prostředkem dopravy elektřiny je využití elektrizační soustavy, která spojí konečného spotřebitele s výrobcí elektrické energie. Největší nevýhodou elektrické energie je její neskladovatelnost ve větším měřítku, která je v současné době technicky a hlavně finančně náročná. Toto tvrzení však nemusí platit obecně i do budoucna. Existují totiž slibné projekty, které by v budoucnu mohly nabízet technicky i ekonomicky rozumné cesty ke skladování elektřiny. Např. projekt Powerwall od firmy Tesla Motors, který nabízí uskladnění elektrické energie z domácích solárních panelů a tím zdokonaluje možnost decentrální výroby elektřiny. Právě neskladovatelnost elektrické energie vede k velké proměnlivosti cen elektrické energie na velkoobchodním trhu, cena elektřiny v čase velkého odběru je výrazně vyšší než při nízké poptávce.

Díky neskladovatelnosti elektřiny musí platit pro každý okamžik v ES bilance výkonu:

$$P_v = P_s + P_z + P_r , \quad (1)$$

kde

P_v vyrobený výkon výrobcí elektrické energie [MW]

P_s spotřeba elektrického výkonu odběrateli [MW]

P_z činné ztráty v PS a DS [MW]

P_r záložní (rezervní) výkon, který je nutné mít k dispozici [MW]

Další zvláštností elektrické energie je její doprava. Toky energie nerespektují obchodní pravidla a uzavřené smlouvy, podléhají pouze zákonům fyzikálním a podle Kirchhoffových zákonů tečou cestou nejmenšího odporu. To na jedné straně znamená nepříjemnosti, protože mohou vzniknout kruhové toky, které mohou vyvolat přetížení přeshraničního profilu, jak blíže popisuje kapitola 4, na druhé straně skutečnost, že energie teče podle známých fyzických pravidel, nabízí možnost dokonalého zvládnutí přepravního procesu, i když v rozsáhlé celoevropské soustavě to představuje obrovskou výzvu.

3.1 Trh s elektřinou

Tuto kapitolu věnuji popisu fungování liberalizovaného trhu s elektřinou včetně obchodu s přeshraničními kapacitami. V době před liberalizací byla konečná cena elektřiny, kterou zaplatili zákazníci na svých fakturách, zcela regulována státními subjekty. S liberalizací se podoba trhu s elektřinou výrazně

změnila. Trh s elektřinou se dá rozdělit na dvě základní části, a to na velkoobchodní trh a maloobchodní trh, které budou popsány v dalším textu. Základním rozdílem mezi těmito trhy je v odpovědnosti účastníků za jejich odchylky.

3.1.1 Maloobchodní trh s elektřinou

Maloobchod, označovaný také jako retail, je obchod, jehož účelem je zabezpečit spotřebu koncových spotřebitelů. Na tomto trhu je role prodávajícího a kupujícího zpravidla v čase neměnná. Obecně se jedná o obchodní vztah mezi výrobcem a koncovým spotřebitelem, obchodníkem a koncovým spotřebitelem nebo mezi dvěma obchodníky, z nichž jeden dodává elektřinu koncovým spotřebitelům. Do ceny elektřiny na maloobchodním trhu je zahrnuta jak neregulovaná složka, tak i regulovaná složka a ekologická daň. Koneční zákazníci zpravidla nejsou subjektem zúčtování odchylek ze strany operátora trhu a mají odpovědnost za odchylku přenesenou na svého obchodníka, který představuje spojení s velkoobchodním trhem.

3.1.2 Velkoobchodní trh s elektřinou

Velkoobchodní trh, označovaný také jako wholesale nebo trading, není primárně určen pro koncového spotřebitele a obchodování probíhá za účelem dalšího prodeje nakoupené elektřiny, to znamená, že role prodávajícího a kupujícího se časem často mění. Všichni účastníci velkoobchodního trhu nesou vlastní odpovědnost za odchylku, což znamená, že mají s operátorem trhu uzavřenou smlouvu o zúčtování odchylek. Uzavření smlouvy s operátorem trhu o zúčtování odchylek má několik předpokladů, např. zápis organizace v obchodním rejstříku, platnou licenci od ERÚ a v neposlední řadě založení bankovního účtu v bance na území ČR. Na tomto trhu se obchoduje se silovou elektřinou, jejíž cena je osvobozena od regulovaných složek. Obchodování na velkoobchodním trhu probíhá podle principu „take or pay“, což znamená, že každá dodávka musí být zaplacená, a to i v případě, že nedojde k jejich fyzické realizaci. S elektřinou se v České republice obchoduje prostřednictvím bilaterálních obchodů nebo na organizovaných tržních místech.

3.1.3 Neorganizovaný trh

Tento trh je častěji označován jako OTC³⁸ trh. Jedná se o základní typ obchodování, kdy se dvě strany mezi sebou dohodnou, přičemž nejsou vázány žádnými pravidly kromě toho, že musejí být nahlášeny operátorovi trhu. To znamená, že je možné vyhovět speciálním požadavkům, které v rámci standardních burzovních produktů nemohu být uspokojeny. Pro tento typ obchodů byly časem vyvinuty

³⁸ Z anglického Over The Counter

standardizované smlouvy, které usnadňují uzavření dvoustranných kontraktů; v Evropě se používá standardizovaná EFET³⁹ smlouva. V této smlouvě si protistrany vybírají z předem definovaných variant smlouvy jen tu, kterou chtějí aplikovat na danou transakci. Především se jedná o následující záležitosti: zobchodované množství elektřiny, popis produktu, místo dodání, cena, platební podmínky, garance, sankce při nedodržení, případně podle jaké národní legislativy bude případný spor řešen. Bilaterální obchodování ale nemusí znamenat účast pouze dvou stran, většina OTC obchodů je v dnešní době uzavírána přes brokerské platformy. Broker v elektroenergetice se samotného obchodu neúčastní, jak je tomu ve finančním světě, asistuje pouze při uzavření obchodu mezi dvěma obchodníky.

3.1.4 Organizovaný trh

Organizovaný velkoobchodní trh je dále rozdělen na tři základní trhy, především podle časového charakteru dodávek. Jak naznačuje samotný název, tyto obchody jsou uzavírány na organizovaných tržních místech, jimiž jsou energetické burzy. Burza je v tomto případě centrální protistranou všech obchodníků, a tudíž samotné obchodování probíhá anonymně. Obchodování na burze prakticky eliminuje riziko protistrany, ztráta platební schopnosti burzy je vzhledem k jejímu robustnímu risk managementu velmi nepravděpodobná.

Organizovaná tržní místa buď pořádají aukce, nebo obchodování může probíhat průběžně. V případě aukčního principu obchodníci zadávají přes burzovní platformu své pokyny, z nichž je po uzávěrce sestavena nabídková a poptávková křivka. Výsledná zúčtovací cena, neboli MCP⁴⁰, představuje průsečík těchto křivek. Tuto marginální cenu pak zaplatí každý poptávající, jehož poptávka byla sesouhlasená. Princip průběžného obchodování spočívá v tom, že při existenci (cenově) odpovídající protistrany jsou zadávané pokyny okamžitě párovány. Jestliže k danému pokynu v tu chvíli neexistuje příslušná protistrana, zůstane určitou dobu v systému. Během té doby obchodníci tuto nabídku/poptávku vidí a mohou podle toho učinit svá rozhodnutí.

3.1.4.1 Dlouhodobý trh

Na tomto trhu se uskutečňují obchody na delší časový horizont. Principiálně není tento časový horizont nijak omezený, ale z praktického důvodu, hlavně kvůli obtížné predikci cen na vzdálenější období, se obchoduje na dobu nejvýše dvou let. Obchodování zpravidla probíhá kontinuálním principem, přičemž tento trh funguje spíše jako prostředek finančního zajištění a nemusí vždy dojít k fyzické dodávce elektrické energie. Délky dodávek produktů jsou zpravidla jeden týden, jeden měsíc, jeden kvartál nebo jeden rok a

³⁹ Z anglického European Federation of Energy Traders – je to organizace sdružující obchodníky s energetickými komoditami z celé Evropy

⁴⁰ Z anglického Market Clearing Price

základní produkty jsou dodávka v základním zatížení⁴¹ nebo ve špičce⁴². Předmětem obchodu jsou produkty s fyzickou dodávkou a produkty s finančním vypořádáním. V případě fyzických produktů obchodník dodá nebo odebírá od burzy elektřinu, přičemž za dodávku zaplatí hned následující den po dodání. Produkty s finančním vypořádáním vyžadují existenci likvidního denního trhu, vůči němuž jsou tyto produkty indexovány. Znamená to uhrazení cenového rozdílu kontraktu vůči spotovému trhu v každé hodině dodávky. V praxi probíhá vypořádání na denní bázi po celou dobu platnosti kontraktu, přičemž dochází k dennímu přecenění ceny celého kontraktu. Toto přecenění se obvykle označuje výrazem Mark-to-market⁴³. Organizovaným tržním místem pro dlouhodobé obchody v ČR je energetická burza POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE, a.s. (dále jen PXE). Na této burze se od roku 2014 obchoduje pouze s kontrakty s finančním vypořádáním.

3.1.4.2 Krátkodobé trhy

Na krátkodobých trzích se obchoduje na několik dní až hodin dopředu. V ČR jsou krátkodobé trhy organizovány společností OTE, a.s.

Blokový trh

Jak již naznačuje název, na tomto trhu se obchoduje s blokovými produkty, které jsou standardizovány. Základními produkty jsou Base, Peak, Off peak⁴⁴. V závislosti na tom, o jaký produkt se jedná, lze nabídky/poptávky zadávat do systému až 5 dní před sjednaným obchodním dnem a obchodování je ukončeno v 13:00 v den před dnem dodávky⁴⁵. Finanční vypořádání se uskuteční po fyzické dodávce v následující pracovní den.

Denní trh

Na denním⁴⁶ neboli spotovém trhu je obchodování organizováno jeden den před dodávkou. Obchodování probíhá ve formě 24 aukcí, pro každou obchodní hodinu následujícího obchodního dne. Burza shromažďuje poptávky a nabídky obchodníků, které poskládá do poptávkové a nabídkové křivky. Po uzavření vzniká marginální cena 24 obchodních hodin současně v průsečíku nabídkových a poptávkových křivek jednotlivých obchodních hodin. Prakticky to znamená, že jsou akceptovány nabídky s cenou nižší než marginální cena a poptávky s vyšší cenou než je výsledná marginální cena. V případě propojených

⁴¹ Base load – konstantní výkon po celou dobu trvání kontraktu, tj. od 0:00 do 24:00

⁴² Peak load – konstantní výkon od pondělí do pátku v období od 8:00 do 20:00

⁴³ Označen občas jako M2M

⁴⁴ Dodávka konstantního výkonu v období od 20:00 do 8:00, a v průběhu víkendových dnů (celý den)

⁴⁵ Obvykle je tento den označen D-1

⁴⁶ Často je možné se setkat zkratkou DAM z anglického day-ahead market

denních trhů s elektřinou mezi sousedními oblastmi je cena stanovena trochu jinak, jak popisuje kapitola 3.2.3.2.

Vnitrodenní trh

Vnitrodenní trh představuje poslední možnost, kdy obchodník může upravit obchodní pozici před dnem dodávky. Všechny hodiny dne dodávky jsou otevřeny v 15:00 v den D-1 a pokyny obchodníků jsou přijímány až do jedné hodiny před danou obchodní hodinou. S rozvojem obnovitelných zdrojů energie význam tohoto trhu konstantně narůstá, což potvrzuje i fakt, že v Německu je vnitrodenní obchodní interval místo standardní jedné hodiny pouhých 15 minut.

Trh s regulační energií

Specifikem vyrovnávacího trhu je, že je organizován ve spolupráci s provozovatelem přenosové soustavy a slouží k tomu, aby tento subjekt získal potřebnou kladnou či zápornou regulační energii k vyrovnání bilance v soustavě. Na tomto trhu lze nabízet jak kladnou, tak zápornou regulační energii, vždy jednu hodinu před začátkem dodávky, přičemž uzavření trhu nastane 30 minut před začátkem dodávky. Dalším specifickým tohoto trhu je, že účastník nemusí být subjektem zúčtování, avšak obchoduje se souhlasem subjektu zúčtování, který za jeho odchylky převzal odpovědnost. Nabídky, které jsou provozovatelem přenosové soustavy přijaty, jsou vyhodnoceny jako regulační energie uskutečněná a vypořádání obchodů probíhá v rámci zúčtování odchylek.

Časové uspořádání organizovaných krátkodobých trhů tvoří přílohu č. 1 k této práci.

3.2 Přeshraniční obchodování s elektřinou

Široké uplatnění mezinárodního obchodu se s vývojem EU projevuje i v elektroenergetice. Nákup a prodej elektřiny se neomezuje na daný stát, s elektřinou je možné obchodovat po celé Evropě.

Nejvýznamnější fyzikální omezení přeshraničního obchodu obvykle spočívá v nedostatečné výši přeshraničních přenosových kapacit. Z historických důvodů byla přenosová soustava jednotlivých států navržena tak, aby především zajistila spolehlivost dodávek uvnitř v dané zemi. Vybudování celoevropského trhu s elektřinou klade obrovské nároky na přeshraniční přenosové linky mezi jednotlivými státy.

Na jednotlivých trzích s elektřinou se neprodává pouze elektrická energie, ale i prostředky nezbytné k její dodávce, tj. práva na využití přeshraničních kapacit. Již zmíněné trhy se mohou výrazně lišit, co se týká objemu obchodování, ale hlavně v časových intervalech, které uplynou mezi obchodem a skutečnou dodávkou. Na každém z těchto trhů si účastníci trhu kupují oprávnění k budoucímu využití části přenosové kapacity mezi státy, která je k uskutečnění dodávky nezbytná.

3.2.1 Vývoj přeshraničního obchodování s elektřinou

Historicky vzato, v první polovině minulého století platilo, že místo spotřeby elektrické energie bylo v blízkosti místa výroby. Význam přeshraničního přenosu elektřiny začal narůstat v druhé polovině 20. století v souvislosti s nerovnoměrným rozložením výroby a spotřeby a také s budováním evropské synchronní sítě.

Přeshraniční propojení jednotlivých národních soustav bylo původně vytvořeno v zájmu bezpečnosti provozu, aby umožnilo vzájemnou výpomoc sousedních přenosových soustav. V důsledku pestrých energetických mixů a technologií výroby v jednotlivých zemích se vytvořily různé cenové oblasti, které způsobily vzrůstající snahu přenášet elektřinu z levnějších oblastí do oblastí s vyšší cenou elektrické energie.

V počátcích byl přeshraniční přenos limitován politickými ohledy, totiž snahou ochránit domácího výrobce před vlivem zahraniční konkurence. Na druhé straně se vlády snažily, aby pro nevyužitou produkci z domácích zdrojů našly uplatnění v zahraničí. Druhý přístup zvítězil ve druhé polovině 70. let minulého století, kdy objemy přeshraničních přenosů začaly prudce narůstat.

Přeshraniční kapacity znamenaly omezené zdroje a stanovení, kdo je bude moci použít, bylo netransparentní. Sousední vlády často uzavíraly dlouhodobé kontrakty na přeshraniční dodávku elektřiny v rámci strategické hospodářské spolupráce. Tyto mezivládní dohody znamenaly v liberalizaci přeshraničního obchodu určitou zátěž. [12]

Na lisabonské konferenci v roce 2000 se členské státy tehdejší patnáctičlenné Evropské unie shodly, že je potřeba vytvořit primární legislativu, která ošetří základní pravidla pro přeshraniční přenos s cílem zavést evropský liberalizovaný trh s elektřinou. O tři roky později bylo vydáno Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 1228/2003 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou. V rozvoji přeshraničního obchodování na liberalizujícím se trhu s elektřinou v Evropě to znamenalo velký pokrok. Nařízení nabylo účinnosti v červnu 2004 a stalo se přímo aplikovatelným i pro všech 10 nových členů, včetně České republiky, kteří vstoupili do EU o měsíc dříve.

Nařízení předepsalo, že přenosová kapacita přeshraničních vedení musí být alokována pro účely přeshraničního obchodu. Mechanismus alokace musí být tržní a transparentní při dodržení bezpečnosti provozu soustav. Přílohou nařízení byly tzv. Congestion Management Guidelines, které znamenaly jisté zpřesnění legislativy, a podle nich začaly členské státy postupně budovat mechanismy přidělování omezených přenosových kapacit na hranicích.

Nařízení 1228/2003 bylo s účinností od března 2011 nahrazeno nařízením č. 714/2009. Bylo přijato v rámci 3. energetického balíčku a přiděluje organizaci ENTSO-E další povinnost ve formě vypracování návrhů síťových kodexů pro různé oblasti, které tvoří prováděcí předpisy k hlavní normě. O síťových kodexech a o organizaci ENTSO-E se dočtete více v kapitole č. 2.

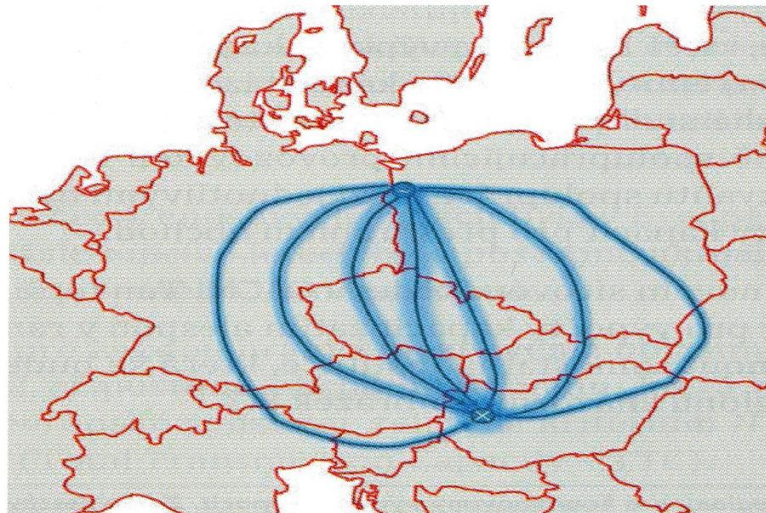
3.2.2 Výpočet přenosových kapacit

Z hlediska provozovatelů přenosových soustav přinášela liberalizace trhu s elektřinou významné problémy, protože oddělením od výrobců ztratili přímou kontrolu nad výrobou elektřiny na svých územích. Otevírání hranic pro přeshraniční obchod s elektřinou, nad kterým měli TSO jen omezenou míru kontroly, znamenalo snížení možnosti přeshraniční výpomoci. Už nebylo možné spoléhat na to, že v rámci dispečerského řízení vyřeší veškeré myslitelné situace.

Vyvolalo to potřebu omezit maximální tok elektřiny přes danou hranici, jinak by to znamenalo prakticky nepřetržité přetížení na hraničních vedeních. Náklady vynaložené na dispečerské řízení by byly obrovské a musely by znamenat zvýšení národních tarifů. Fyzické limity vedení pochopitelně ještě neznamenalý tentýž limit pro mezinárodní transakce. Důvodem jsou fyzikální vlastnosti přenosu – obchodní výměna mezi dvěma oblastmi má totiž vliv nejen na vedení, které tyto oblasti přímo spojuje, ale také na řadu dalších paralelních vedení.

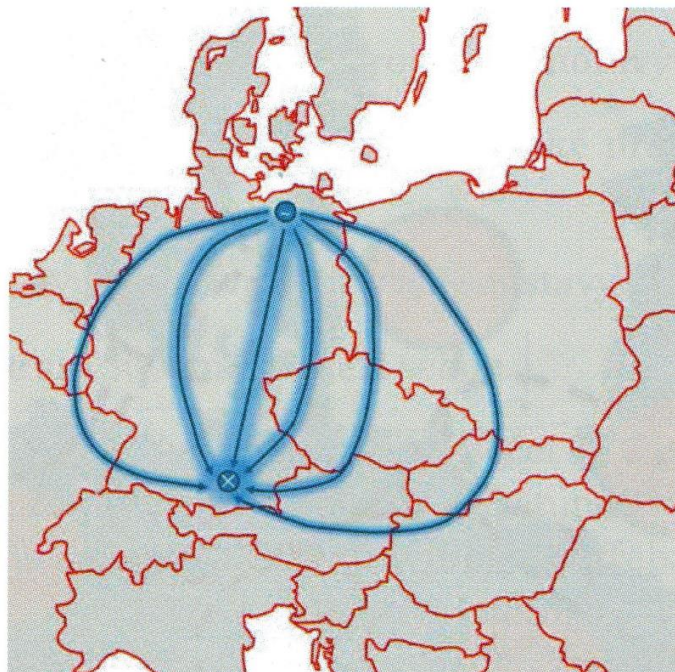
Mezinárodní přenos elektřiny způsobuje tzv. paralelní toky⁴⁷, které zatěžují i okolní státy mimo obchodní vztah. Vliv na okolní soustavy se liší podle topologie sítí, kterou mohou ovlivňovat i odstávky nebo zapojení klíčových prvků. Na obrázku níže je znázorněn vliv obchodní transakce z Polska do Maďarska na sousední přenosové síť.

⁴⁷ Z anglického Parallel flows



Obrázek č. 7 – Paralelní toky [12]

Komplexitu problému výpočtu přenosových kapacit na jednotlivých přeshraničních profilech dále zvyšuje skutečnost, že na hraniční profily okolních států mohou mít vliv i domácí toky elektřiny. Obchodní transakce mezi severním a jižním Německem tak zatěžuje i přeshraniční profily sousedů, hlavně Polska a Česka. V tomto případě hovoříme o tzv. kruhových tocích⁴⁸, které jsou znázorněny na obrázku níže.



Obrázek č. 8 – Kruhové toky [12]

⁴⁸ Z anglického Loop flows

3.2.2.1 Výpočet přenosových kapacit podle koordinované čisté přenosové kapacity

Provozovatelé evropských přenosových soustav jsou legislativně vázáni, aby veškerou dostupnou kapacitu (bez ohrožení bezpečného provozu soustavy) nabídli pro obchodní výměnu. Ze shora uvedeného je zřejmé, že určení výše této dostupné kapacity není jednoduchá záležitost, zvláště v případě, že tyto kapacity jsou určovány na úrovni jednotlivých národních TSO. Prozatím neexistuje evropská instituce, která by za tyto výpočty nesla centrální odpovědnost. Zlepšení situace může přinést nový síťový kodex resp. nařízení CACM, ukládající za cíl harmonizovat postupy výpočtů alespoň v rámci regionů. V jednotlivých regionech by navíc měla vzniknout samostatná instituce zabývající výpočtem kapacit.

Metodika výpočtu přenosových kapacit byla stanovena již v roce 1999, od té doby byla vícekrát aktualizována, ale podstata výpočtů zůstává nezměněna. Pořád se jedná o úlohu určení maximální přípustné obchodní výměny mezi dvěma oblastmi při neporušení bezpečnostních standardů, zejména kritéria $N - 1$, tj. aby výpadek jakéhokoliv prvku nezpůsobil přetížení v síti. Tato nejvyšší možná kapacita profilu se nazývá celková přenosová kapacita, zkráceně TTC⁴⁹. [12]

Výpočet TTC se provádí nad tzv. referenčním scénářem provozu soustavy, který připravuje každý TSO nezávisle podle předpokládaného zatížení jednotlivých síťových prvků, rozložení výroby a spotřeby elektrické energie. Výpočet se připravuje jednou ročně pro dvě základní období – zimu a léto. Tyto scénáře si pak sousední TSO vymění mezi sebou a dochází k samotnému výpočtu TTC na každé hranici mezi dvěma regulačními oblastmi.

Ve zdrojové oblasti se postupně zvyšuje výroba a v cílové oblasti se o tutéž hodnotu snižuje. Po každé iteraci (zvýšení přeshraničního přenosu o 1 MW) se provede vyhodnocení zatížení síťových prvků až do chvíle, než některý prvek (obvykle vedení na hranici) dosáhne svého limitu. Po individuálních výpočtech jednotlivými TSO se vybere ta nižší hodnota a ta bude znamenat TTC na daném přeshraničním vedení. Tyto dlouhodobé hodnoty jsou pak upřesňovány v kratších časových horizontech. Teoreticky může být hodnota TTC pro každou obchodní hodinu jiná, obvykle je ale dlouhodobě konstantní.

Pro vysokonapěťová stejnosměrná vedení (HVDC)⁵⁰ jsou hodnoty TTC odvozeny z jejich termálních limitů.

Spolehlivostní rezerva

Výpočet TTC je založen na předpokládaném rozložení výroby a spotřeby s určitou topologií sítě. Neuvažuje však nejistoty mimořádných situací jako mezistátní primární regulace nebo obecně, vzájemnou výpomoc mezi synchronně pracujícími soustavami. Z toho důvodu je určena spolehlivostní rezerva,

⁴⁹ Z anglického Total Transmission Capacity

⁵⁰ Z anglického High Voltage Direct Current

zkráceně TRM⁵¹. Pro stanovení TRM v současné době neexistuje jednotná metodika. Někdy se jedná o složité výpočty s velkým počtem faktorů, na druhé straně např. Německo používá jednoduchý vzoreček $TRM = \sqrt{n} * 100 MW$, kde n značí počet vedení mezi dvěma státy. Nově přijatý síťový kodex CACM ukládá provozovatelům soustav, aby alespoň na regionální úrovni navrhli jednotnou metodiku, kterou by následně implementovali.

Čistá přenosová kapacita

Čistá přenosová kapacita, NTC⁵², se počítá jako celková přenosová kapacita snížená o spolehlivostní rezervu, zkráceně: $NTC = TTC - TRM$. Tuto hodnotu počítá každý TSO nezávisle a na hranici mezi nimi se pak ze dvou hodnot NTC vybere ta nižší. Tato hodnota již reálně ukazuje velikost možné obchodní výměny přeshraničních toků při dodržení bezpečnostních kritérií a respektování synchronního chodu soustav.

Zbývající dostupná kapacita

Čistá přenosová kapacita daného profilu je následně nabízena pro přeshraniční obchod přímo účastníkům trhu nebo prostřednictvím energetických burz. Alokační procedury probíhají v různých časových horizontech a podle již alokované kapacity musí být upravena i čistá dostupná kapacita. Přidělením kapacity účastníkům trhu se snižuje NTC o hodnotu již alokované kapacity – AAC⁵³ a tak vzniká současně dostupná přenosová kapacita – ATC⁵⁴, formálně: $ATC = NTC - AAC$. Logicky může nastat i situace opačná, kdy alokovaná kapacita z dlouhodobé explicitní aukce není účastníky trhu plně využita a nevyužitá kapacita je vrácena do systému snížením AAC a navýšením ATC. O přidělování přenosových kapacit se více dočtete níže v této kapitole.

Výpočty ATC se provádějí obecně pro každý směr nezávisle. V úmyslu maximalizovat obchodovatelnou kapacitu evropská legislativa za určitých okolností vyžaduje saldování přeshraničních přenosů, tzv. netting, který při výpočtu bere v úvahu kapacity přidělené v opačném směru. Při aplikaci nettingu snížení kapacity v jednom směru způsobuje zvýšení kapacity ve směru opačném, formálně $AAC_{A \rightarrow B}^{net} = AAC_{A \rightarrow B} - AAC_{B \rightarrow A}$. Z toho plyne, že dostupná kapacita po nettingu se bude rovnat $ATC_{A \rightarrow B} = NTC_{A \rightarrow B} - AAC_{A \rightarrow B}^{net}$.

Použití nettingu však s sebou nese podmínku, že přidělená kapacita musí být v daném směru využita. Prakticky se jedná o tu část ATC, která byla přidělena v režimu přenosového práva – závazek⁵⁵ nebo

⁵¹ Z anglického Transmission Reliability Margin

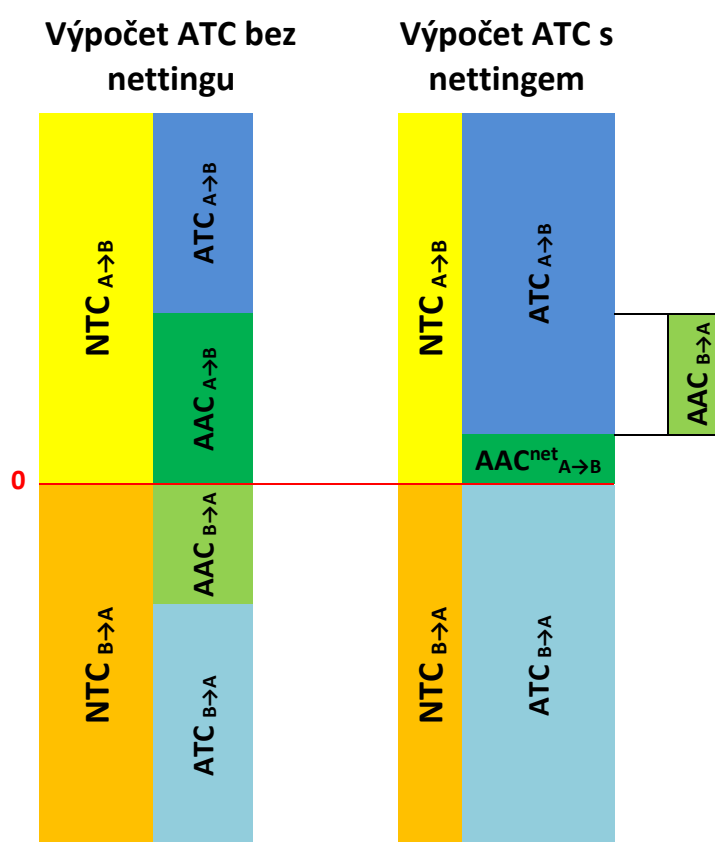
⁵² Z anglického Net Transmission Capacity

⁵³ Z anglického Already Allocated Capacity

⁵⁴ Z anglického Available Transmission Capacity

⁵⁵ Z anglického Right with Obligation

v režimu přenosového práva – opce⁵⁶, ale byla již nominovaná ve formě nahlášeného přeshraničního přenosu. Pravdou je, že netting u NTC-based metody výpočtů nepřinese tak velké rozdíly ve výši možné alokované kapacity, protože zájem o přenosovou kapacitu obvykle převažuje v jednom směru, pochopitelně ve směru vyšší ceny. Rozdíl ve výši ATC bez použití a s použitím saldování znázorňuje následující obrázek. [12]



Obrázek č. 9 – Princip vzájemného saldování přeshraničních přenosů

Nabízená kapacita

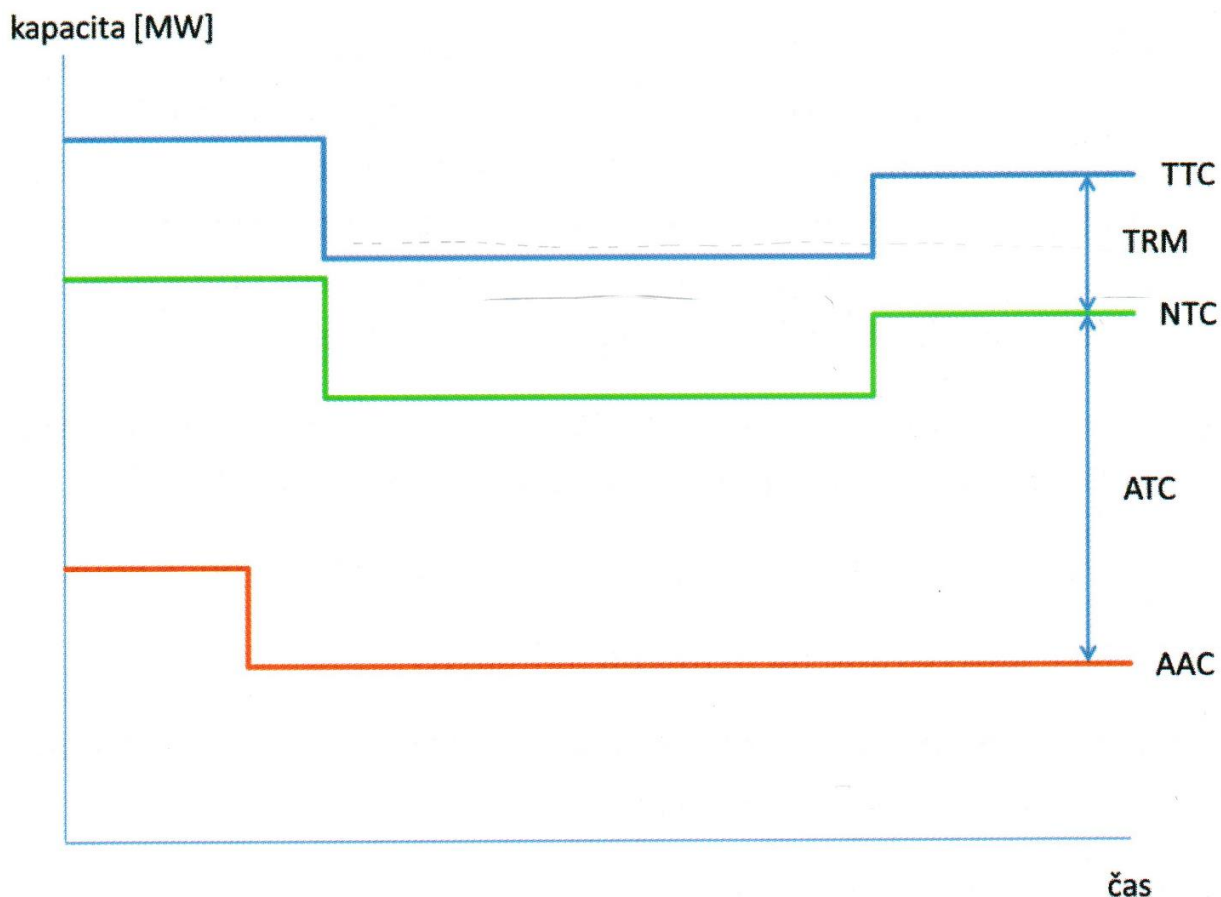
Jak bude popsáno v dalších kapitolách práce, přeshraniční kapacity jsou nabízeny ve více alokačních kolech v různých časových okamžicích před dnem dodávky. Tyto kapacity jsou označeny jako nabízené kapacity v dané aukci – OC⁵⁷. Hodnota OC v daném alokačním kole by nikdy neměla přesahovat aktuální hodnotu ATC, ale může se jí rovnat.

Hodnoty OC pro dlouhodobé horizonty jsou nabízeny na základě dohody mezi danými TSO. Pro denní trh jsou obvykle OC stanoveny jako celková výše hodnoty ATC pro dané obchodní hodiny. Na obrázku níže je

⁵⁶ Z anglického Right with Option

⁵⁷ Z anglického Offered Capacity

znázorněn přístup založený na koordinované čisté přenosové kapacitě, častěji označené jako NTC-based⁵⁸ metoda.



Obrázek č. 10 – Složky přenosové kapacity [12]

3.2.2.2 Flow-based metoda

Vstupem každého alokačního mechanismu je maximální dostupná přenosová kapacita na dané hranici. Přesný výpočet maximální možné dostupné kapacity je v liberalizovaném prostředí skoro nemožný, vyplývá to ze striktního oddělení TSO od výrobce elektřiny a obchodu s ní. Jak již bylo popsáno výše, daný TSO tento výpočet opakuje vícekrát v průběhu roku. První výpočet udává OC pro dlouhodobé horizonty a posledním zpřesněním je výpočet před vnitrodenním obchodováním. Výpočet je založen na predikci toků energie v soustavě s ohledem na bezpečnostní parametry synchronně spolupracující evropské soustavy.

⁵⁸ V odborných textech se častěji objevuje název ATC-based alokace, který lépe zohledňuje realitu, ale osobně jsem se rozhodl o použití NTC-based terminologie, protože je v souladu s oficiálním názvem v českém překladu Nařízení CACM, v němž je tato metoda uvedena jako „přístup založený na koordinované čisté přenosové kapacitě“

Prakticky by to mělo znamenat, že všichni TSO v Evropě musí být připraveni na nejhorší možný případ, který může nastat. Toto by ale v mnoha případech znamenalo neefektivní využití přeshraničních kapacit, které by byly zablokovány z důvodu méně pravděpodobných extrémních toků v soustavě. Z toho důvodu jsou v praxi tyto méně pravděpodobné scénáře zanedbány a v případě přetížení některých hraničních profilů jsou uplatňovány standardní mechanismy dispečerského řízení přetížení.

S cílem zdokonalit mechanismus výpočtů a začlenit fyzikální zákonitosti do alokační metody, byl vyvinut přístup založený na fyzických tocích, tj. flow-based metoda. Princip metody spočívá v tom, že každá obchodní transakce přes hranice je před potvrzením konfrontována s aktuálním stavem sítě. [12]

Flow-based metodu lze aplikovat jak při explicitní, tak implicitní aukci. Výhoda implicitních aukcí proti explicitním je v tom, že se u nich jedná o skutečné přeshraniční obchody, nejen o přenosové kapacity, jak tomu je u explicitních aukcí. V rámci vyhodnocení této vlastnosti implicitních aukcí dovoluje, aby byl použit princip nettingu. Princip vzájemného saldování přeshraničních přenosů získá větší uplatnění u výpočtů flow-based metodou. Důvodem je, že při tomto výpočtu už se nejedná pouze o přeshraniční kapacitu, po které převažuje poptávka ve směru cenového spádu, ale netting lze použít na každém síťovém prvku, který tvoří součást modelu. Tyto síťové prvky jsou využívány mnoha obchodními transakcemi v regionu, takže saldování toků ze všech směrů dává mnohem lepší výsledky, v některých případech v řádu desítek procent. Použití flow-based metody je výhodnější pro krátkodobé horizonty, neboť v dlouhodobém horizontu existuje značná nejistota z hlediska konfigurace topologie sítě, což vede ke ztrátě přesnosti oproti metodě čisté přenosové kapacity, která byla popsána v předchozích odstavcích.

Výpočet kapacity flow-based metodou

Výpočet je podobný jako u NTC-based metody. Do modelu je vložen základní případ (tzv. base case), který předpokládá, že neexistují přeshraniční výměny. Dále jsou do modelu vloženy veškeré transakce z dřívějších alokačních kol a předpokládané toky z aukcí na hranicích společného regionu. Model dále zohledňuje bezpečnostní rezervy (obdoba TRM u NTC-based metody), zkráceně FRM⁵⁹.

Pro jednotlivé síťové prvky jsou pak vypočítány maximální přípustné toky s dodržáním bezpečnostních standardů, zkráceně MF⁶⁰. Každá transakce, která je akceptována, musí vyhovět MF na každém prvku ve společném modelu. U této metody lze zadávat obchodní toky mezi dvěma oblastmi, které nemusí být sousední, jak předpokládá NTC-based metoda. Obchodní toky jsou v rámci výpočtů přerozděleny podle matice distribučních faktorů přenosu elektřiny, obvykle zvané PTDF⁶¹ matice, na fyzické

⁵⁹ Z anglického Flow Reliability Margin

⁶⁰ Z anglického Maximum Flow

⁶¹ Z anglického Power Transfer Distribution Factor

toky, které budou protékat přes uvažované prvky sítě v důsledku transakce. Tyto fyzické toky na jednotlivých prvcích jsou pak konfrontovány s hodnotami MF.

Použitelnost tohoto modelu je značně omezena ve velkých tržních oblastech, protože i v případě velmi přesného modelu dané tržní oblasti obchodní transakce uvádějí pouze zdrojovou a cílovou oblast obchodu. Z toho důvodu není v rozsáhlé oblasti možné přesně určit skutečné místo dodávky. Např. rozložení fyzických toků energie z obchodní transakce ze spojené Německo-Rakouské tržní oblasti do některé ze sousedních zemí se bude zásadně lišit podle toho, zda místem dodávky elektřiny bude Mnichov, nebo Berlín. Skutečné toky energie jsou prakticky nezjistitelné, takže ani podrobný model sítě nepomůže v určení fyzikálních charakteristik obchodní transakce. Právě tento problém tvoří základní nevýhodu této metody. [12]

3.2.3 Přidělování přenosových kapacit

Metody přidělování přenosových kapacit pro uspokojení mezinárodního obchodu s elektřinou se vyvíjí v posledních patnácti letech velmi dynamicky. Prvním cílem bylo co nejrychlejší otevírání hranic pro bilaterální obchody. V počátcích byla dostupná přenosová kapacita přidělována proporcionálně, tj. podle poměru objemu požadovaných kapacit jednotlivých účastníků trhu. Tato metoda byla časem nahrazena transparentnějšími tržními metodami, nejčastěji formou aukcí.

Vývoj v přidělování kapacit je do značné míry určen nařízením č. 714/2009 a navazujícími síťovými kodexy, resp. nařízením CACM a FCA. Nové síťové kodexy mají zajistit postupné sblížení mechanismů jednotlivých již zkoordinovaných regionů. Další tendencí je zapojovat do obchodu s přeshraničními kapacitami společná tržní místa. Obchodování na burze principem implicitní alokace je pro rozvinuté trhy výhodnějším řešením. S tím související změna je patrná i v tom, že se těžiště obchodování přesouvá od dlouhodobých ke krátkodobým časovým rámcům. „Dlouhodobá aukce se postupně transformuje na mechanismus jištění vůči výkyvu ceny na denní bázi.“ [12]

V dlouhodobém horizontu se organizují roční a měsíční explicitní aukce. Tyto dva typy aukce jsou nařízením FCA v EU předepsány jako povinné. Pořádají se před začátkem roku a většinou přidělují produkt pásmo (obvykle značené jako Base Load), tj. kontinuální kapacitní právo pro příslušné období. Kapacita, která není přidělena v těchto aukcích nebo je přidělena, ale nebude využita (není nahlášena), vstupuje do denních aukcí. Mechanismy přidělování nevyužitých kapacity jsou popsány níže.

Denní explicitní aukce se organizuje před daným obchodním dnem, obvykle v dopoledních hodinách, a přiděluje kapacity pro jednotlivé hodiny následujícího obchodního dne. Prakticky veškeré

denní aukce se v současné době konají každodenně bez ohledu na nepracovní dny. Po provedení denní aukce vstoupí veškerá nealokovaná kapacita do vnitrodenní alokace, která končí s několika hodinovým předstihem před uskutečněním dodávky.

Jednotliví TSO zpravidla rozhodují předem, jakou část kapacity nominují do jednotlivých alokačních kol. V rámci vnitrodenní alokace je obvykle nabízena veškerá zbývající dostupná přenosová kapacita. Může ale nastat i případ, že vnitrodenní alokace je pozastavena kvůli kruhovým tokům, např. v našem regionu v případě vysoké produkce v severoněmeckých větrných farmách.

Aukce přeshraničních kapacit se organizují pro různé časové okamžiky a podle dvou základních principů, které jsou popsány níže.

3.2.3.1 Explicitní alokace přeshraničních přenosových kapacit

První možností přístupu k přeshraniční přenosové kapacitě nabídlo zavedení explicitních aukcí na právo využití volných přeshraničních profilů. Tyto aukce fungují na základě bilaterálních dohod mezi sousedícími TSO. Je to aukční systém, kde zpravidla TSO prodává právo na využití volné přeshraniční kapacity s povinností následné nominace před daným obchodním dnem nebo obchodní hodinou. [23]

Stávajícím produktem explicitních aukcí jsou fyzická kapacitní práva – PTR⁶².

Účastníci trhu pak v otevřené aukci požadují konkrétní velikost přenosové kapacity, potřebnou pro jejich přenosy, za kterou nabízejí aukční cenu. V pořadí podle nabídkových cen jsou pak přidělovány kapacity až do uspokojení všech nabídek nebo do dosažení limitu nabízené kapacity pro danou aukci. Cenotvorba v rámci explicitní aukce se provádí na principu marginálních cen, tj. marginální cenu utváří poslední uspokojená nabídka v pořadí a tuto marginální cenu zaplatí všichni účastníci aukce neohledně na jejich cenovou nabídku. Aukční cena bude nulová v případě, že byly veškeré nabídky uspokojeny, tj. nedošlo k vyčerpání limitů přeshraničních kapacit.

V balkánských zemích se vedle výše popsaného postupu cenotvorby používá princip Pay as Bid, kde účastník zaplatí vždy jen svou nabídkovou cenu, ale tento princip již v současnosti platí jen výjimečně. Lze říci, že v Evropě je explicitní aukce hodně rozšířena, zejména pro dlouhodobý časový rámec. [12]

Pokud účastník trhu zakoupí v explicitní aukci nebo na sekundárním trhu fyzické přenosové právo, získá možnost tuto kapacitu nominovat a tak realizovat bilaterální přeshraniční obchod. Mezi nevýhody tohoto systému patří, že aukce není propojena s obchodováním s elektřinou ve všech tržních zónách. Může

⁶²Z anglického Physical Transmission Rights

nastat případ, že skutečně získaná a nominovaná energie neodpovídá nakoupené velikosti přeshraniční kapacity. Další nevýhodou je, že směr toku zobchodované elektřiny, nemusí odpovídat skutečnému fyzickému toku.

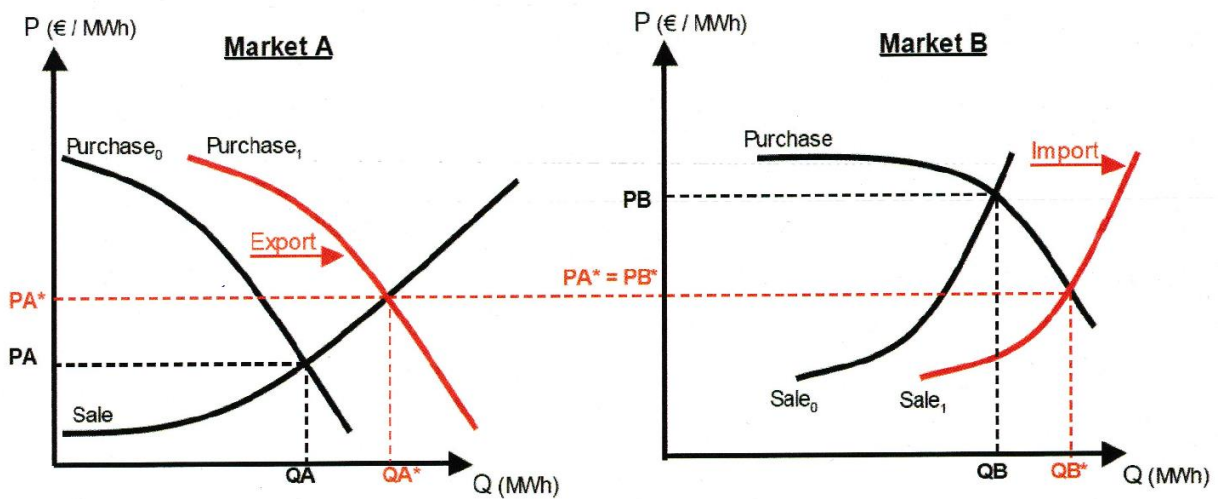
Ve snaze odstranit nevýhody explicitní alokace a dosáhnout konkurenceschopných tržních cen se některé státy dohodly na spolupráci přenosových soustav, operátorů trhu a energetických burz s cílem vylepšení přeshraničního obchodování. Výsledkem takovýchto dohod bylo zavedení implicitní aukce.

3.2.3.2 Implicitní alokace přeshraničních přenosových kapacit

Evropská legislativa již v roce 2003 označila implicitní aukce jako vhodnou alternativu k aukcím explicitním. Právě tímto způsobem EU plánovala propojování národních trhů do regionálních celků, které budou dále transformovány do jednotného evropského trhu s elektřinou. Zavedení implicitní aukce v dané oblasti předpokládá, že v dotyčných státech již existují energetické burzy. Ukázkovým příkladem propojování trhů s elektřinou s využitím implicitní aukce je sjednocení severních regionů (Norsko, Dánsko, Finsko, Švédsko) již v polovině 90. let. Proces integrace denních trhů v Evropě bude blíže popsán v podkapitole 4.1. [12]

Základní myšlenkou implicitní aukce je uplatňování neuspokojené nabídky nebo poptávky elektřiny na sousedním trhu. Při použití implicitní aukce jsou přenosové kapacity využívány k propojení tržních oblastí. Role TSO je v tomto modelu výrazně nižší, prakticky se omezuje na přesný výpočet přenosových kapacit, které budou nabízeny na denním trhu. Obchodník již nemusí odděleně kupovat elektřinu a pomocí OTC obchodů potřebné přenosové kapacity, nabízí jen svou nabídku/poptávku na burze. Právě z tohoto důvodu je při implicitní aukci existence energetické burzy nezbytná.

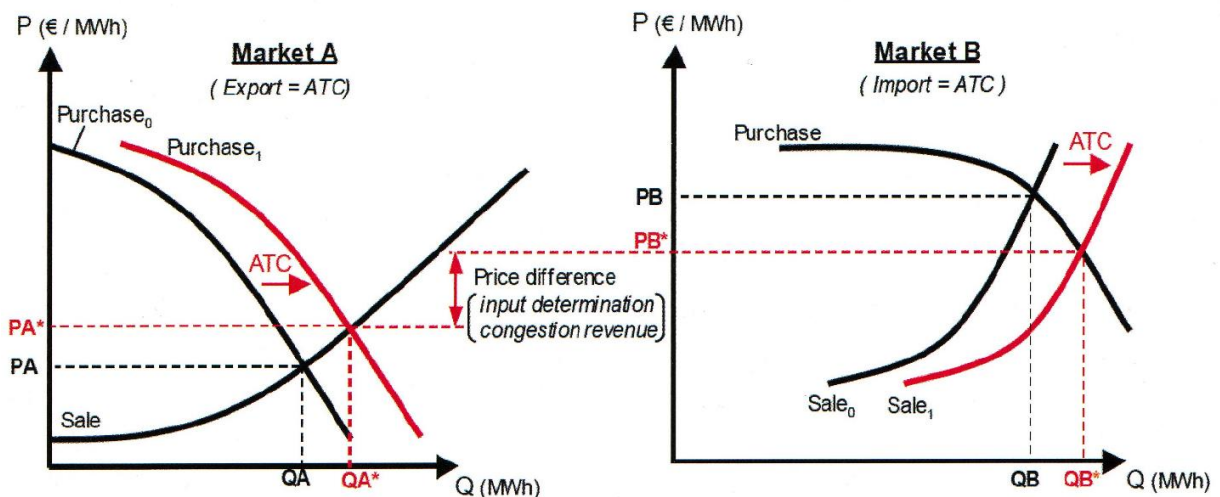
Po propojení trhů mohou být nabídky z oblasti A spárovány s poptávkami z oblasti B nebo obráceně – rozhoduje samozřejmě směr cenového spádu. V případě, že mezi oblastmi existuje dostatečné množství přeshraničních kapacit, tyto oblasti vytvoří společnou nabídkovou a poptávkovou křivku, které se protnou v jediném bodě. Znamená to úplný coupling těchto dvou oblastí a společnou clearingovou cenu silové elektřiny v nich. Úplný coupling je znázorněn na následujícím obrázku.



Obrázek č. 11 – Úplné propojení trhů [12]

Na obrázku jsou ceny a zobchodované množství po couplingu značeny červeně. Jak je vidět, dochází obecně k nárůstu zobchodovaného množství elektrické energie za společnou cenu.

V případě, že mezi státy není k dispozici dostatečná výše přeshraničních kapacit, dochází k částečnému propojení oblastí. Tento případ je znázorněn na obrázku č. 12.



Obrázek č. 12 – Částečné propojení trhů [12]

Jak je vidět z obrázku, dochází k částečnému uspokojení poptávky z oblasti B nabídkou z oblasti A (oblast s nižší cenou elektřiny) do chvíle, kdy bude ATC pro denní aukci vyčerpána. Výsledkem částečného couplingu pak bude prodejní cena elektřiny PA^* v oblasti A ale nákupní cena PB^* bude pro oblast B vyšší. Takovým způsobem vzniká finanční přebytek z implicitní aukce ve výši $ATC * (PB^* - PA^*)$. Obvykle tato částka náleží TSO podílejícím se na spolupráci, ale obecně to platit nemusí. Rozdělení příjmů je podrobněji popsáno v následující podkapitole.

Z hlediska zavedení existují dva typy implicitních aukcí, které se liší hlavně úrovní spolupráce mezi jednotlivými regiony, resp. TSO. Tyto formy jsou:

- Market splitting
- Market coupling
 - Price coupling
 - Volume coupling

Market splitting předpokládá, že na celém území, které se pokouší o propojení, působí jediné tržní místo. Tato společná burza zpracovává nabídky a poptávky od všech účastníků trhu v daném regionu do jediné nabídkové, resp. poptávkové křivky. Sesouhlasení pak probíhá bez ohledu na přístupnou přeshraniční kapacitu. Pokud výsledný tok mezi oblastmi vyhovuje limitům přeshraničních kapacit, algoritmus končí a na celém území bude jednotná cena elektrické energie. V případě nedostatečné přeshraniční kapacity pro uspokojení vypočtených toků mezi oblastmi dochází k anulaci části předem spárovaných transakcí a k rozdělení regionu na dvě oblasti s různou cenovou hladinou. Dojde k rozdělení trhů, tj. k market splittingu. Tento princip je využíván v severských zemích a v Itálii kvůli nedostačující kapacitě uvnitř státu.

Jak už bylo naznačeno výše, market coupling slouží k propojení již fungujících energetických burz. Při market couplingu budou účastníci trhu nadále obchodovat přes svoji burzu a propojení se provádí mezi jednotlivými burzami s již hotovými nabídkovými a poptávkovými křivkami pro jednotlivé regiony. Poté se burzy budou snažit podle předem daného mechanismu spárovat dodatečnou nabídku z jedné oblasti (s nižší cenou) s dodatečnou poptávkou z druhé oblasti. Právě podle mechanismu určení společné nabídkové a poptávkové křivky dochází buď k price couplingu nebo pouze k volume couplingu.

Výsledek výpočtů bude odlišný podle toho, zda přeneseme neuspokojenou nabídku z oblasti A do oblasti B, či neuspokojenou poptávku z oblasti B do A. Optimální řešení leží někde mezi těmito body nebo v jednom z nich. Pokud burzy hledají při propojení trhů optimální řešení této úlohy, hovoří se o cenovém couplingu. Při tomto mechanismu burzy musí mít nejen jednotný algoritmus výpočtů ale i kompatibilní pravidla pro různé mezní situace, např.: nedělitelnost blokových dodávek nebo případy, kdy se nabídková a poptávková křivka neprotne nebo je jejich průnikem úsečka. [12]

Pokud z nějakého důvodu není možné provést výpočet podle společného mechanismu, burzy použijí volume coupling, který je ve své podstatě jednodušším řešením. Po výpočtu křivky sesouhlasení pro jednotlivé oblasti je proveden výpočet objemu přeshraničního toku podle cenové difference mezi oblastmi.

Poté provedou opakované vyhodnocení s respektováním nového přeshraničního toku, přičemž nové ceny si ve svých oblastech určí samostatně.

„Volume coupling obecně nevede k optimálnímu řešení (maximalizaci společenského užitku) a v některých okrajových případech může vést i k nežádoucím protitokům, kdy elektřina teče z dražší oblasti do oblasti levnější. Jedná se však často o jedinou variantu, kterou je možné v kontextu daného území zavést, alespoň po přechodnou dobu.“ [12]

Zkušenosti s implicitní alokací ukazují její výhodnost hlavně v lepší využitelnosti přeshraničních přenosových kapacit. Dochází ke konvergenci cen na spotových trzích a snížení jejich volatility, zároveň se zvyšuje likvidita spotových trhů a transparentnost stanovování cen elektřiny. Tímto způsobem je zamezena i možnost zneužití přeshraničního profilu spekulativními nákupy, k čemuž při explicitní aukci může dojít.

3.2.4 Příjmy z aukcí a jejich rozdělení

Příjmy z aukcí přenosových kapacit náleží danému TSO i v případě, že aukce je organizována prostřednictvím aukční kanceláře nebo burzy. Obecně podle evropské legislativy má být přeshraniční přenosová kapacita poskytována zdarma v zájmu podpory konkurenčního prostředí na evropském trhu s elektřinou. Náklady spojené s dostupností této kapacity samozřejmě nejsou nulové a mají být započítány do domácích tarifů.

Nařízení č. 714/2009 předepisuje, aby provozovatelé přenosových soustav poskytovali veškeré dostupné kapacity na přeshraničních profilech pro obchodní účely, přičemž regulátor v dané oblasti musí každoročně zpracovat zprávu o výsledcích kontroly využívání příjmů z aukcí. Obvykle se v aukcích na bázi NTC metody finanční příjem z kapacity na dané hranici rozděluje půl na půl mezi dva příslušné TSO.

TSO může kapacity zpoplatnit jen v případě, kdy poptávka po nich převyší nabízené množství. Tento finanční příjem by měl být využit k rozšíření úzkého hrdla. Z finančního hlediska je pro TSO zřejmě výhodnější udržet stav, kdy je příjem z aukcí nenulový, tj. není uspokojená každá poptávka po kapacitě⁶³. Proto evropská legislativa jednotlivým TSO přímo nařizuje, aby z těchto příjmů zabezpečili dostupnost a rozšíření kapacity tak, aby byla v budoucnu dostatečná.

V případě použití flow-based metody je rozdělení příjmů z aukcí složitější než tomu je u NTC-based metody. U flow-based metody již nelze jednoznačně určit jedinou hranici, které se daná obchodní transakce týká. V podstatě v mnoha případech hovořit ani nelze o hranicích, protože transakce lze

⁶³ Rozšíření přeshraničních kapacit povede nejprve k nárůstu příjmů, ale jen do okamžiku, kdy bude veškerá poptávka uspokojena.

realizovat i mezi nesousedními oblastmi. Určit příjem z jednotlivých hranic není možné ani v případě obchodní transakce sousedních oblastí, protože vyhodnocení se provádí pro celý region, veškeré nabídky přes všechny hranice soutěží mezi sebou navzájem. Úzká hrdla, která jsou zdrojem příjmů, v tomto modelu již nemusí být jen přeshraniční profily, může se jednat o jakýkoliv prvek uvnitř oblasti, na kterém hodnota MF neuspokojí tržní poptávku.

V průběhu vývoje evropských projektů na implementaci flow-based metody se vytvořila řada klíčů, podle nichž byly příjmy z aukcí rozdělovány. Klíče by měly vést k motivaci TSO, aby maximalizovali dostupné přenosové kapacity a aby cenové signály byly vhodné ke zvyšování přeshraničních přenosových kapacit z příjmů z aukce. Z dlouhodobého hlediska je zřejmé, že investice ze strany TSO do rozšíření infrastruktury v místech úzkého hrdla vede dlouhodobě k omezení jeho vlastního příjmu z přetížení⁶⁴.

Je zřejmé, že se jedná spíše o politickou než striktně technickou otázku. Nejpravděpodobnějším je kompromis v kombinaci různých klíčů, aby poměr příjmů byl přibližně srovnatelný s poměrem při použití NTC-based metody. V přípravné fázi třetího liberalizačního balíčku se vyskytly úvahy o tom, že by mohl být vytvořen evropský fond, kam budou směřovat veškeré příjmy z přidělování kapacity, a z tohoto fondu pak bude hrazena investice do posilování přeshraničních kapacit. Tyto úvahy se však nenaplnily.

3.2.5 Přidělení nevyužité kapacity

Hlášením přeshraničních přenosů s využitím přidělených přenosových kapacit mezi jednotlivými aukcemi lze dosáhnout lepší využitelnosti těchto kapacit, protože ukazuje přesnější obraz o skutečných naplánovaných tocích na hranici. Účastníci, kteří získali přenosové kapacity v dlouhodobých aukcích, musí před zahájením denní aukce nahlásit, jakou část ročních (měsíčních) kapacit chtějí reálně využít. Přidělená, ale nenahlášená kapacita je tak zařazena zpátky do výpočtu denních ATC.

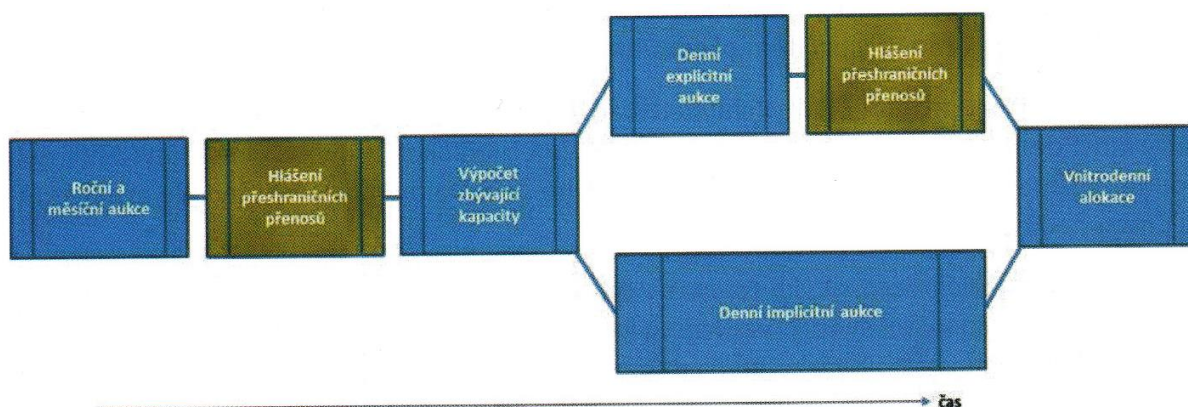
Zůstane tady otázka, komu patří finanční prostředky získané z nenahlášených kapacit po opětovném přidělení těchto kapacit v denní aukci. Existují dva základní principy:

- Princip Use it or Lose it – znamená, že příjem z opětovného přidělení kapacity náleží TSO, takže kapacita nevyužitá účastníkem trhu propadá bez náhrady.
- Princip Use it or Sell it – znamená, že příjem z opětovného přidělení kapacity náleží původnímu účastníkovi trhu. Tento princip je jediným přípustným v celé EU, a to i na hranicích, kde probíhá implicitní aukce. Příjem je v tomto případě tvořen cenovým rozdílem mezi tržními oblastmi. Je zřejmé, že na tomto procesu se dá i vydělat, pokud cena kapacity v denní aukci převyšuje cenu, za

⁶⁴ Congestion income – výnosy plynoucí z přidělování kapacity (definice z Nařízení č. 1222/2015)

kteřou účastník tuto kapacitu původně získal v rámci dlouhodobé aukce nebo na sekundárním trhu.

Časový sled hlášení přenosů je schematicky znázorněn na následujícím obrázku.



Obrázek č. 13 - Proces hlášení přeshraničních přenosů vložených mezi jednotlivé typy aukcí

3.2.5.1 Sekundární trh s přenosovými kapacitami

Tento trh, který v současné době neexistuje, nabízí možnost účastníkům trhu získanou kapacitu od TSO prodat jinému účastníkovi trhu nebo zpětně danému TSO. Tento trh se odehrává na úrovni OTC obchodů a při obchodování kapacity mezi účastníky eviduje daný TSO nebo aukční kancelář pouze změnu vlastníka kapacity.

Případ, kdy je kapacita prodána provozovateli přenosové soustavy, která ji prvotně prodala účastníkovi, je označen jako capacity resale. TSO pak po opětovném prodeji kapacity odevzdá finanční výtěžek účastníkovi, od kterého danou kapacitu koupil. Z hlediska účastníka trhu nese capacity resale riziko, protože v okamžiku prodeje kapacity provozovateli přenosové soustavy ještě nezná cenu, za kterou tato kapacita bude v nejbližší aukci prodaná. Jedná se o podobný princip, jako Use it or Sell it, hlavní rozdíly uvádí následující tabulka.

	Capacity Resale	UIOSI
Kdy se provádí	Mezi roční a měsíční aukcí (obvykle)	Mezi dlouhodobou a denní aukcí, resp. mezi denní a vnitrodenní alokací
Jak se provádí	Explicitní operací ze strany účastníka trhu (vrácení kapacity)	Automaticky pro nevyužitou kapacitu (v procesu hlášení přeshraničních přenosů)

Tabulka č. 5 – Rozdíl mezi principy Capacity Resale a UIOSI [12]

Převod kapacit mezi účastníky trhu je v určité podobě podporován všemi aukčními platformami v rámci EU, obvykle je umožněno i vrácení a následný pře prodej kapacit.

3.2.6 Finanční kapacitní práva

S rozšiřováním implicitních aukcí se prostor pro bilaterální obchody omezuje na dlouhodobý horizont. Síťový kodex FCA⁶⁵ uvádí, že bilaterální obchody v dnešní podobě mohou být nahrazeny aukcemi finančních kapacitních práv – FTR⁶⁶. Není vyloučeno, že v budoucnu budou FTR jedinou možností pro bilaterální obchodování. Princip aukce FTR je úplně stejný jako u aukcí PTR. Hlavním rozdílem mezi aukcemi PTR a FTR je v tom, že FTR neznamenaají realizaci přeshraničního přenosu. Místo toho účastník trhu, který je držitelem FTR, získá finanční obnos z denní implicitní aukce v případě cenového diferenciálu v příslušných dvou tržních oblastech.

Aukce FTR jsou čistě finančním instrumentem s podobným efektem, jako když účastník trhu získá v explicitní aukci PTR, která jsou spojena s principem UIOSI⁶⁷, přičemž účastník neprovede nominaci těchto kapacit a tím získá možný finanční výtěžek z opětovného prodeje těchto kapacit na denním trhu. V této souvislosti se jedná o analogii stávajících dlouhodobých aukcí PTR, ale místo nahlášení kapacit za účelem přenosu, obchodník vydá příslušné pokyny na spotovém trhu.

Síťový kodex FCA dovoluje v aukcích FTR jak režim Right with Option, tak režim Right with Obligation. Režim Right with Option dovoluje, aby účastník obdržel jen případný výnos z cenového diferenciálu. V případě režimu Right with Obligation je účastník povinen zaplatit aukční kanceláři, bude-li cenový rozdíl opačný, tj. elektřina poteče opačným směrem.

Cílem zavedení aukcí FTR je zvýšení likvidity spotového trhu s implicitní aukcí, do kterého by mělo být zapojeno veškeré fyzické obchodování s elektřinou, přičemž by byl ponechán prostor pro forwardové bilaterální obchodování, které účastníkovi umožní zajistit se vůči neočekávaným cenovým výkyvům na denním trhu.

V současné době nejsou aukce FTR v Evropě rozšířené, existují na několika málo hranicích, např. mezi Španělskem a Portugalskem, a v Itálii v rámci vnitrostátní implicitní aukce. [12]

Dále bylo v říjnu 2015 schváleno jejich zavedení na hranicích Belgie s Francií a Belgie s Nizozemskem.⁶⁸

⁶⁵ Z anglického Future Capacity Allocation

⁶⁶ Z anglického Financial Transmission Rights

⁶⁷ Z anglického Use It or Sell It

⁶⁸https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/stakeholder_committees/15_12_03/EFET_Market_ESC_FTRs_final.pdf

Alternativu k FTR znamená i kontrakt na rozdíl – CfD⁶⁹. Tento čistě finanční produkt, který je navázán na spotový trh Nord Pool Spot, se úspěšně používá v severských zemích již řadu let. Zatímco FTR prodává TSO (s možnou účastí aukční kanceláře), CfD je čistě finančním produktem bez účasti TSO.

FTR představuje možnost zajištění vůči cenovému diferenciatu mezi danými oblastmi. CfD zajišťuje možnost zajištění vůči cenovému rozdílu v dané oblasti vzhledem k systémové ceně. Systémovou cenou se rozumí fiktivní cena, která by byla společnou tržní cenou celého severského regionu v případě, že by mezi státy neexistovalo žádné omezení v infrastruktuře, tj. pokud by nedošlo k market splittingu.

3.2.7 Vývoj koordinace mezi TSO při přidělování kapacit

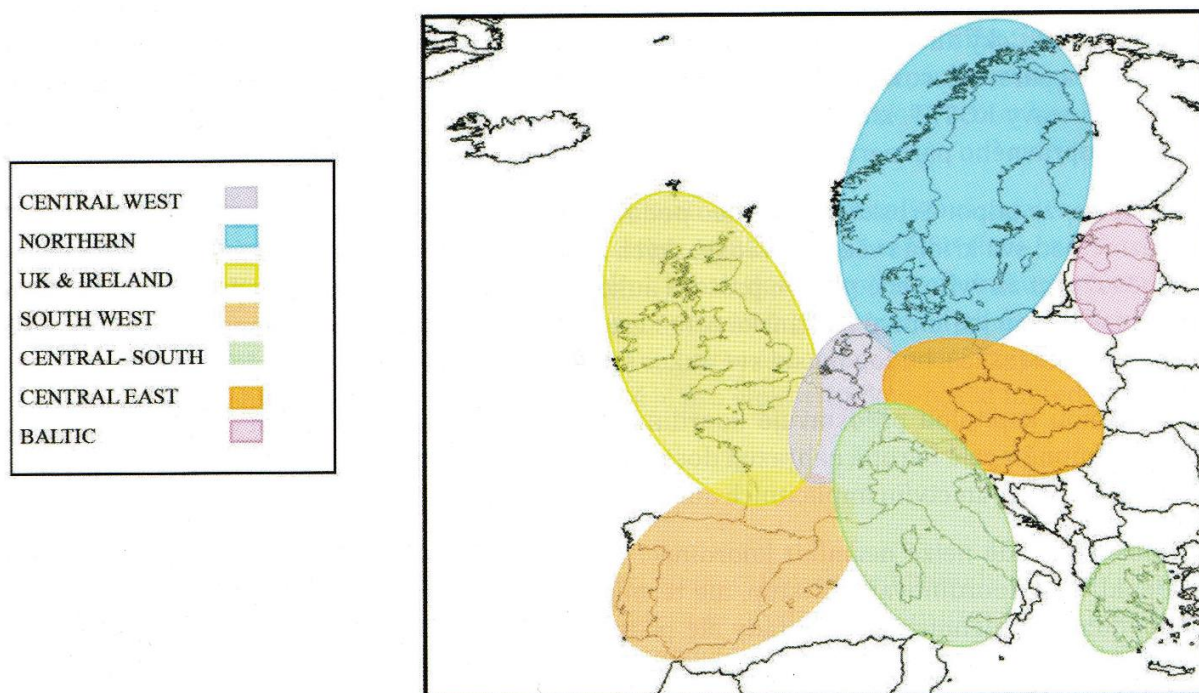
Vývoj v koordinaci mezi TSO v Evropě trval pochopitelně dlouhou dobu, mechanismy se postupem času integrovaly do bilaterálních aukcí, kdy jeden z provozovatelů přenosových soustav měl roli aukční kanceláře a druhý akceptoval jeho výsledky. Tato jednoduchá kooperace platí v současnosti částečně na Balkáně a také v regionu FUJ⁷⁰ pro aukce kapacit na podmořských vedeních. [12]

V dnešní době je proces přidělování kapacit v rámci explicitní aukce téměř výhradně v rukou nadnárodních aukčních kanceláří. Už v roce 2006 rámcový pokyn pro řízení přetížení⁷¹ rozdělil Evropu do 7 regionů s povinností zavést od 1. 1. 2007 společné koordinované mechanismy pro přidělování přenosových kapacit v jednotlivých regionech. Tyto regiony jsou znázorněny na následujícím obrázku.

⁶⁹ Z anglického Contract for Difference

⁷⁰ Francie – Velká Británie – Irsko

⁷¹ Congestion Management Guidelines



Obrázek č. 14 – Rozdělení Evropy na regiony [12]

Jediným regionem, který tuto povinnost splnil do dané lhůty, byl region severní Evropy⁷², ve kterém již byl společný trh s elektřinou zaveden formou market splittingu.

Částečného výsledku bylo dosaženo i ve střední Evropě, kde pod vedením ČEPS jako aukční kanceláře již v té době byla zavedena zkoordinovaná dlouhodobá a denní aukce. Nařízení v tomto regionu nebylo splněno, protože Maďarsko a Rakousko se odmítaly připojit ke koordinované NTC-based aukci. Důvodem jejich odporu bylo předpokládané nedaleké zavedení flow-based mechanismu. Ke koordinaci byly donuceny Evropskou komisí, která vůči nim zahájila v roce 2009 řízení pro nesplnění povinnosti⁷³ ohledně nařízení č. 1228/2003.

V západní Evropě došlo v roce 2008 k založení aukční kanceláře, CASC⁷⁴, se sídlem v Lucembursku. Ve střední Evropě také došlo k založení regionální aukční kanceláře, CAO⁷⁵. Původně byla tato kancelář založena pro účely zavedení flow-based explicitních aukcí, avšak kvůli velkému zpoždění projektu CAO převzala roli aukční kanceláře ČEPS, která koordinovala stávající NTC-based aukce. S postupem času CASC rozšířila svou činnost na další evropské hranice.

⁷² V rámci Nord Pool

⁷³ Infringement procedure

⁷⁴ Capacity Allocation Service Company

⁷⁵ Central Allocation Office GmbH

V Evropě došlo k finální koordinaci dlouhodobých explicitních aukcí přeshraničních kapacit 1. září 2015, kdy se výše zmíněné dvě aukční kanceláře sloučily do jediné s názvem Joint Allocation Office – JAO. JAO zajišťuje roční, měsíční a denní aukce na 27 hranicích mezi členy EU a slouží i jako záložní aukční kancelář pro spotový trh.⁷⁶ Tímto došlo k splnění jednoho bodu síťového kodexu FCA.

Devět TSO z balkánského regionu chtělo v rámci koordinace zavést flow-based metodu bez předešlé aplikace NTC-based metody. Implementace flow-based metody narážela na řadu problémů a v roce 2009 došli k rozhodnutí, že nejprve je třeba provést koordinaci použitím NTC-based metody. Výsledkem snahy o spolupráci bylo zrození aukční kanceláře SEE CAO⁷⁷, která provádí od 1. dubna 2014 roční, měsíční a denní explicitní alokaci NTC-based metodou v souladu s nařízením (EU) č. 714/2009 mezi 7 státy⁷⁸ balkánské oblasti. Nepřipojení Srbska k regionu je zdůvodněno napjatou politickou situací mezi Kosovem a Srbskem. Srbský TSO stále neuznává kosovského TSO jako rovnocenného partnera. Zapojení Srbska do činnosti SEE CAO se očekává v roce 2017. [34]

3.2.7.1 Vnitrodenní obchodování

Jak již bylo popsáno v kapitole 3.1.4, vnitrodenní obchodování slouží k úpravě obchodních pozic účastníků trhu v čase blízkém reálu, obvykle do H – 1⁷⁹. Tyto změny mají zabezpečit co nejmenší odchylku od sjednané transakce, aby za ně účastník nemusel zaplatit. Tímto způsobem lze provést úpravy podle přesnější předpovědi počasí, spotřeby a skutečné výroby. Role vnitrodenního trhu v posledních letech narůstá v souvislosti s nárůstem instalovaného výkonu hlavně solárních a větrných elektráren. Tyto úvahy platí i v případě obchodování s přeshraničními kapacitami.

TSO tak mohou své pozice upravit podle přesnějšího odhadu toků v sítích a na těchto trzích nabídnout případnou přebytečnou kapacitu.

Nařízení CACM připouští jediné možné řešení vnitrodenního obchodování, a to kontinuální obchodování s implicitním přidělováním přeshraničních kapacit. Právě podle tohoto principu funguje vnitrodenní obchodování již řadu let ve skandinávském regionu. Tento model je postupně přebírán dalšími státy i v kontinentální Evropě.

Kontinuální obchodování probíhá prostřednictvím centrální protistrany, kam účastníci trhu umísťují svoje nabídky a poptávky, které se potom průběžně párují, přičemž obchodníkovi, který by svou transakcí působil překročení kapacity na hraničních vedeních, nebo u flow-based metody na jakémkoliv

⁷⁶ www.jao.eu

⁷⁷ [Coordinated Auction Office in South East Europe](#)

⁷⁸ Chorvatsko, Bosna a Hercegovina, Černá Hora, Albánie, Makedonie, Řecko, Turecko

⁷⁹ H značí hodinu uskutečnění dodávky

síťovém prvku, není uzavření této transakce dovoleno. Prakticky to znamená, že systém automaticky neukazuje účastníkovi z vedlejší oblasti nabídky/poptávky, při jejichž uspokojení by došlo k překročení přenosových limitů na spojení s touto oblastí.

TSO má samozřejmě nepřetržitý přístup do systému a může provést jakékoliv úpravy hodnot přenosových limitů. Důležitou roli hraje i princip nettingu, tj. uzavření přeshraniční transakce v jednom směru. Ten znamená snížení ATC v jednom směru, ale nese sebou zvýšení ATC ve směru opačném.

V současné době probíhá přidělování přeshraničních kapacit na vnitrodenním trhu explicitně podle principu first come, first served – FCFS. To znamená, že veškerá dostupná kapacita se přiděluje zdarma podle pořadí poptávek a po vyčerpání ATC jsou ostatní poptávky zamítnuty. Síťový kodex CACM tuto problematiku řeší, avšak s přístupem, že je třeba nalézt řešení i pro dosud odmítané poptávky. Cílem je, aby mohla být ekonomicky zohledněna poptávka převyšující nabídku po přeshraničních kapacitách, jak je tomu u dlouhodobých a denních aukcí.

Řešení tohoto problému je obzvláště složité, protože princip kontinuálního obchodování s použitím absolutního nettingu znamená, že přidělování kapacit probíhá s nulovou cenou až do vyčerpání nabídky. To znamená, že po vyčerpání nabídky, kdy by mohla být kapacita přidělena za nenulovou cenu, jsou obchody, v němž byly kapacity bezplatně přiděleny, již uzavřeny. V současné době existuje několik variant budoucí podoby ocenění kapacit a rozhodnutí v této otázce se očekává v roce 2017. [32]

I když konečný model vnitrodenního obchodování není do všech podrobností rozpracován, již v současnosti probíhá projekt na sjednocení vnitrodenního obchodování v rámci Evropy. Cílem projektu s názvem XBID⁸⁰ je zavedení implicitního kontinuálního obchodování v rámci vnitrodenního trhu na většině hranic v EU. Obrázek č. 15 pochází z posledního setkání skupiny uživatelů⁸¹ XBID, ze dne 8. 11. 2016 a znázorňuje geografické rozložení projektu spolu s účastníky v něm. Přípravy probíhají v rámci lokálních implementačních projektů, LIP⁸², a v oranžově vyznačených regionech se předpokládá zahájení projektu ve třetím kvartálu 2017.

Podle předpokladů bude projekt XBID tvořit základ řešení celoevropského propojení vnitrodenních trhů. Řada evropských zemí není zatím členem projektu, následující výčet uvádí ty země, jejichž TSO nebo burza (případně oboje) se nachází v přístupovém proudu projektu⁸³: [35] Rakousko, Bulharsko, Chorvatsko,

⁸⁰ Cross-Border Intraday Market Project

⁸¹ User group meeting

⁸² Local Implementation Project

⁸³ Accession Stream

Česko, Estonsko, Řecko, Maďarsko, Itálie, Irsko, Lotyšsko, Litva, Polsko, Portugalsko, Rumunsko, Srbsko, Slovensko a Slovinsko.

LIPs part of go-live Q3/2017

LIP	Participants
1	Nordic Fingrid, EnDK, SvK, Statnett, Nord Pool, EPEX
2	Kontek EnDK, 50Hz, Nord Pool, EPEX
3	DK1/DE, DE/NL EnDK, TenneT NL& DE, Amprion, EPEX, APX/Belpex, Nord Pool
4	NorNed Statnett, TenneT NL, APX/Belpex, Nord Pool
5	FR/DE, CH/DE, CH/FR, DE/AT Amprion, TransnetBW, APG, RTE, Swissgrid, EPEX, Nord Pool, Tennet DE
6	NL/BE Elia, TenneT NL, APX/Belpex
8	FR/BE RTE, Elia, APX/Belpex, EPEX
9 12	FR/ES&ES/PT RTE, EPEX, OMIE, REE, REN
11	AT/CH APG, Swissgrid, EPEX
13	Baltic Elering, Litgrid, AST, Fingrid (Estlink) Svenska Kraftnät (NordBalt, Nord Pool)

LIPs going live at a later stage

LIP	Participants
7	BritNed BDL, NG, TenneT NL, APX
10	IFA RTE, NG, Nord Pool, EPEX
14	INB ADMIE, APG, ELES, RTE, Swissgrid, Terna, BSP, EPEX, EXAA, GME, LAGIE, Nord Pool



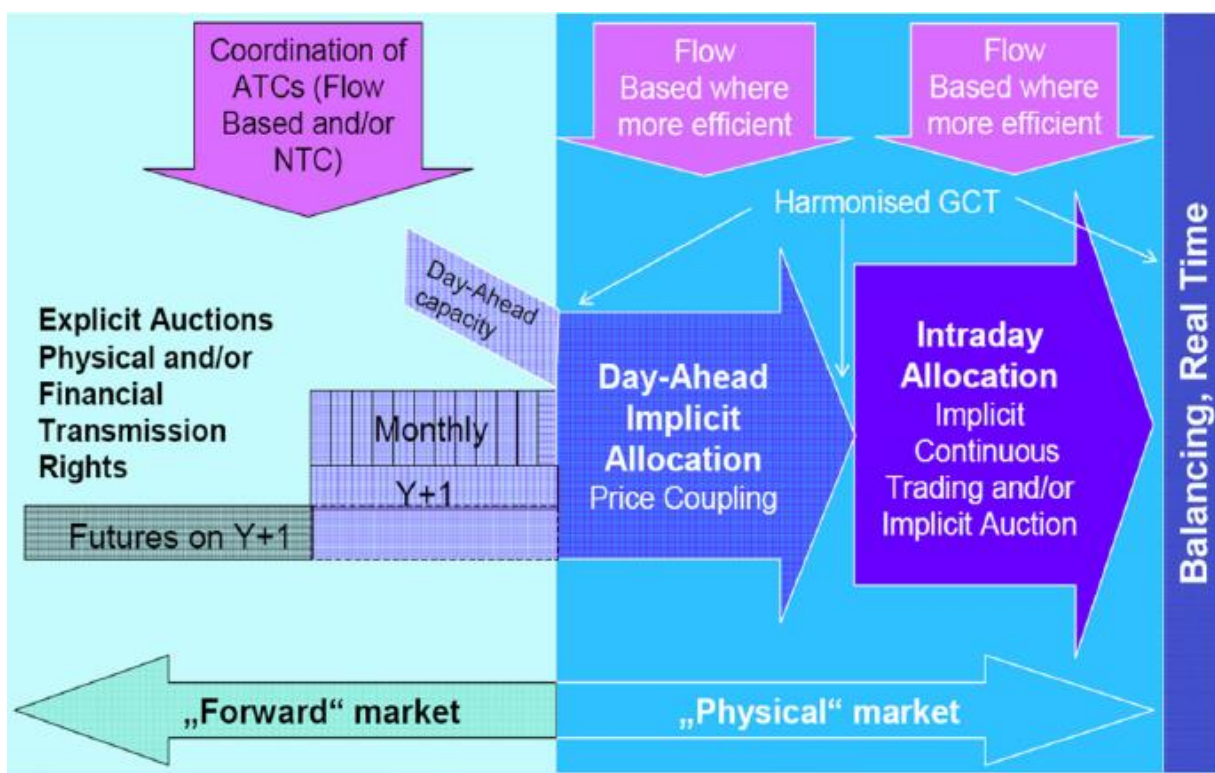
Obrázek č. 15 – Rozsah projektu XBID [36]

Řešení vnitrodenního trhu podporuje nejen implicitní kontinuální obchodování, ale i explicitní, avšak o použití tohoto řešení musí rozhodnout národní regulační orgán a posoudit, je-li v souladu s cílovým modelem EU pro integrované přeshraniční obchodování na vnitrodenním trhu s elektřinou.

4. Cílový model trhu s elektřinou v Evropě

Jednotný vnitřní trh s elektřinou, neboli IEM, vyžaduje harmonizaci pravidel a zavedení jednotných algoritmů v obchodování s elektrickou energií, přidělování přeshraničních kapacit nevyjímaje. Unijní přístup k vytvoření IEM sestává jednak z harmonizace pravidel formou směrnic a nařízení přístupem shora dolů, jednak z vytvoření regionálních projektů, aby k harmonizaci postupů došlo v menších geografických oblastech, které pak budou propojeny.

Ambicí cílového modelu trhu s elektřinou v Evropě je sjednocení pravidel a postupů také pro výpočet a alokaci přeshraničních kapacit v rámci dlouhodobého, denního, vnitrodenního a vyrovnávacího trhu. První verze cílového modelu byla představena v roce 2009 v rámci Evropského regulačního fóra občas nazývaného též Florentské fórum a je znázorněna na obrázku níže. Původním záměrem bylo dokončit proces vytváření IEM do roku 2015. Jednotný vnitřní trh s elektřinou neexistuje zatím ani v roce 2016, ale bylo dosaženo významných pokroků. Procesu integrace spotových trhů pomocí regionálních iniciativ je věnována následující podkapitola.



Obrázek č. 16 – Cílový model trhu do roku 2015 [37]

V současnosti probíhá implementace cílů cílového modelu do podoby síťových kodexů, které pak budou tvořit východiska pro následující evropská nařízení. Více se o síťových kodexech dočtete v kapitole č. 2.4.

Pravidlům pro dlouhodobý trh s elektřinou se věnuje nařízení FCA. Přeshraniční kapacity na tomto trhu budou v budoucnu přiděleny buď ve formě fyzických kapacitních práv, podle principu UIOSI, explicitní alokací, anebo ve formě finančních přenosových práv – opcí⁸⁴ nebo finančních přenosových práv – závazků⁸⁵ explicitní alokací. Bližší informace o finančních kapacitních právech naleznete v kapitole 3.2.6. Vypracování společných metodik znamená dlouhý proces jednání mezi dotčenými stranami a návrhy jednotlivých TSO musí být pak prověřeny národními regulačními orgány (do 6 měsíců), jsou-li v souladu s nařízením FCA. Lhůty na provedení každého kroku se pohybují řádově v měsících, takže i když nařízení FCA je platné od 15. 10. 2016 (dvacátým dnem po jeho vyhlášení), okamžik uskutečnění stanovených pravidel leží ještě v budoucnu. Některá ustanovení nařízení FCA musí být navíc koordinována na celoevropské úrovni, což znamená ještě delší proces než harmonizace na regionální úrovni. Následující tabulka uvádí některé kriticky důležité body budoucího dlouhodobého trhu s elektřinou.

Musí schválit každý TSO:	Článek v Nařízení FCA
Metodika společného modelu sítě	18
Zavedení harmonizovaných pravidel pro přidělování	51
Metodika rozdělování příjmu z přetížení	57
Musí schválit každý TSO v regionu:	
Metodika výpočtu kapacity	10
Metodika rozdělování dlouhodobé kapacity mezi zónami	16
Regionální parametry dlouhodobých přenosových práv	31

Tabulka č. 6 – Důležité články Nařízení FCA [38]

Cílová podoba denního a vnitrodenního trhu je již jednoznačnější. V případě denního trhu cílový model striktně stanoví jedinou možnost alokace kapacit implicitní aukcí, která má být v celé EU společná podle principu single price coupling. V této oblasti bylo dosaženo největšího pokroku, o kterém se více dočtete v kapitole 4.1.

⁸⁴ Pojem finanční přenosové právo – opce definuje nařízení FCA z anglického financial transmission rights – options

⁸⁵ Pojem finanční přenosové právo – závazek definuje nařízení FCA z anglického financial transmission rights – obligations

Na vnitrodenním trhu má být zavedeno průběžné obchodování s implicitní alokací. Tento trh vykazuje v současnosti nejmenší stupeň harmonizace, dosažení pokroku je očekáván od projektu XBID, o kterém pojednává kapitola 3.2.7.1.

Z hlediska výpočtu přeshraničních kapacit cílový model dovoluje nadále použít NTC-based metodu na dlouhodobém trhu. Na trhu denním a vnitrodenním by měla být zavedena flow-based metoda výpočtu kapacit, alespoň v hustě propojených oblastech. V současnosti jediná úspěšná implementace této metody byla dosažena v regionu CWE.

Povinnost dokončení jednotného propojení denních a vnitrodenních trhů svěřuje Nařízení CACM tzv. nominovaným organizátorům trhu s elektřinou (dále jen NEMO⁸⁶). Každý národní regulační orgán musel NEMO stanovit podle článku 4 zmíněného nařízení, podle kritérií v článku 6. Funkce, které musí NEMO zajišťovat, jsou definovány v článku 7 téhož nařízení. Všichni NEMO z celé Evropy musí spolupracovat na zajištění funkce Market Coupling Operátora. Ustanovením Energetického regulačního úřadu se českým NEMO dne 7. 10. 2015 stala společnost OTE, a.s.⁸⁷ ACER publikoval seznam evropských NEMO dne 14. 12. 2015, tento seznam tvoří přílohu č. 2 k této práci.

Pravidla budoucí podoby vyrovnávacího trhu zatím nejsou jasná, jelikož se síťový kodex NC EB⁸⁸ stále nachází ve fázi vývoje. Vytváření společného vyrovnávacího trhu bude vycházet z regionální spolupráce jednotlivých TSO. Středně dlouhodobým cílem v této oblasti je zavedení multilaterální spolupráce mezi TSO, které pak budou spojeny harmonizací legislativy.

Budoucí pravidla jednotného trhu musí obecně zajistit, aby přeshraniční obchodování nebylo diskriminováno vůči domácím, aby došlo k zvýšení transparentnosti na trhu s elektřinou a byla především zachována konkurenceschopnost Evropské unie.

4.1 Propojení denních trhů v Evropě

Bývalá Skupina evropských regulačních orgánů pro elektroenergetiku a plynárenství (ERGEG⁸⁹) rozdělila Evropu do 7 oblastí a zahájila v roce 2006 program s názvem Regionální iniciativy. Cílem koordinace regionálních iniciativ bylo zrychlení vytvoření IEM pomocí přístupu ze zdola nahoru. Každý region se snažil o propojení denního trhu s elektřinou se sousedy uvnitř své oblasti. Jednotlivá řešení pak mohla být prozkoumána a případně doporučena dalším regionům. Když vznikla agentura ACER, převzala

⁸⁶ Z anglického Nominated Electricity Market Operator

⁸⁷ <http://www.ote-cr.cz/kratkodobe-trhy/integrace-trhu/all-nemo-cooperation>

⁸⁸ Network Code on Electricity Balancing

⁸⁹ Z anglického European Regulators Group for Electricity and Gas

v březnu 2011 koordinaci regionálních iniciativ. Vývoj integrace spotových trhů s elektřinou v Evropě bude podrobněji popsán v následujících odstavcích.

K historicky prvnímu propojení spotových trhů v Evropě došlo v roce 1996, kdy se Švédsko připojilo k norskému tržnímu centru Statnett Marked AS (předchůdce dnešního Nord Poolu), čímž došlo k propojení denního trhu s Norskem a ke vzniku společného tržního centra s názvem Nord Pool ASA. Dalším krokem ve vytváření dnes známého severského regionu⁹⁰ bylo připojení Finska v roce 1998. V dalších letech došlo k připojení části Dánska k již existujícímu společnému trhu. Skandinávský spotový trh se stal plně integrovaným v okamžiku připojení východní části Dánska v roce 2000.

Prvním okamžikem propojení kontinentálních evropských denních trhů s elektřinou byl den 22. 11. 2006, kdy došlo k trilaterálnímu market couplingu NTC-based metodou mezi třemi státy⁹¹ díky spolupráci jejich energetických burz a TSO. Dne 6. 6. 2007 podepsaly výše zmíněné tři země memorandum o porozumění s Německem a Lucemburskem, což ukázalo jejich vůli k projektu se připojit. Uplynula dost dlouhá doba, než se k již existujícímu market couplingu připojili noví členové. Zpoždění způsobila snaha o zavedení flow-based metody pro výpočet přeshraničních kapacit. Od 9. 11. 2010 je v provozu propojení denních trhů již pěti zemí⁹² v celém CWE⁹³ regionu. Participující členové se nakonec rozhodli použít NTC-based alokaci přeshraničních kapacit, kterou vnímaly jako určitý mezikrok v dosažení market couplingu flow-based metodou. K připojení Velké Británie k projektu došlo 1. 4. 2011 přes stejnosměrné vysokonapěťové spojení s Nizozemskem, tzv. BritNed.

Vyspělá energetická burza Nord Pool se významně podílela na projektu spojování denních trhů s elektřinou pomocí cenového couplingu v severozápadním regionu Evropy (dále jen NWE region). Společné tržní místo v severním a baltském⁹⁴ regionu Nord Pool a tři další burzy⁹⁵ spolu s provozovateli přenosových soustav z CWE regionu zahájily 4. 2. 2014 projekt nazvaný North-Western European Price Coupling. Byl to první okamžik, kdy byl od Francie po Finsko použit stejný přístup k výpočtu ceny elektřiny a příslušné přeshraniční kapacity na denních trzích na základě řešení z PCR projektu.

V jihozápadním regionu Evropy naráželo propojení trhů s elektřinou na výrazné a opakované neúspěchy. Spolupráce na vytvoření společného trhu Portugalska a Španělska začala již v listopadu 2001,

⁹⁰ Dánsko, Finsko, Norsko, Švédsko

⁹¹ Francie, Belgie a Nizozemí

⁹² Francie, Belgie, Nizozemí, Lucembursko a Německo

⁹³ Z anglického Central West Europe

⁹⁴ Litva, Lotyšsko, Estonsko

⁹⁵ Belpex (Belgie), APX-Spot (Nizozemí) a EPEX Spot (Německo a Francie)

podepsáním mezivládní dohody o formulaci MIBEL⁹⁶. Start projektu byl v následujících letech z různých důvodů několikrát odložen. Prioritou se stalo odstartování společného trhu s deriváty, čemuž došlo v červenci 2006. K propojení spotových trhů došlo až v červenci 2007, kdy byl zahájen market splitting mezi dvěma státy na pyrenejském poloostrově. [39]

I když samotný SWE⁹⁷ region, tj. Portugalsko, Španělsko a Francie, ještě nebyl zcela propojen implicitní alokací, došlo ke dni 4. 2. 2014 k propojení regionů SWE, CWE a NWE. Znamenalo to využití společného algoritmu na denním trhu s elektřinou s výjimkou hranice mezi Španělskem a Francií, kde nadále probíhala explicitní alokace přeshraničních kapacit. 13. května téhož roku došlo k zavedení implicitní alokace i na této hranici.

4.1.1 Multi-Regional Coupling Project (MRC)

Iniciativy vedoucí k regionálnímu propojování trhů v kombinaci s kodexy sítě jsou nezbytným nástrojem k dosažení vnitřního trhu s elektřinou v EU. Koordinovaný rozvoj regionálních iniciativ doplňuje přístup shora dolů u síťových kodexů a zapojuje regionální a národní realitu do evropského kontextu.

Projekt MRC byl spuštěn po cenovém couplingu spotových trhů SWE a NWE regionů, dne 13. 5. 2014. Zavedením řešení PCR na hranicích Španělska vznikla homogenní oblast z pohledu společné cenotvorby spotových trhů od Finska až po Portugalsko. Propojená oblast reprezentovala 17 evropských států s více než 75% podílem na evropském trhu s elektřinou. [40]

Dne 24. února 2015 byla Itálie přes své tři severní hranice⁹⁸ zapojena k již propojenému spotovému trhu oblasti NWE a SWE regionů v rámci projektu MRC. Tato spolupráce začínala propojením spotových trhů na hranici Itálie se Slovinskem, dne 31. 12. 2010. Současně se pracuje na propojení italského trhu s Řeckem. [41]

Jistou kuriozitu tvoří Švýcarsko, které v červnu 2016 odvolalo svoji žádost o vstup do EU z roku 1992. Tato země je součástí jednotného trhu a má v úmyslu se stát členem i budoucího vnitřního trhu s elektřinou, jelikož je obklopena ze všech stran členskými státy EU. Podle informací od švýcarského TSO – Swissgrid⁹⁹ je Švýcarsko z technického i provozního hlediska připraveno na vstup do okolní propojené oblasti s implicitní alokací přeshraničních kapacit již od roku 2013, propojení se brání jen politické

⁹⁶ Z anglického Iberian Electricity Market

⁹⁷ Z anglického South West Europe

⁹⁸ Itálie – Rakousko, Itálie – Francie, Itálie – Slovinsko

⁹⁹ https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/reliability/power_market/market_coupling.html

překážky. Jelikož švýcarská vláda a Evropská komise nejsou schopny nalézt společnou řeč, probíhají v dnešní době na všech hranicích této země explicitní aukce přeshraničních kapacit.

Paralelně s vývojem integrace západních trhů s elektřinou v Evropě došlo i k vývoji ve střední a východní části Evropy. V průběhu necelých pěti a půl let bylo dosaženo propojení denních trhů Slovenska, Česka, Maďarska a Rumunska s implicitní alokací přeshraničních kapacit.

4.1.2 4M Market Coupling

Projekt propojení denních trhů s elektřinou České a Slovenské republiky pomocí implicitní aukce přeshraničních kapacit na bázi NTC-based metody byl zahájen 1. 9. 2009. Tento projekt má několik specifických vlastností. Tyto dva státy tvořily do 31. 12. 1992 jedinou republiku, takže dnešní přeshraniční kapacita tvořila v minulosti součást vnitrostátní přenosové soustavy. Z tohoto důvodu na této hranici obvykle neexistuje úzké hrdlo. Druhým určitým specifikem je skutečnost, že v okamžiku zahájení market couplingu bylo Česko jediným ze dvou členů, které mělo organizovaný denní trh s elektřinou, a to společností OTE, a.s. (dále jen OTE). Na Slovensku podobný subjekt, který by odpovídal za organizaci spotového trhu, v té době neexistoval. Společnost OKTE, a.s. (dále jen OKTE) zahájila svou činnost 1. 1. 2011 a je držitelem „povolania na činnosť organizátora krátkodobého trhu s elektrinou“. OKTE je dceřinou společností TSO na Slovensku, kterým je Slovenská elektrizačná prenosová sústava a.s. (dále jen SEPS). V období od 11. 1. 2006 do 31. 8. 2009 byly přeshraniční kapacity na profilu SEPS/ČEPS přiděleny explicitně v rámci koordinovaných aukcí v systému e-Trace. Od začátku market couplingu jsou přiděleny přeshraniční kapacity na denní bázi implicitně. Od roku 2011 již nejsou ani dlouhodobá kapacitní práva na profilu SEPS/ČEPS přidělena roční nebo měsíční explicitní aukcí, je možné je volně nominovat do termínu D-2 do 17:00. [42]

Dalším krokem k rozšíření projektu bylo podepsání memoranda o porozumění dne 30. 5. 2011 mezi vnitrostátními regulačními orgány (dále jen NRA¹⁰⁰), organizátory denního trhu s elektřinou (novým členem spolupráce je maďarská energetická burza, dále jen HUPX¹⁰¹) a organizacemi TSO (novým členem je maďarský TSO¹⁰², dále jen MAVIR). Spolupráce vedla k rozšíření oblasti působení market couplingu o Maďarsko. Ode dne 11. 9. 2012 mají Česko, Slovensko a Maďarsko propojený denní trh s elektřinou a na jejich vzájemných hranicích probíhá implicitní alokace přeshraničních kapacit NTC-based metodou.

¹⁰⁰ National Regulatory Authority: Maďarsko - The Hungarian Energy and Public Utility Regulatory Authority (MEKH), Slovensko - The Regulatory Office for Network Industries (URSO), Česko – Energetický regulační úřad (ERÚ)

¹⁰¹ HUPX Hungarian Power Exchange Company Limited by Shares

¹⁰² MAVIR Hungarian Independent Trans-mission Operator Company Ltd.

Před rozšířením market couplingu na maďarský denní trh s elektřinou byly přeshraniční kapacity na denním trhu na profilu SEPS/MAVIR přiděleny explicitně v rámci společné denní aukce dotčených TSO až do 31. 12. 2010, systémem Damas Energy, který zabezpečoval hlášení přeshraničních přenosů a přidělování přeshraničních kapacitních práv. Od začátku roku 2011 až do okamžiku propojení denních trhů v rámci MC CZ-SK-HU byly přiděleny volné kapacity na profilu SEPS/MAVIR explicitně v rámci ročních, měsíčních a denních koordinovaných aukcí pod koordinací aukční kanceláře CAO (Central Allocation Office GmbH). Volně obchodovatelné přenosové kapacity jsou i v současnosti na roční a měsíční bázi přidělovány explicitně v rámci koordinovaných aukcí, jedinou změnou je, že aukce jsou ode dne 24. 6. 2015 koordinovány aukční kanceláří JAO (Joint Allocation Office). [43]

Následujícím cílem projektu bylo zavedení řešení PCR projektu u market couplingu mezi ČR-SR-HU a rozšíření působnosti projektu o další členy. 28. 1. 2013 se setkali v Budapešti klíčoví hráči projektu s rumunskými a polskými zástupci, aby projednali možnosti vstupu těchto dvou zemí do stávajícího projektu tří zemí¹⁰³. Výsledkem bylo podepsání memoranda o porozumění, ve kterém se strany zavázaly k užší spolupráci k dosažení propojení jejich denních trhů s elektřinou. Po testovací fázi provozu, NRA, TSO a organizátoři trhu s elektřinou zemí Česka, Slovenska, Maďarska si rozšířili 12. 11. 2014 stávající projekt tří zemí o Rumunsko. V kapitole 5.5 se dočtete více o dopadech zavedení propojeného denního trhu s elektřinou ČR-SR-HU-RO, hlavně z hlediska České republiky.

Projekt 4M MC slouží nejen k propojení denních trhů ve zmíněných zemích na bázi implicitní alokace NTC-based metodou, ale i jako mezikrok při vytváření CEE¹⁰⁴ regionu. V průběhu přípravy vstupu Rumunska do kooperace došlo i k přípravě řešení projektu PCR, které je plně kompatibilní s cílovým modelem, aby se postupy obou projektů sblížily. Podrobnější informace se o projektu PCR dozvíte v následujícím odstavci. Od března 2013 se stal český operátor denního trhu OTE také plnoprávným členem projektu PCR a dalším třem zemím 4M MC projektu je poskytována služba propojení trhů členem projektu PCR, energetickou burzou EPEX Spot. Účast členů PCR na 4M MC projektu je nezbytná pro aplikaci algoritmu EUPHEMIA, který zajišťuje, aby použitá řešení v obou projektech si byla co nejbližší. Tím se snižuje dodatečná práce nezbytná k spojení těchto regionů v budoucnu.

Posledním krokem v integraci evropských denních trhů s elektřinou je propojení regionálních iniciativ do jediného celku. Tento krok zajišťuje projekt Cenový coupling regionů, neboli Price Coupling of Regions – PCR.

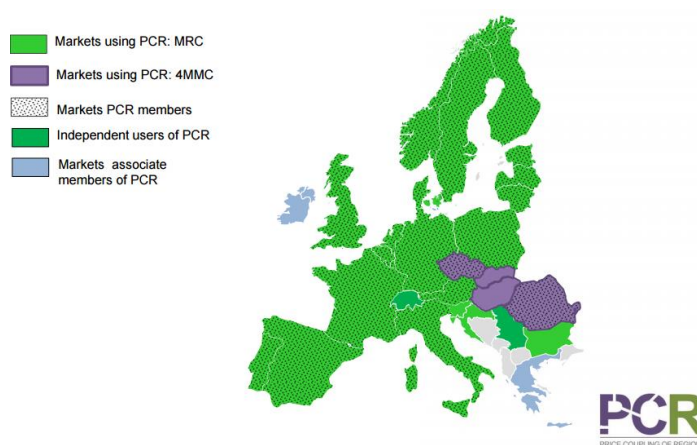
¹⁰³ Tisková zpráva OTE - http://www.ote-cr.cz/o-spolecnosti/files-novinky/20130130_Press_Release_final_CZ.pdf

¹⁰⁴ Z anglického Central Eastern Europe

4.1.3 Price Coupling of Regions

Projekt PCR¹⁰⁵ je iniciativou 7¹⁰⁶ evropských energetických burz. Spolupráce má vést k propojení oblasti projektu MRC s oblastí 4 MMC. Toto řešení je použito pro výpočet spotových cen elektřiny na denní bázi s implicitní alokací přeshraničních přenosových kapacit. Přípravná fáze projektu začala již v roce 2009 a v roce 2012 účastníci podepsali Smlouvu o spolupráci a Smlouvu o spoluvlastnictví PCR. [44]

PCR je založeno na třech základních principech. První zásadu tvoří použití jednotného algoritmu cenového couplingu, který nese název EUPHEMIA¹⁰⁷. Tento algoritmus zabezpečuje výpočet sesouhlaseného množství a ceny elektrické energie včetně s alokací přeshraničních kapacit. Pro znázornění složitosti bych uvedl, že v rámci PCR jsou spojeny 53 nabídkové zóny¹⁰⁸ přes 67 přenosových vedení. Dalšími hlavními zásadami projektu jsou zajištění spolehlivého provozu řešení, které je neustále zdokonalováno ze strany burz, a individuální zodpovědnost každé zúčastněné energetické burzy. Poslední dva členové, polská a rumunská energetická burza, se připojily k projektu 5. 1. 2016. Členové a uživatelé projektu jsou znázorněni na obrázku č. 17. [45]



Obrázek č. 17 – Geografické rozložení projektu PCR [46]

Jak již bylo popsáno v předchozí části práce, cílový model panevropského denního trhu s elektřinou předpokládá zavedení přístupu založeného na fyzických tocích při určení dostupné přeshraniční kapacity.

¹⁰⁵ Z anglického Price Coupling of Regions

¹⁰⁶ TGE, EPEX SPOT, GME, NORD POOL, OMIE, OTE, OPCOM

¹⁰⁷ Akronym pro Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm

¹⁰⁸ Nabídková zóna je největší zeměpisná oblast, v rámci které jsou účastníci trhu schopni si vyměňovat energii bez přidělení kapacity – definice z Nařízení Komise (EU) č. 543/2013 ze dne 14. června 2013 o předkládání a zveřejňování údajů na trzích s elektřinou a o změně přílohy I nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 714/2009

Geografické znázornění průběhu integrace evropských denních trhů s elektřinou znázorňuje příloha č. 3.

4.1.4 Začátky flow-based metody výpočtu kapacit

Metoda flow-based pro výpočet přeshraničních kapacit byla obhájena jako vhodné řešení v hustě propojených regionech, která má vést k minimálně stejné výši alokované kapacity jako metoda NTC-based. Tuto metodu doporučuje i cílový model trhu pro určení úzkých hrdel v soustavě. Princip výpočtu této metody je popsán v kapitole 3.2.2.

Klíčoví hráči¹⁰⁹ z CEE regionu podepsali v únoru 2014, memorandum o porozumění¹¹⁰. Toto memorandum stanoví dlouhodobé cíle CEE regionu z hlediska propojení denního trhu s elektřinou. Cílem je implementace v jednom kroku flow-based výpočtu přeshraničních přenosových kapacit s následnou implicitní alokací těchto kapacit řešením z PCR projektu. I když memorandum o porozumění bylo podepsáno, nebylo dosaženo dalšího pokroku v regionu CEE v zavedení flow-based market couplingu.

Jediným regionem v Evropě, kde v současnosti flow-based alokace funguje je region CWE. Od roku 2012 běžela současně s metodou NTC-based i metoda flow-based v testovacím provozu. Ode dne 20. 5. 2015 byla spuštěna flow-based metoda pro výpočet přeshraničních kapacit na vzájemných hranicích Francie, Belgie, Nizozemska, Lucemburska a Německa. Implicitní alokace je organizovaná dvěma energetickými burzami v regionu APX-Belpex a EPEX Spot. Zavedením flow-based metody v CWE regionu se podařilo spárovat více transakcí a tím se výrazně zvýšila konvergence sousedních trhů v oblasti. [47]

CWE-CEE Day-Ahead Flow-Based Capacity Calculation Project

Projekt vznikl 3. 3. 2016, kdy 16 TSO z 13 zemí podepsalo memorandum o porozumění, ve kterém se zavázali, že vytvoří obecnou metodologii pro výpočet kapacit na denním trhu flow-based metodou při sloučení regionů CWE a CEE. Takovým způsobem by vznikla v Evropě největší homogenní oblast z hlediska výpočtu přeshraničních kapacit, navíc podle žádané flow-based metody. Rozhodnutí ACER ze dne 17. 11. 2016 udává návrh na stanovení regionů pro výpočet kapacity, tzv. CCR¹¹¹, ve kterých má být použit koordinovaný výpočet kapacity pro přeshraniční přenosy. Povinnost stanovit regiony pro výpočet kapacity a tak vymezit hranice nabídkových zón přiřazených TSO vznikla nařízením CACM pro denní a vnitrodenní trhy s elektřinou. ACER také vyzývá k sloučení regionů CWE a CEE do jednoho regionu s názvem CORE, a to

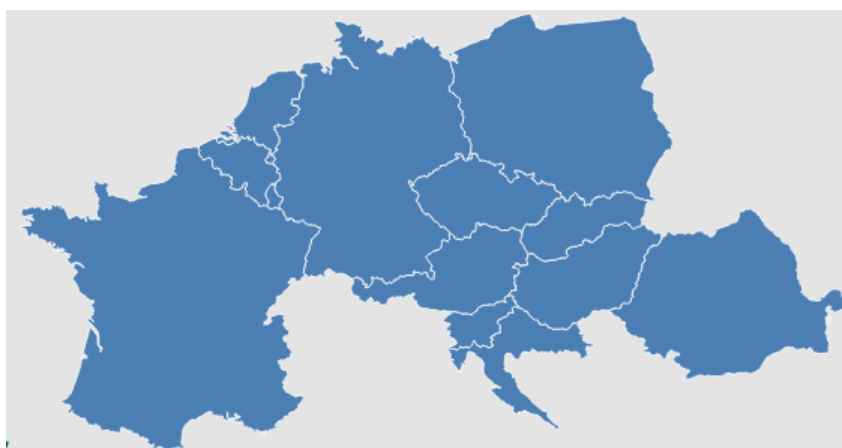
¹⁰⁹ Provozovatelé přenosových soustav, národní regulační orgány a organizátoři trhu s elektřinou v zemích: Česko, Slovensko, Polsko, Rakousko, Slovinsko, Maďarsko a Německo (pouze 2 TSO - 50Hertz Transmission GmbH a TenneT TSO GmbH)

¹¹⁰ [Memorandum of understanding on the implementation of the day-ahead congestion management target model in the CEE REGION in conjunction with other European Regions](#)

¹¹¹ Z anglického Capacity Calculation Regions

z důvodu velké vzájemné závislosti těchto regionů, kterou podle nařízení č. 714/2009¹¹² lze zvládnout pouze pomocí společného řízení přetížení ve spojené oblasti. Tímto procesem se tyto CCR následně spojí do jediného nového regionu pro výpočet kapacity a tak přispějí k dosažení cílového modelu trhu s elektřinou podle Nařízení CACM. Podle předpokladů ENTSO-E, by mělo dojít k implementaci společné metodologie v polovině roku 2019. [48]

Následující obrázek a tabulka ukazují geografickou polohu výsledného regionu CORE a seznam provozovatelů přenosových soustav v novém regionu.



Obrázek č. 18 – Spojený region pro výpočet kapacity CORE

Navržené geografické rozložení evropských CCR tvoří přílohu č. 4 k této práci. [49]

Country	TSO
Belgium	Elia System Operator NV/SA ("ELIA")
Netherlands	TenneT TSO B.V. ("TTB")
Luxembourg	Creos Luxembourg S.A.. ("Creos")
Austria	Austrian Power Grid AG ("APG")
Croatia	Croatian Transmission System Operator Ltd. ("HOPS")
Czech Republic	ČEPS, a.s. ("ČEPS")
France	RTE – Réseau de transport d'électricité ("RTE")
Germany	50Hertz Transmission GmbH ("50Hertz"), TenneT TSO GmbH ("TTG"), TransnetBW GmbH ("TransnetBW"), Amprion GmbH ("Amprion")
Hungary	MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. ("MAVIR")
Slovakia	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. ("SEPS")
Slovenia	ELES, d.o.o. ("ELES")
Romania	National Power Grid Company Transelectrica S.A., ("Transelectrica")
Poland	PSE S.A. ("PSE")

Tabulka č. 7 – Seznam provozovatelů přenosových soustav v regionu CORE [50]

¹¹² 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

Denní trh s elektřinou nezažívá jen integrační procesy. V následujících odstavcích dočtete, že ACER občas musí čelit i rozhodnutí, které vede z krátkodobého hlediska k destrukci již existující podoby společného trhu. Takovým bylo rozhodnutí o rozdělení společné německo-rakouské obchodní zóny.

4.1.5 Rozdělení německo-rakouské obchodní zóny

Společná obchodní zóna Německa a Rakouska dlouhodobě působí problémy okolním státům, hlavně Česku a Polsku. Ke kritickým situacím docházelo na začátku roku 2015, kdy plánované obchodní výměny v rámci jednotné obchodní zóny, kde není potřeba alokovat přeshraniční kapacitu, dosahovaly historických hodnot ve výši až 7 800 MW na následující den. Tak obrovská transakce pochopitelně zatěžuje i sousední přenosové soustavy ve formě tranzitních toků, které způsobily, že obchodně sjednané výměny mezi Českem a Rakouskem se lišily od skutečných řádově až o několik tisíc MW. Český a polský TSO již řadu let upozorňuje evropské orgány na komplikace v důsledku neexistence alokačního mechanismu na německo-rakouské hranici a považuje to za zneužívání principu solidarity. Evropská komise chránila společnou obchodní zónu argumentem, že rozdělení této zóny by představovalo novou bariéru v dosažení dlouhodobých cílů EU, tj. vytvoření IEM. [51]

Rozhodnutím ze dne 17. listopadu 2016 agentura ACER nařizuje rozdělení společné německo-rakouské obchodní zóny a vytvoření alokačního procesu v souladu s nařízením (ES) č. 714/2009 a s nařízením CACM. K rozdělení obchodní zóny by mělo dojít nejpozději do okamžiku zavedení společné metodiky flow-based v rámci denního a vnitrodenního trhu. [49]

5. Statistická analýza denních trhů s elektřinou našeho regionu

V této kapitole bych se zaměřil na dopady propojení střeoevropských denních trhů s elektřinou v rámci projektu 4M MC. Historickým vývojem projektu a jednotlivými kroky propojení jsem se zabýval především v kapitole 4.1.2. Tuto kapitolu bych věnoval hlavně technickým vlastnostem projektu a dopadům, jaké mělo propojení na národní trhy účastněných stran, především na český spotový trh s elektřinou.

5.1 Technické řešení projektu 4M MC

Jak již víme, projekt 4M MC znamená propojení denních trhů s elektřinou v současné době mezi státy České republiky, Slovenské republiky, Maďarska a Rumunska. Znamená to, že tyto národní trhy se chovají jako společný trh s tím, že výsledná společná marginální cena elektrické energie je dána z průsečíku nabídkové a poptávkové křivky celé oblasti a sesouhlasená cena bude společná pro všechny státy v případě dostatečné výše přeshraniční přenosové kapacity mezi nimi. Tyto kapacity jsou přiděleny, tzv. alokovány, již při samotném obchodování s elektřinou, tzn. implicitně. Fyzicky limitované přenosové vlastnosti přeshraničních profilů jsou obecně důvodem případné nejednotné ceny v jednotlivých oblastech. Vyčerpání těchto limitů znamená nemožnost uspokojení nabídky v jednom regionu poptávkami ze sousedního regionu a tím nastane cenový rozdíl mezi oblastmi, který znamená cenové ohodnocení limitovaného zdroje ve formě přeshraniční kapacity. Limity přeshraničních profilů určí provozovatelé přenosových soustav na dvou stranách dané hranice a při vyčerpání kapacity právě těmto subjektům náleží příjem z prodeje přeshraničních kapacit. Podrobnosti o implicitní aukci a výpočtech přeshraniční kapacity naleznete v předchozí kapitole.

I když spotové trhy čtyř zemí jsou propojené, obchodník s elektřinou nemusí mít přístup na každou energetickou burzu. K obchodování stačí registrace na jedné ze čtyř zúčastněných burz. Propojení nabídek a poptávek jednotlivých oblastí zajišťují již burzy samotné, přičemž obchodník stále zadává svoje pokyny na platformě své burzy. Pokud obchodník chce na jednom spotovém trhu elektřinu prodávat a na druhém denním trhu propojené oblasti elektřinu nakupovat, musí se zaregistrovat na každé účastněné energetické burze samostatně.

Spolehlivý provoz market couplingu je možný pouze v případě harmonizovaných pravidel, která jsou jednoznačně a bezvýhradně určena pro každého člena spolupráce a zahrnují i řešení neobvyklých situací na trhu. Z důvodu snadnějšího připojení 4M MC regionu v budoucnu k již propojeným trhům západní Evropy se již v současné době používají částečně společná řešení v obou oblastech. Algoritmus

s názvem EUPHEMIA, který byl vyvinut v rámci iniciativy PCR, tvoří základní kámen budoucího propojeného celoevropského trhu s elektřinou a zabezpečuje jednotný výpočet sesouhlaseného množství a ceny elektrické energie napříč celou propojenou oblastí projektu 4M MC. Řešení, které je převzato z iniciativy PCR tvoří součást projektu 4M MC od 19. 11. 2014, kdy se k projektu připojilo Rumunsko. Řídící struktura musí zajistit bezpečný a spolehlivý provoz systému a možnost snadno rozšířit spolupráci o další členy k bez dodatečných změn v logice řízení.

Na tomto místě bych uvedl jednotná pravidla a jednotný časový harmonogram pro den před dodávkou, v propojené oblasti 4M MC.

Parametr	Hodnota
Časová zóna	Středoevropský čas - CET neboli UTC+1
Standardní publikace hodnot ATC	9:15 (ze strany TSO) 9:30 (ze strany organizátoru trhu)
Uzávěrka modifikace kapacit	10:30
GCT ¹¹³ - Uzávěrka zadávání pokynů	11:00
Standardní publikace výsledků ¹¹⁴	11:30 - 11:40 (ze strany organizátoru trhu) 11:35 - 11:45 (ze strany TSO)
Uzávěrka nominace kapacit	14:30
Přesnost přeshraničního toku	jedno desetinné místo (0.1 MW)
Přesnost ceny	dvě desetinná místa (0.01 €/MWh)
Minimální/ maximální cena	€/MWh -500/+3000
Dolní/ horní prahová hodnota pro 2. aukci	€/MWh -150/+500

Tabulka č. 8 – Harmonizace hlavních rysů společného denního trhu 4M MC [52]

Obchodníci s elektřinou zadávají své pokyny vždy pro jednotlivé obchodní hodiny. Standardně se den sestává z 24 obchodních hodin, 1. obchodní hodina znamená časový interval od 0:00 do 1:00 daného dne a poslední, 24. obchodní hodina znamená časový interval od 23:00 do 24:00. Výjimku tvoří jen dva dny v roce, den přechodu na letní čas a den přechodu na zimní čas. Při změně času na letní čas v březnu má daný den 23 obchodních hodin, neexistuje časový interval 2:00 – 3:00, a tak 3. obchodní hodina znamená interval 3:00 – 4:00. Naopak v říjnu, kdy nastane změna času na zimní čas, má daný den 25 obchodních hodin. V tom případě časový interval 2:00 – 3:00 se objevuje u dvou obchodních hodin, jednak pro třetí obchodní hodinu, jednak pro čtvrtou obchodní hodinu. Samozřejmě 3. a 4. obchodní hodiny jsou nezávislé a jak zobchodované množství, tak i cena se v nich může lišit.

Samotné obchodování na denním trhu je tvořeno obvykle následujícími čtyřmi kroky:

¹¹³ Z anglického Gate Closure Time

¹¹⁴ Bez sekundární aukce. V případě sekundární aukce nebo jiného záložního/nouzového postupu je okamžik publikace odložen.

- TSO zveřejní ATC hodnoty na den dodávky (následující den) a potom operátor trhu povolí proces obchodování
- probíhá zadávání obchodních pokynů obchodníky na prodej¹¹⁵ nebo nákup¹¹⁶. Pokyn je jednoznačně definován množstvím, cenou a délkou trvání.
- po GCT proběhne vyhodnocení pokynů; v případě překročení dolní nebo horní prahové hodnoty pro druhou aukci (-150/+500 €/MWh) v kterékoliv obchodní hodině nejsou výsledky publikovány a bude zorganizovaná druhá aukce¹¹⁷.
- Po úspěšném sesouhlasení nabídkových a poptávkových křivek jsou výsledky publikovány, přičemž operátor trhu zajišťuje clearing¹¹⁸ i scheduling¹¹⁹.

V případech, kdy kvůli technickým problémům nelze zveřejnit výsledky denního trhu do kritické uzávěrky, tj. nelze provést společné vypořádání CZ-SK-HU-RO trhů, nastane tzv. decoupling. V tomto případě provedou organizátoři trhu OTE, OKTE, HUPX a OPCOM oddělené lokální sesouhlasení, každý pro svůj trh, a přeshraniční kapacity budou alokovány explicitně formou stínové aukce¹²⁰. Denní explicitní stínová aukce jako řešení v případě decouplingu byla poprvé představena 1. 3. 2014 na profilu SEPS/ČEPS. Výsledky stínové aukce jsou dostupné pro CZ-SK hranici na webové stránce ČEPS, pro hranici SK-HU a HU-RO jsou výsledky zveřejněny na webové stránce maďarského TSO, MAVIR. [53]

V rámci propojených CZ-SK-HU-RO implicitních aukcí může být vyhlášen decoupling ve dvou následujících případech:

- Příklad, kdy pro daný den nelze provést implicitní alokaci, tzn. není možné zveřejnit výsledky denního trhu před kritickou uzávěrkou, se nazývá decoupling známý během denní seance neboli úplný decoupling¹²¹. Kritická uzávěrka pro vyhlášení úplného decouplingu je 12:35 v D-1. [54]
- V případě, že se v daný den vyskytnou technické problémy, které vedou k nepřidělení ATC hodnoty pro daný profil. V tomto případě je decoupling vyhlášen před uzávěrkou denního trhu a nazývá se předčasný decoupling¹²². Kritická uzávěrka pro vyhlášení předčasného decouplingu je 10:30, aby nemusel být čas uzávěrky pro zadávání nabídek na denním trhu změněn (11:00). [54]

¹¹⁵ Obvykle označen jako Ask nebo Offer

¹¹⁶ Obvykle označen jako Bid

¹¹⁷ V případě druhé aukce nejsou výsledky první aukce obecně anulovány, pouze části, které porušily prahové hodnoty. Sekundární aukce probíhá pouze pro ty obchodní hodiny, ve kterých vznikla cena mimo uvedený rozsah.

¹¹⁸ Finanční vypořádání

¹¹⁹ Hlášení přenosů vůči provozovateli přenosové soustavy neboli nominace

¹²⁰ Obecně se používá termín Shadow aukce z anglického Shadow Auction

¹²¹ Z anglického Full decoupling

¹²² Z anglického Early decoupling

Po objasnění samotného průběhu obchodování bych se zaměřil na vyhodnocení vlivů jednotlivých kroků market couplingu. Pro analýzu dopadů propojení trhů jsem použil následující statistické veličiny.

5.2 Nástroje statistické analýzy

V rámci statistické analýzy vlivů propojení trhů Česka, Slovenska, Maďarska a Rumunska se omezím na zkoumání aritmetického průměru, výběrové směrodatné odchylky, výběrového rozptylu hodnot a vzájemné korelace hodinových marginálních cen na denním trhu s elektřinou.

V rámci analýzy volatility neboli míry kolísání se budu zabývat výpočtem směrodatné odchylky, která je absolutní mírou variability, tzn. má stejné měrné jednotky jako zkoumaná veličina. Výběrovou směrodatnou odchylku souboru hodnot spočítám dle následujícího vzorce:

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

kde

n – velikost souboru hodnot

\bar{x} – aritmetický průměr souboru hodnot

x_i – i -tý člen souboru

Tato statistická veličina vyjadřuje kvadratický průměr odchylek od střední hodnoty.

Na další veličině a jejího rozkladu je v statistice založena regresní a korelační analýza. Rozptyl je druhou mocninou směrodatné odchylky, formálně:

$$\sigma^2 = \text{var } X = s^2 \quad (3)$$

Vzájemné chování dvou trhů budu porovnávat pomocí Pearsonova korelačního koeficientu, který je definován následovně:

$$\rho_{xy} = \frac{s_{xy}}{s_x s_y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (4)$$

kde

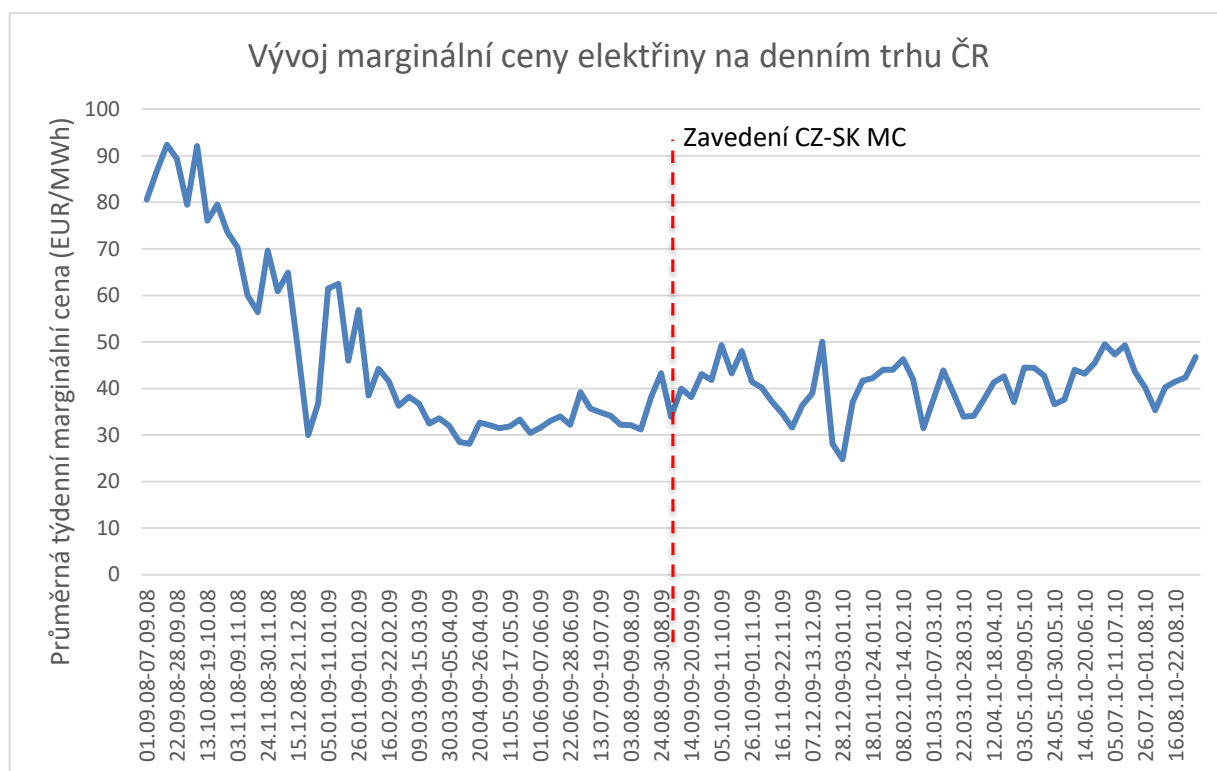
$$s_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n-1} \text{ – kovariance souboru hodnot } x \text{ a } y$$

Tento korelační koeficient může nabývat hodnot v intervalu $(-1; 1)$, kde -1 znamená úplnou zápornou korelaci, tj. když hodnota jedné proměnné klesá, hodnota druhé stoupá, a 1 znamená perfektní kladnou korelaci, tj. hodnoty proměnných se pohybují stejným směrem. Jeho výpočet vychází z myšlenky sestrojení bezrozměrné kovariance.

5.3 Propojení denních trhů s elektřinou Česka a Slovenska

V případě prvního kroku projektu 4M MC, propojení denních trhů Česka a Slovenska, nemohu provést každý aspekt původně plánované analýzy, a to proto, že od jeho začátku uplynula již dlouhá doba. Z dob před propojením těchto trhů jsou prakticky dostupná pouze data o českém trhu. Z tohoto důvodu mohu ukázat jen vývoj českých spotových cen a objemu obchodů na českém spotovém trhu s elektřinou před MC CZ-SK.

Vývoj hodinových marginálních cen jsem zkoumal v časovém intervalu 1. 9. 2008 – 31. 8. 2010, tj. přesně rok před zavedením CZ-SK MC, a první rok provozu bilaterálního market couplingu. Následující obrázek zachycuje cenový vývoj na českém denním trhu s elektřinou během zmíněného období. Pro zvýšení přehlednosti grafu jsou marginální ceny brány jako týdenní průměry z hodinových hodnot.



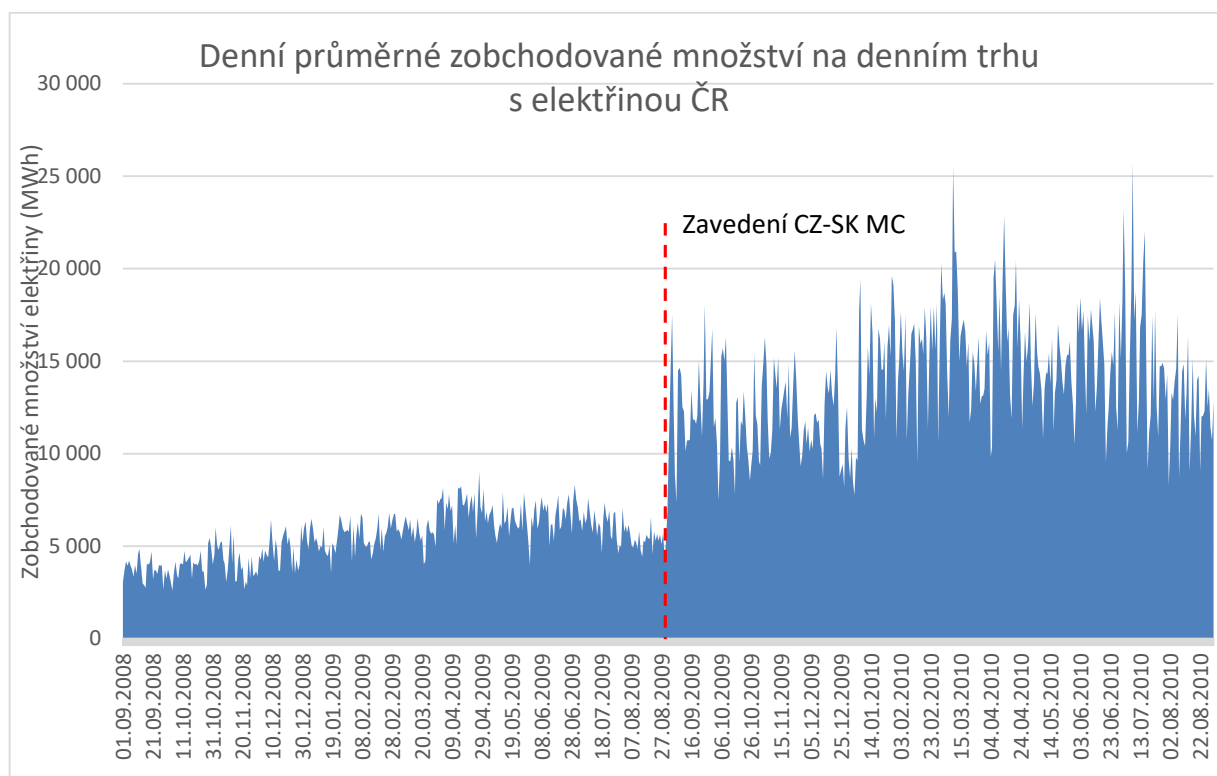
Obrázek č. 19 - Vývoj marginální ceny elektřiny na denním trhu ČR

Vyhodnocení cenového vývoje ztěžuje značný pokles velkoobchodní ceny zapříčiněný ekonomickou krizí již v průběhu roku 2008. Vysokou míru kolísání ukazuje i hodnota směrodatné odchylky před MC, kterou vidíte v následující tabulce.

CZ-SK MC	Před CZ-SK MC (1.9.2008 - 31.8.2009)	Po CZ-SK MC (1.9.2009 - 31.8.2010)
Aritmetický průměr (EUR/MWh)	48,18	40,51
Směrodatná odchylka (EUR/MWh)	29,77	15,60

Tabulka č. 9 – Srovnání základních parametrů velkoobchodní ceny před a po CZ-SK MC

Jednoznačnější dopad ukazuje následující obrázek, který znázorňuje vývoj zobchodovaného množství elektřiny na denním trhu České republiky.



Obrázek č. 20 – Denní průměrné zobchodované množství na denním trhu s elektřinou ČR

Tento obrázek ukazuje jasný vliv propojení denních trhů s elektřinou na nárůst objemu obchodů uzavřených na českém trhu. Následující tabulka uvádí průměrné denní objemy obchodů před a po zavedení CZ-SK MC.

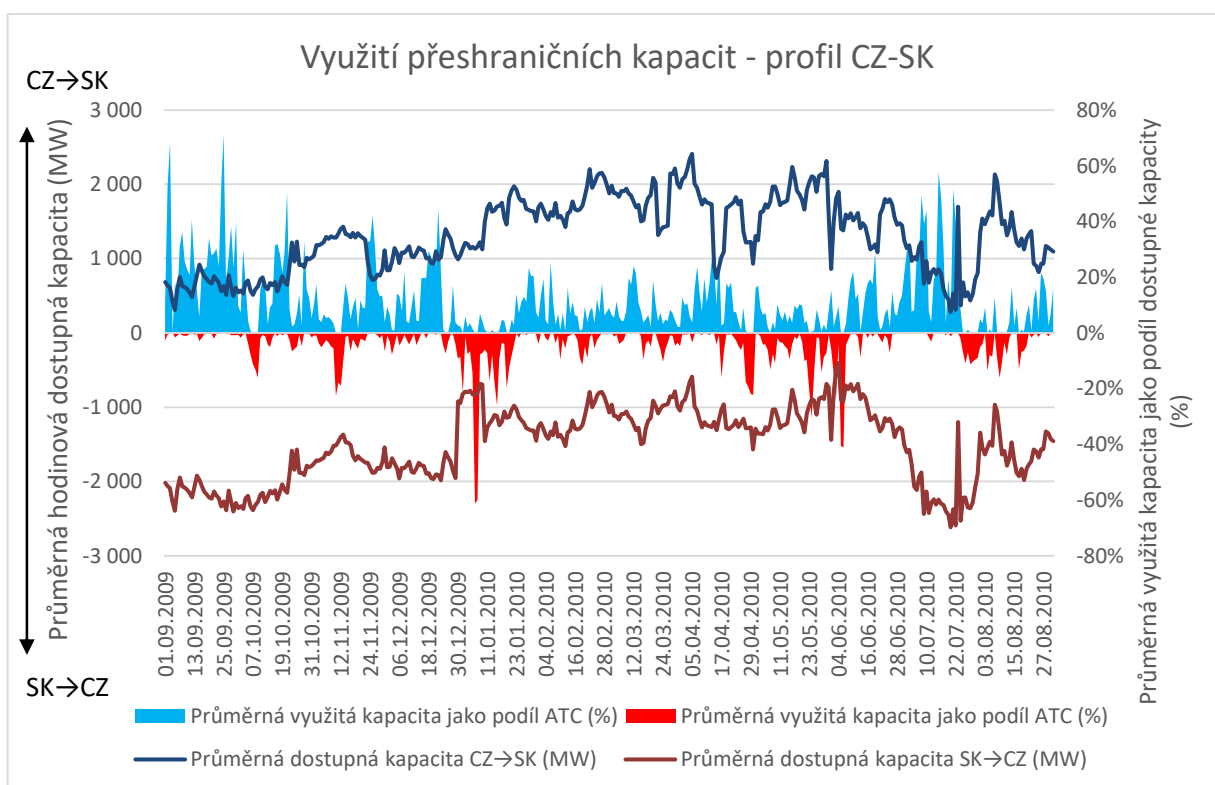
Průměrné denní množství obchodů na denním trhu České republiky v období 1. 9. 2008 – 31. 8. 2010 (MWh)

před CZ-SK MC	po CZ-SK MC
5 453,7	13 980,2

Tabulka č. 10 – Denní objemy obchodů na českém denním trhu s elektřinou před a po CZ-SK MC

V prvním roce propojení trhů vykazoval český denní trh s elektřinou 156% nárůst v denních průměrných obchodních objemech. Částečně to může být vlivem zotavení trhu z následků hospodářské krize, ale vliv market couplingu je v tomto případě jednoznačný.

Jak jsem se o tom již zmínil na začátku kapitoly, nemohl jsem provést analýzu využití přeshraniční kapacity před MC na hranici Slovenska a Česka z důvodu nedostupnosti potřebných dat. Z toho důvodu uvádím využití dané přeshraniční kapacity v průběhu prvního roku CZ-SK MC.



Obrázek č. 21 – Využití přeshraniční kapacity na profilu CZ-SK

Jak je vidět z obrázku, tyto trhy vykazují značnou proměnlivost ve směru obchodování, nicméně dominantním jevem je uspokojení slovenské poptávky českou nabídkou. V prvním roce CZ-SK MC byla v tomto směru alokována kapacita k přenesení 1 160 GWh elektrické energie, přičemž ve směru druhém to bylo 480 GWh. Tyto trhy se od počátku zavedení CZ-SK MC chovají prakticky jako jeden trh se společnou

zúčtovací cenou. To ukazuje i nevyčerpání limitů ATC daného profilu, což s sebou nese i bezplatné přidělení přeshraničních kapacit.

5.3.1 Dopady zavedení CZ-SK MC

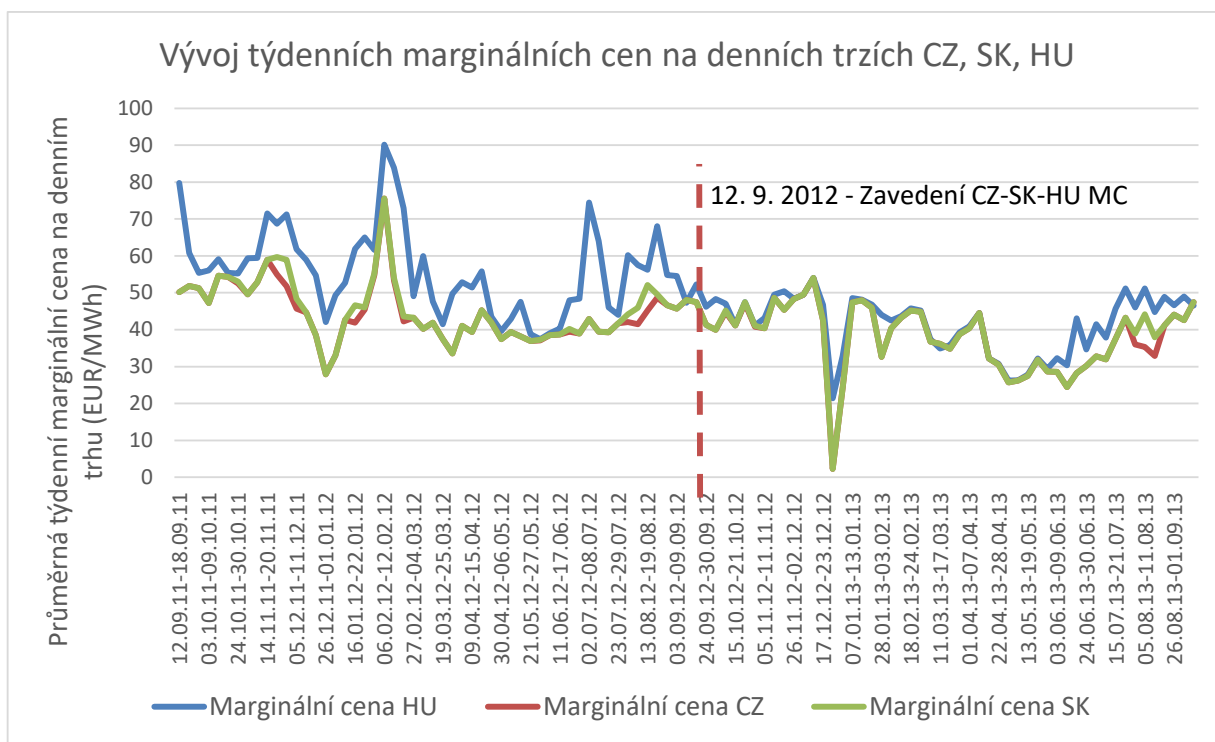
Z prvního roku provozu CZ-SK MC mohu učinit následující závěry. Průměrná marginální cena byla v roce před zavedením MC o 19 % vyšší, ale značný pokles ceny bych nezdůvodnil zavedením MC, spíše odezněním efektů hospodářské krize. Pokles ve volatilitě ceny, kterou reprezentuje směrodatná odchylka, z téhož důvodu nemohu potvrdit, neboť velikost směrodatné odchylky před MC byla značně ovlivněna propadem velkoobchodní ceny elektřiny důsledkem krize. Jediným jednoznačným vlivem CZ-SK MC bych označil obrovský nárůst objemu obchodů na denním trhu s elektřinou České republiky, který se více než zdvojnásobil. Využití přeshraničního profilu na hranici států nám ukazuje, že se limity dostupné kapacity téměř nikdy nenaplní, což znamená, že je na těchto trzích jednotná marginální cena. K rozdílným cenám došlo pouze v šesti obchodních hodinách v celém roce, pokud zanedbáme technické problémy systému 4. 9. 2009, kdy je evidována na slovenském trhu nulová marginální cena v průběhu celého dne.

5.4 Zavedení CZ-SK-HU MC

V rámci statistické analýzy vlivů propojení denních trhů s elektřinou Česka, Slovenska a Maďarska se omezím na zkoumání výběrové směrodatné odchylky, výběrového rozptylu hodnot a vzájemné korelace hodinových marginálních cen, a to rok před provedením market couplingu a první rok provozu trilaterálního MC zmíněných států. Jde o časový interval 12. 9. 2011 – 11. 9. 2013. K propojení trhů došlo uprostřed daného intervalu s prvním dnem dodávky 12. 9. 2012. Dále zkoumám změnu v likviditě českého denního trhu s elektřinou vlivem propojení trhů, kterou pozoruji z vývoje zobchodovaného množství elektrické energie na denním trhu. Dále analyzuji využití přeshraničních přenosových kapacit mezi spolupracujícími státy a tím i ceny těchto kapacit, resp. velikosti a relativní četnosti cenového rozdílu mezi státy pro stejný časový interval. Na konci této podkapitoly porovnam vývoje hodinových marginálních cen na jednotlivých trzích pro průměrný pracovní a nepracovní den.

Nejprve bych uvedl vývoj hodinových marginálních cen v průběhu roku před zavedením CZ-SK-HU MC¹²³ a v prvním roce trilaterálního MC, tj. pro období 12. 9. 2011 – 11. 9. 2013. Pro vyšší přehlednost grafu uvádím průměrné týdenní hodnoty.

¹²³ Označen také jako 3M MC



Obrázek č. 22 – Průběh ceny elektřiny na denních trzích CZ, SK, HU před a po MC

Jak je vidět z obrázku, vliv propojení trhů se objevil především v omezení velikosti výkyvů cen na jednotlivých trzích, tj. poklesem volatility. Nejrazantnější pokles ve volatilitě marginálních cen ukázal maďarský denní trh s elektřinou, na kterém se objevilo i nejvýznamnější snížení cen vlivem 3M MC. Dále je z průběhu grafu vidět přiblížení maďarské ceny k těm česko-slovenským. Marginální ceny na slovenském a českém trhu jsou až na pár výjimek totožné.

Následující tabulka ukazuje vliv CZ-SK-HU MC na směrodatnou odchylku hodinových marginálních cen na jednotlivých trzích a jejich vzájemnou korelaci. K analýze byly opět použity hodinové marginální ceny na denních trzích rok před zavedením MC a v prvním roce CZ-SK-HU MC.

Korelace (-)	Před CZ-SK-HU MC (12.9.2011 - 11.9.2012)			Po CZ-SK-HU MC (12.9.2012 - 11.9.2013)		
	CZ-SK	CZ-HU	SK-HU	CZ-SK	CZ-HU	SK-HU
	0,91	0,67	0,63	0,98	0,77	0,79
	CZ	SK	HU	CZ	SK	HU
Aritmetický průměr (EUR/MWh)	44,63	45,36	56,14	38,02	38,37	41,79
Směrodatná odchylka (EUR/MWh)	15,94	18,06	26,62	17,40	17,84	20,39
Rozptyl (EUR/MWh)²	254,14	326,15	708,53	302,85	318,38	415,77

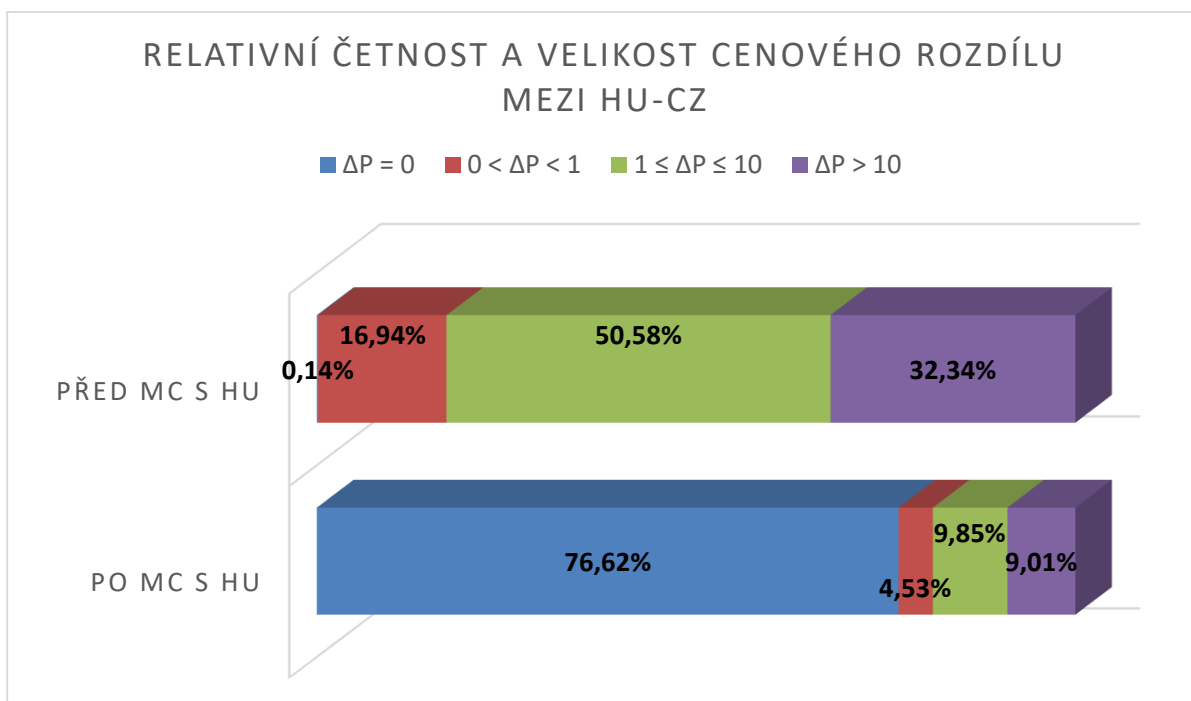
Tabulka č. 11 – Dopady propojení CZ-SK-HU denních trhů

Jak znázorňuje tabulka č. 11, propojení denních trhů vedlo ve všech případech ke snížení volatility hodinových cen, tj. ke snížení směrodatné odchylky, a k nárůstu korelace mezi jednotlivými denními trhy. I když aritmetické průměry hodinových cen v ročním měřítku samy o sobě nemají velký význam, uvádím je z důvodu, že tvoří základ výpočtu směrodatné odchylky hodnot. Právě z toho důvodu si musíme uvědomit, že daná směrodatná odchylka hodinových hodnot z celého roku má také jen informativní charakter, protože cena elektřiny v případě teplého letního dne a dne během vánočních svátků se bude vyvíjet výrazně jinak. Tento jev bych nezačlenil do volatility ceny elektrické energie, protože ukazuje pouze přirozený tržní mechanismus.

Právě proto nemohu v tomto okamžiku učinit obecné závěry, o kolik se zlevnila elektřina po zavedení 3M MC. Aritmetický průměr je velice citlivý na extrémní hodnoty, které se na denním trhu občas objevují. Pokud bych porovnal čistě hodinové ceny Česka a Maďarska před MC a tyto rozdíly bych zprůměroval, došel bych k závěru, že cena na maďarském trhu byla v roce před MC v průměru o 143 % vyšší než ta česká. Pokud bych porovnal rozdíly denních průměrných cen na českém a maďarském trhu, tak bych měl říci, že před zavedením MC byla průměrná denní cena elektřiny na maďarském trhu o 28 % vyšší než ta česká a ten rozdíl se snížil po zavedení MC na 20 %.

Problém je v tom, že ani tato čísla nepopisují realitu, jelikož po zavedení CZ-SK-HU MC byla ve zkoumaném roce v 6 730 obchodních hodinách česká, slovenská a maďarská MCP shodná, ale v případě neshody byl cenový rozdíl značný a právě tato skutečnost silně ovlivní spočítaný aritmetický průměr. V poslední části této podkapitoly budu zkoumat míru snížení marginálních cen na jednotlivých trzích v porovnatelnějších variantách pro průměrný pracovní a nepracovní den před a po zavedení 3M MC.

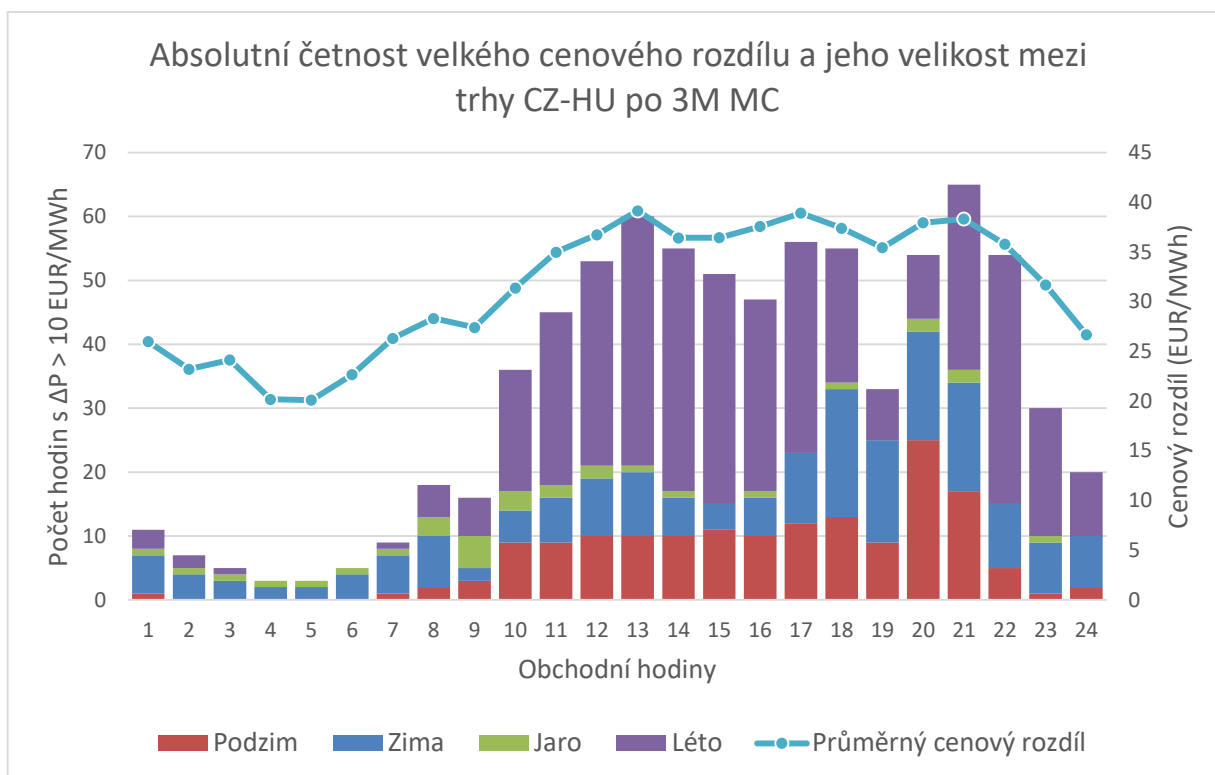
Pro znázornění cenového přiblížení trhů jsem si zvolil intervalové porovnání, kde zkoumám velikost a četnost cenového rozdílu na jednotlivých trzích pro cenové rozdíly v intervalech: $\Delta P = 0$ EUR/MWh, $0 < \Delta P < 1$ EUR/MWh, $1 \leq \Delta P \leq 10$ EUR/MWh a $\Delta P > 10$ EUR/MWh.



Obrázek č. 23 – Velikost a relativní četnost cenové diference na denních trzích HU a CZ

Tento obrázek již jednoznačně ukazuje vliv propojení denních trhů na vzájemnou vzdálenost českých a maďarských hodinových marginálních cen. V roce před zavedením CZ-SK-HU MC byla MCP shodná v zemích Česka a Maďarska pouze ve 12 případech, tj. v 12 obchodních hodinách. V prvním roce připojení Maďarska byla shodná MCP na obou trzích v 6730 obchodních hodinách a omezila se jak velikost, tak četnost extrémních cenových rozdílů.

Dále jsem zkoumal, existuje-li pravidelnost, případně sezónnost výskytu vysokého cenového rozdílu, tzn. $\Delta P > 10$ EUR/MWh. Podle této úvahy jsem si vytvořil následující obrázek, který ukazuje absolutní četnosti cenového rozdílu v jednotlivých obchodních hodinách, přičemž znázorňuje i roční období, ve kterém k těmto cenovým rozdílům došlo.



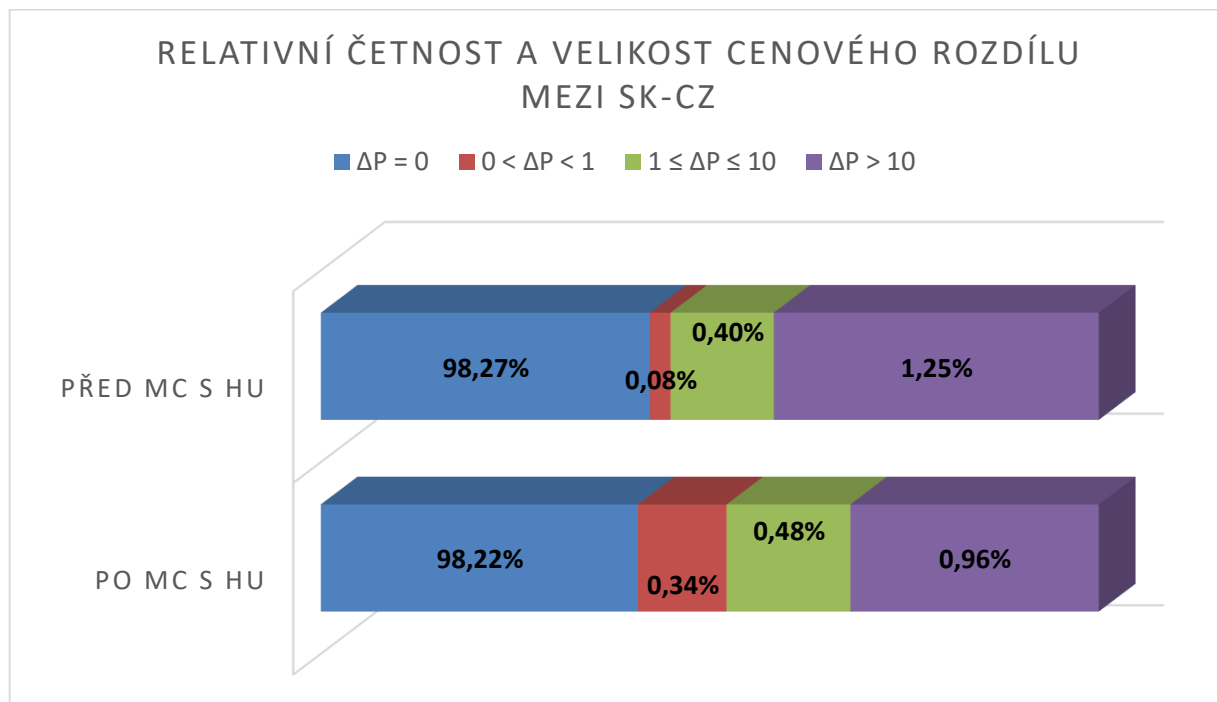
Obrázek č. 24 – Absolutní četnost velkého cenového rozdílu a jeho velikost mezi trhy CZ-HU po 3M MC

Jak ukazuje i obrázek, k cenovým rozdílům vyšším než 10 EUR/MWh docházelo především v létě. V těchto hodinách byla i absolutní výše cenového rozdílu největší, v letních odpoledních hodinách cenový rozdíl mezi trhy vyšplhal až do výše 70 – 80 EUR/MWh. Z průběhu je dále patrné, že v jarních obchodních hodinách k velkým cenovým rozdílům dochází mezi trhy Česka a Maďarska jen málokdy.

Průběh hodinových cenových rozdílů mezi slovenským a maďarským trhem neuvádím z důvodu, že je prakticky totožný s tím na obrázku výše. Hodnoty před zavedením CZ-SK-HU MC jsou až na desetiny procenta shodné, což je logické, neboť denní trhy s elektřinou Česka a Slovenska byly již propojené, a jak již bylo popsáno v první části této kapitoly, tyto trhy mají v 99 % případů společnou MCP. Jediným patrnějším rozdílem je, že ke shodě mezi slovenskou a maďarskou MCP došlo v 78,12 % ze všech případů, což znamená zhruba o 130 obchodních hodin více než v případě Česka a o zhruba stejné procento byla menší relativní četnost výskytu velkých cenových rozdílů, $\Delta P > 10$ EUR/MWh.

Dále mě zajímalo, jestli připojení Maďarska do MC projektu mělo nějaký vliv na kvalitu již existujícího propojení českého a slovenského trhu, resp. na jejich obvyklou cenovou harmonii. Jak je vidět z následujícího obrázku, zavedení CZ-SK-HU MC nemělo prakticky žádný vliv na cenovou diferenci již propojených denních trhů Česka a Slovenska. Nepatrný pokles v relativní četnosti velkých rozdílů bych nepřipsal na účet zapojení Maďarska do spolupráce, jelikož se jedná o jiný obchodní interval, takže takovou

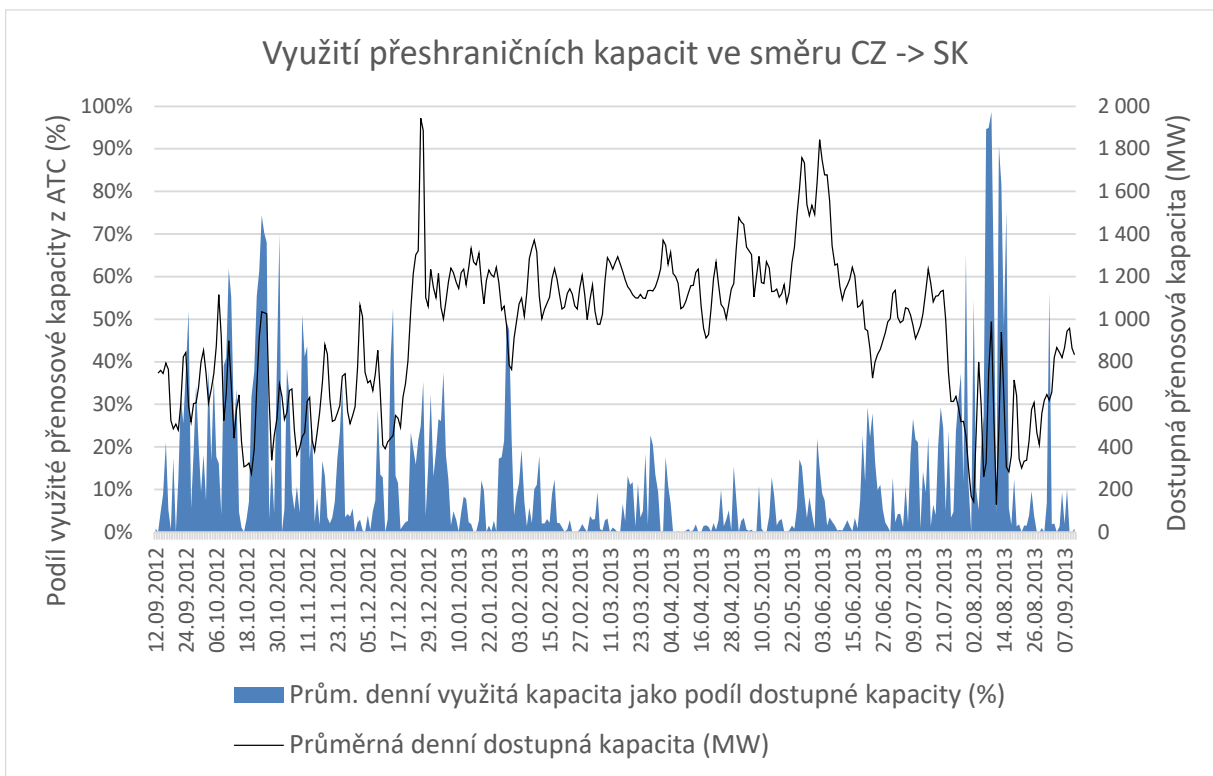
malou změnu bych vysvětlil obvyklým chováním trhu. Na vzájemnou cenovou polohu českého a slovenského denního trhu s elektřinou mělo zavedení CZ-SK-HU MC nepatrný vliv.



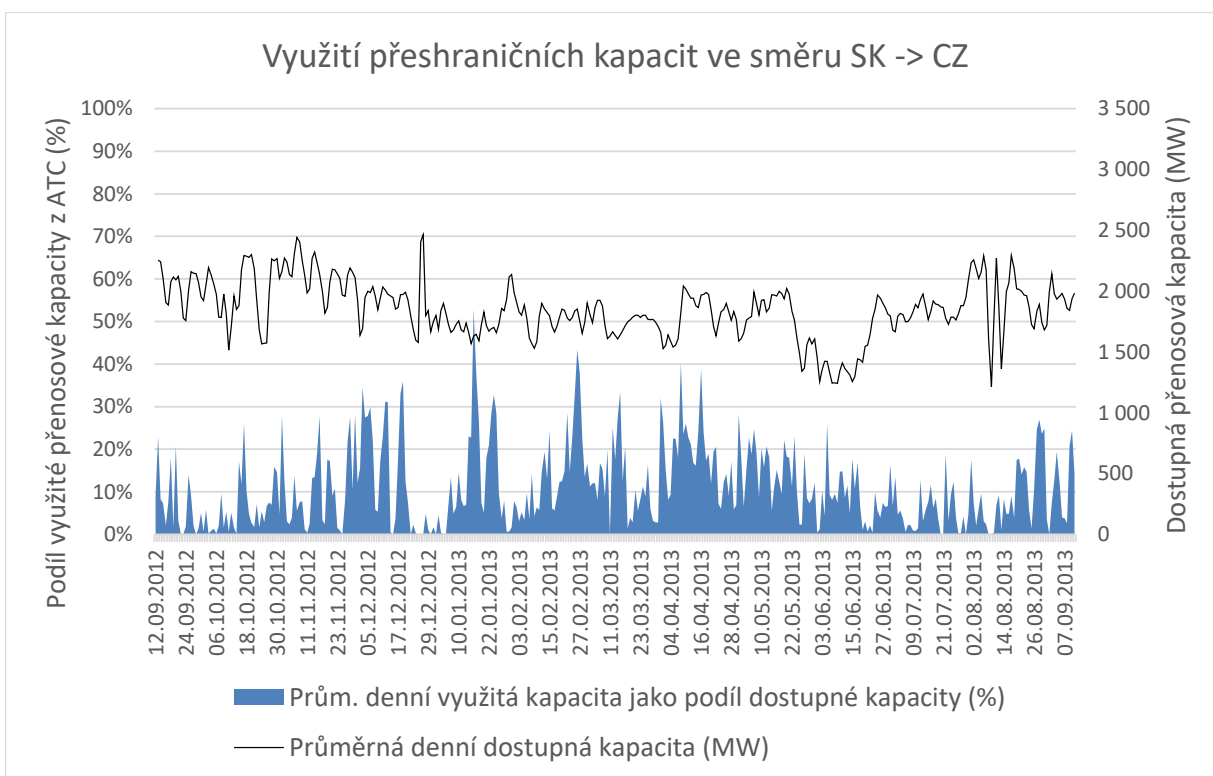
Obrázek č. 25 – Velikost a relativní četnost cenové diference na denních trzích SK a CZ

Výše uvedené obrázky již nastíní i využití přeshraničních přenosových kapacit mezi státy CZ-SK-HU MC. Z nenulového cenového rozdílu mezi trhy bezprostředně plyne vyčerpání ATC limitů na hranici mezi danými oblastmi a v takových případech je cena za profil totožná s cenovým rozdílem mezi státy. Toto tvrzení samozřejmě nemusí platit v případě decouplingu trhů, kdy jsou přeshraniční kapacity alokovány v rámci explicitních stínových aukcí.

Časový průběh využití přeshraniční kapacity jako podíl celkové dostupné kapacity (ATC) ukazuje využití daného přeshraničního profilu. Vliv zavedení CZ-SK-HU MC na využití dotčených přeshraničních kapacit mezi jednotlivými státy ukazují následující obrázky, pro zkoumaný interval 12. 9. 2012 – 11. 9. 2013, tj. první rok trilaterálního market couplingu.

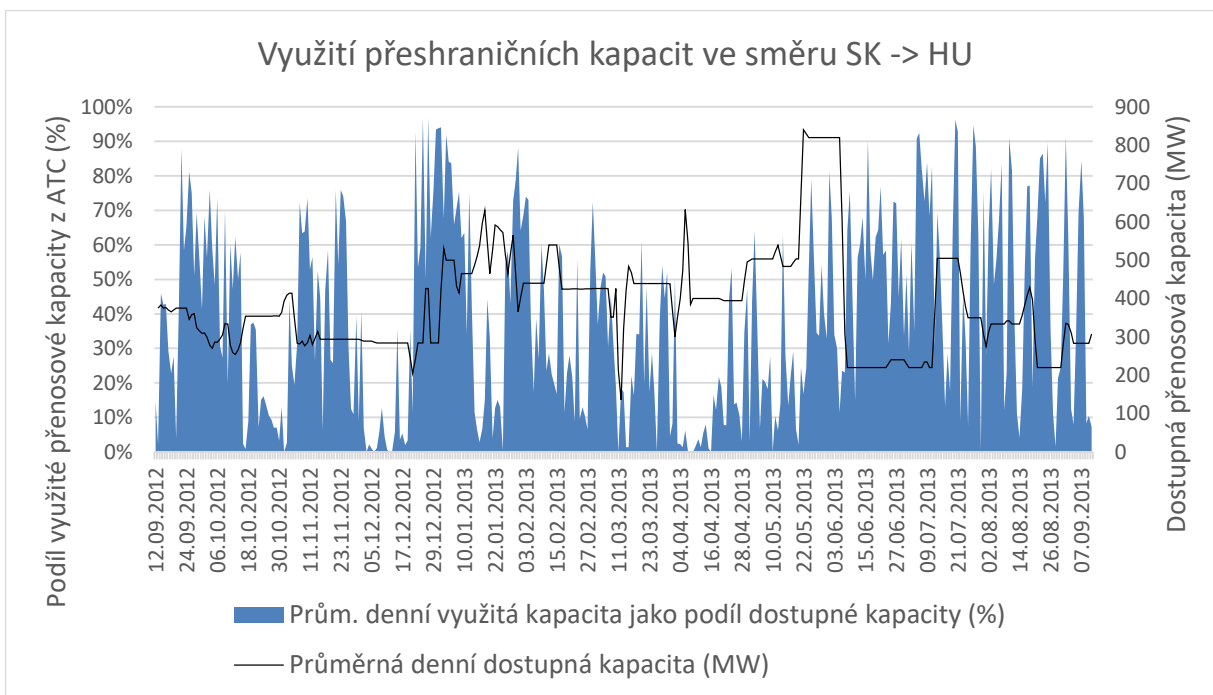


Obrázek č. 26 – Využití přeshraničních kapacit ve směru CZ -> SK

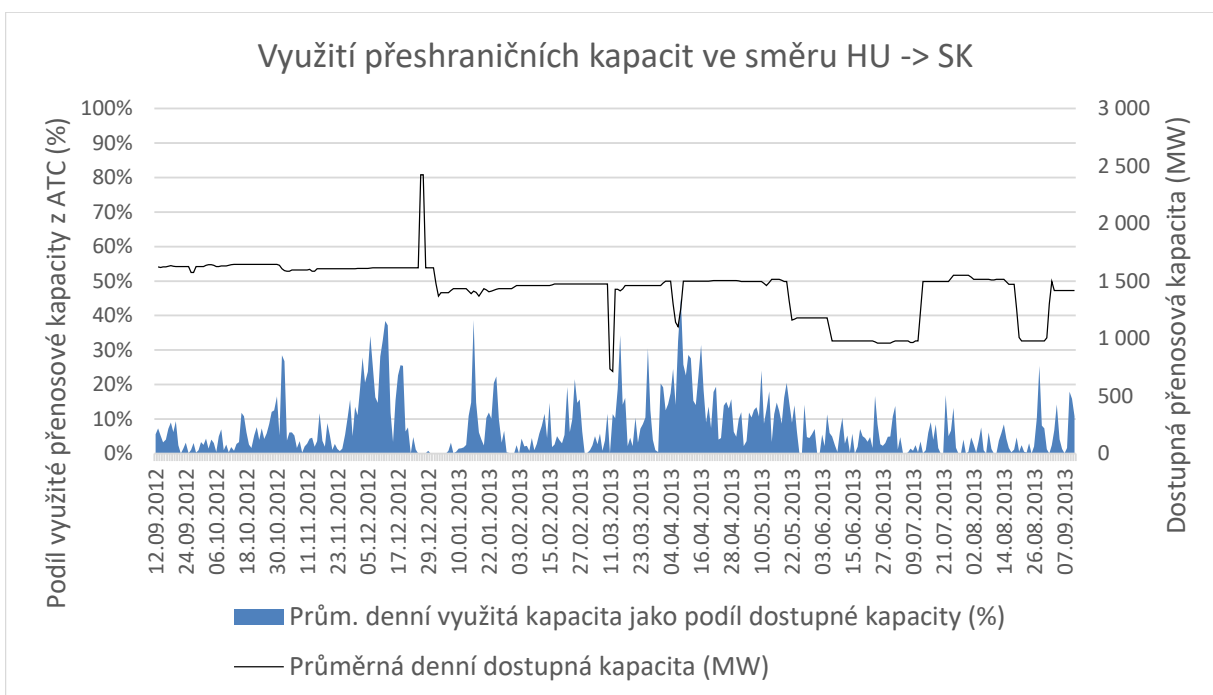


Obrázek č. 27 – Využití přeshraničních kapacit ve směru SK -> CZ

I tyto průběhy znázorňují skutečnost, že na hranici CZ-SK málokdy dochází k vyčerpání limitů dostupné přenosové kapacity. Obrázek č. 27 dále ukazuje výrazně vyšší schopnost přenášet elektřinu ze Slovenska do Česka než v opačném směru.



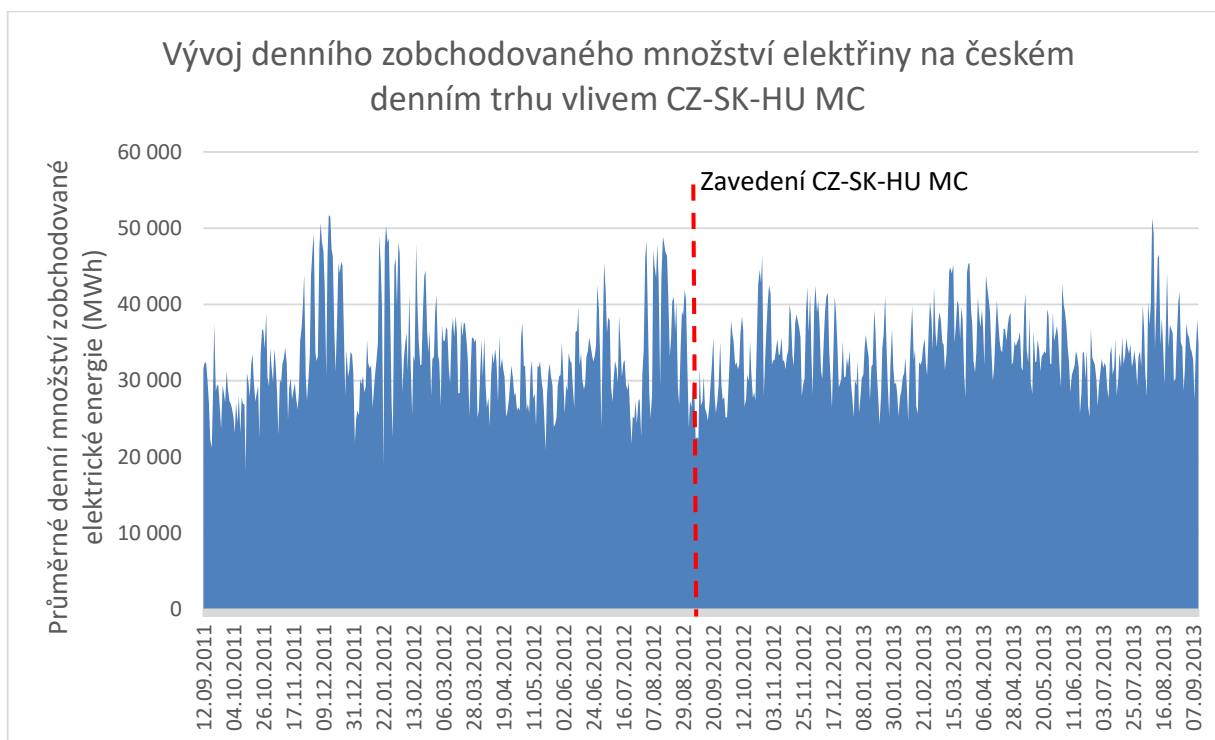
Obrázek č. 28 - Využití přeshraničních kapacit ve směru SK -> HU



Obrázek č. 29 - Využití přeshraničních kapacit ve směru HU -> SK

Jak je vidět z obrázků výše, nejvyšší procentuální využití vykazuje profil SK-HU v rámci celého projektu ve sledovaném období, hlavně z důvodu nízkých hodnot ATC daného profilu, v průměrné hodinové výši přibližně 400 MW.

Dále jsem zkoumal vliv zavedení CZ-SK-HU MC na objemy zobchodované elektřiny na denním trhu České republiky. Analýzu jsem provedl pro období 12. 9. 2011 – 11. 9. 2013. Na obrázku jsou pro lepší přehlednost znázorněna průměrná denní množství obchodů na českém denním trhu s elektřinou.

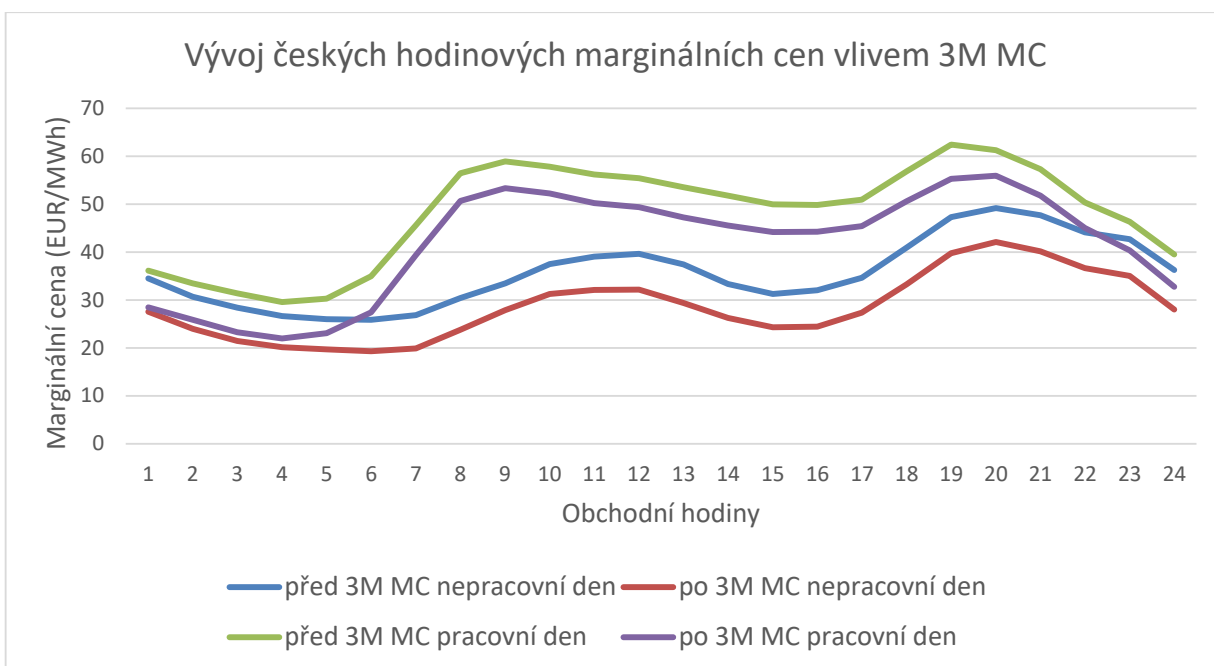


Obrázek č. 30 - Vývoj denního zobchodovaného množství na denním trhu České republiky

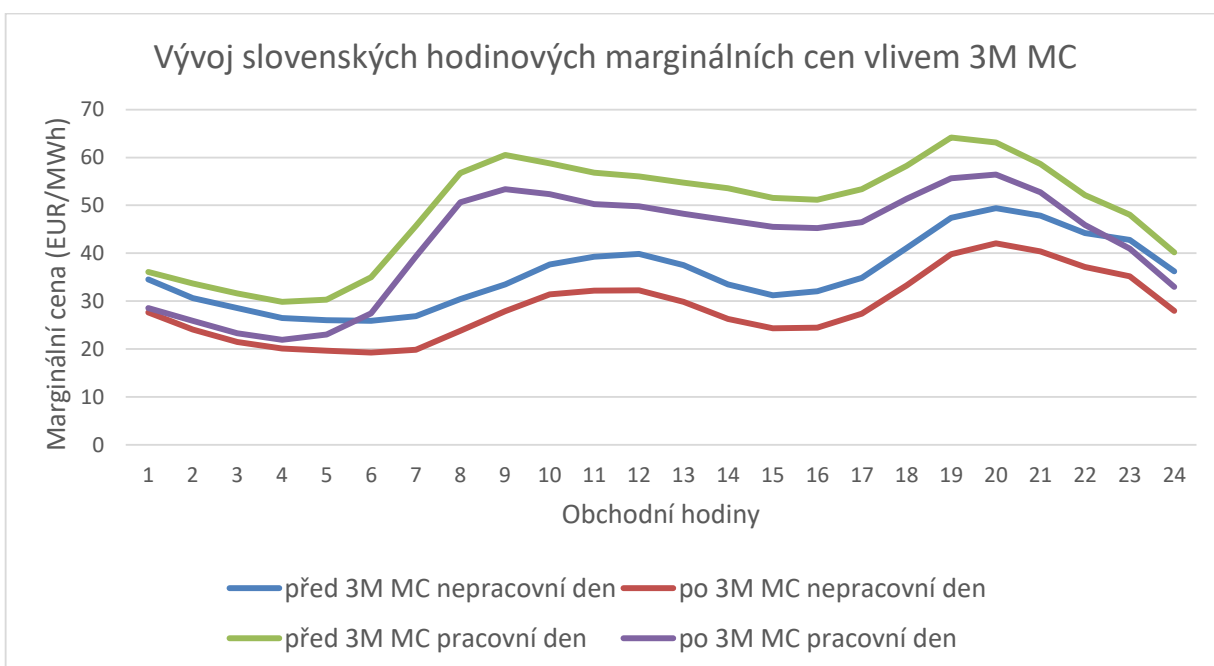
Průměrná denní výše obchodů na českém denním trhu s elektřinou před zavedením CZ-SK-HU MC dosahovala hodnot přibližně 33 GWh. V průběhu roku po MC se tato hodnoty zvýšila na průměrnou denní výši 34,1 GWh. Toto navýšení znamená 3,3% nárůst v průměrném denním objemu obchodů na českém denním trhu.

Pro lepší porovnání dopadu propojení trhů na hodinovou marginální cenu na jednotlivých trzích jsem zkoumané období rozdělil na pracovní a nepracovní dny, protože podle mého názoru je nevyhovující porovnávat jedinou roční průměrnou cenu z hodinových hodnot před a po CZ-SK-HU MC. Z tohoto důvodu jsem si vytvořil průměrný pracovní a nepracovní den v roce, ve kterém jsou jednotlivé hodinové marginální ceny určeny aritmetickým průměrem obchodních hodin se stejným pořadím, např. marginální cena v 3. obchodní hodině pracovního dne před MC znamená průměrnou hodnotu všech 3.

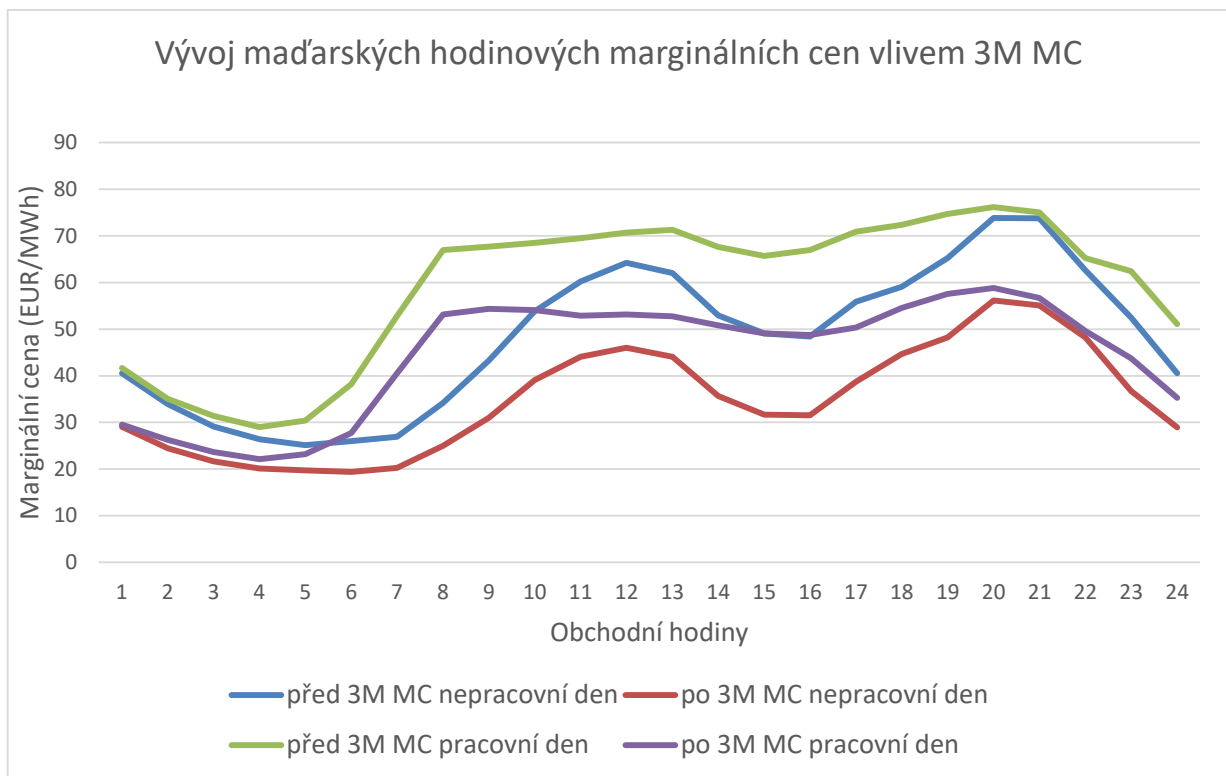
obchodních hodin pracovních dnů v průběhu jednoho roku před 3M MC. Takové hodnoty již reálněji popisují vliv zavedení propojení trhů na velkoobchodní ceny elektřiny, protože porovnávají hodinové ceny podobných dnů. Následující průběhy ukazují vývoj marginálních cen v průměrný pracovní a nepracovní den před a po zavedení 3M MC pro zkoumané období 12. 9. 2011 – 11. 9. 2013. Tabulka dat pro následující 3 obrázky tvoří přílohu č. 6.



Obrázek č. 31 – Vývoj českých hodinových marginálních cen vlivem 3M MC



Obrázek č. 32 – Vývoj slovenských hodinových marginálních cen vlivem 3M MC



Obrázek č. 33 – Vývoj maďarských hodinových marginálních cen vlivem 3M MC

Jak je vidět z průběhů českých a slovenských marginálních cen, tyto dva trhy se pohybují na stejné cenové úrovni a ve zkoumaném období ukazují skoro identické hodnoty pro pracovní i nepracovní dny. Po zavedení 3M MC na nich došlo v případě nepracovních dnů k 20,5% poklesu cen a průměrný pracovní den po zavedení 3M MC vykazuje o 14,4 % (15,1 % v případě Slovenska) nižší ceny než průměrný pracovní den před jeho zavedením.

Vliv projektu na ceny průměrného pracovního a nepracovního dne v Maďarsku vykazuje výrazně vyšší změny. Průměrný pracovní den po zavedení 3M MC vykazuje na denním trhu Maďarska v celodenním průměru o 25 % nižší ceny než před couplingem a průměrný nepracovní den v prvním roce 3M MC byl na nižší cenové úrovni o 27,5 % než tomu bylo před propojením trhů. Jak je vidět z posledního obrázku, maďarské ceny jsou obecně na vyšší úrovni než ceny na českém trhu a za zmínku určitě stojí skutečnost, že v případě večerní špičky jsou ceny pracovních a nepracovních dnů na srovnatelné úrovni.

Důsledkem propojení trhů došlo i k zmírnění cenového rozdílu mezi maďarským a českým denním trhem, v případě pracovních dnů došlo k poklesu cenového rozdílu z původních 21,3 % na průměrný rozdíl ve výši pouhých 6 %. Nepracovní dny ukazují změnu průměrného cenového rozdílu z původních 32,8 % před couplingem na 20,2 % s tím, že marginální ceny mimo špičkových hodin (zhruba od 22:00 do 9:00) jsou si mnohem blíže (maďarská cena vyšší průměrně o 4 %) a k větším cenovým rozdílům dochází ve

zbývajících hodinách dne (maďarská cena vyšší průměrně až o 33 %, i tato hodnota byla před couplingem výrazně vyšší, činila průměrně 51 %).

5.4.1 Dopady zavedení CZ-SK-HU MC

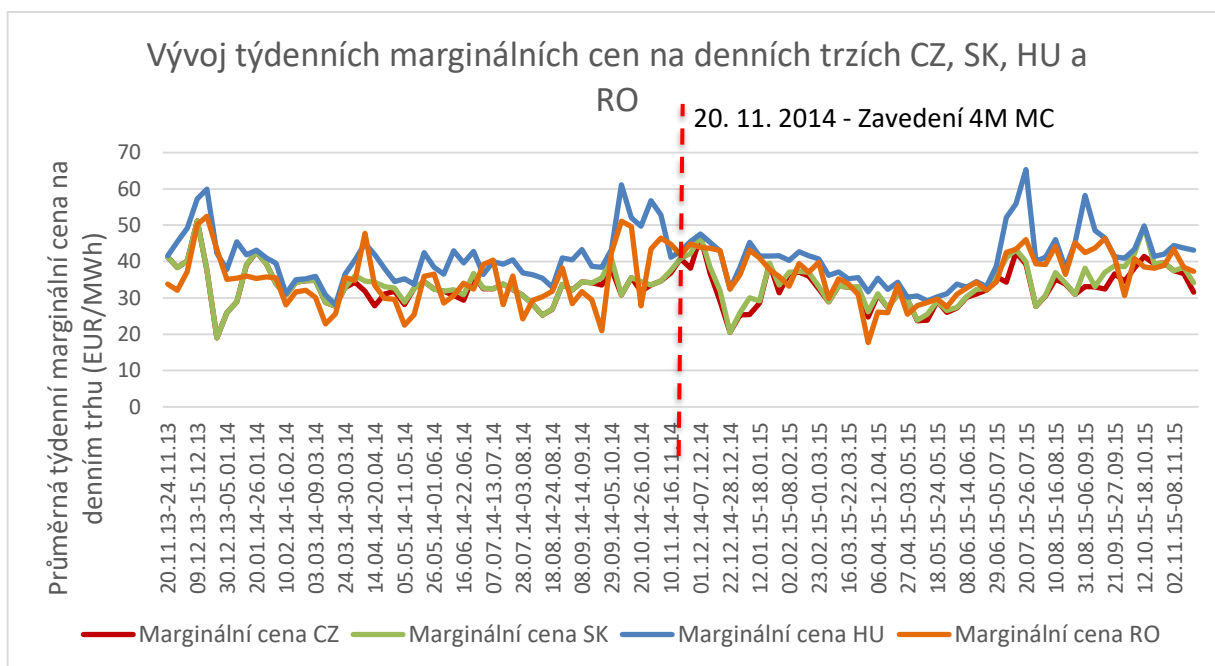
Vlivy zavedení CZ-SK-HU MC jsem zkoumal v časovém intervalu 12. 9. 2011 až 11. 9. 2013, tj. rok před zavedením MC a první rok provozu CZ-SK-HU MC a své závěry bych shrnul následovně:

- hodinová marginální cena na českém a slovenském trhu se snížila průměrně o 15 %
- hodinová marginální cena na maďarském trhu se snížila průměrně o 26 %
- volatilita, tj. směrodatná odchylka marginálních cen se zvýšila na českém trhu
- volatilita, tj. směrodatná odchylka marginálních cen se snížila na slovenském a maďarském trhu
- vzájemná korelace jednotlivých trhů se zvýšila
- zobchodované množství elektrické energie na českém trhu se mírně zvýšila o 3 %
- vlivem propojení trhů se snížil cenový rozdíl mezi českým a maďarským trhem
- hodinová marginální cena byla společná na všech trzích v 6 727 obchodních hodinách, přičemž slovenský a maďarský trh vykazovaly společnou zúčtovací cenu v 6 862 obchodních hodinách.

5.5 Zavedení CZ-SK-HU-RO MC

Posledním krokem propojení denních trhů s elektřinou v rámci projektu 4M MC bylo připojení Rumunska. K společnému vyhodnocení nabídek a poptávek všech čtyř trhů došlo nejprve dne 20. 11. 2014. Dopady tohoto propojení zkoumám v časovém intervalu 20. 11. 2013 – 19. 11. 2015, tj. rok před zavedením MC a první rok po zavedení 4M MC. V rámci vyhodnocení uvádím vývoj hodinových marginálních cen na všech trzích a porovnám jejich výši a rozpětí cenových rozdílů mezi jednotlivými trhy. Dále zkoumám využití přeshraničních kapacit na hranicích sousedních států. V neposlední řadě prozkoumám vliv rozšíření market couplingu o Rumunsko na objemy obchodů na denním trhu s elektřinou České republiky.

Následující obrázek ukazuje vývoje hodinových marginálních cen na všech čtyřech denních trzích ve výše definovaném časovém intervalu. Pro zvýšení přehlednosti cenového vývoje uvádím týdenní průměry hodinových marginálních cen.



Obrázek č. 34 – Průběh ceny elektřiny na denních trzích CZ, SK, HU a RO před a po MC

Jak je vidět z obrázku, i po zavedení 4M MC platí, že nejvyšší cena panuje na maďarském denním trhu, který má nejvyšší tendenci se od ostatních trhů odtrhnout. Dopady na průměrné hodinové ceny a jejich volatilitu ukazuje následující tabulka. Po zavedení 4M MC došlo k nejednotné ceně na českém a slovenském trhu výrazně vícekrát než před MC. Marginální cena na českém denním trhu s elektřinou je obecně nejnižší ze všech trhů, přičemž marginální cena na maďarském trhu je obecně ta nejvyšší.

Trhy	Před CZ-SK-HU-RO MC (20.11.2013 - 19.11.2014)				Po CZ-SK-HU-RO MC (20.11.2014 - 19.11.2015)			
	CZ	SK	HU	RO	CZ	SK	HU	RO
Aritmetický průměr (EUR/MWh)	33,25	33,76	41,31	34,78	32,83	34,12	40,72	36,68
Směrodatná odchylka (EUR/MWh)	13,16	13,80	18,99	16,01	12,76	14,15	15,74	14,52
Rozptyl (EUR/MWh)²	173,22	190,51	360,43	256,30	162,80	200,32	247,88	210,84

Tabulka č. 12 – Dopady zavedení 4M MC

Průměrná výše marginálních cen v roce po zavedení MC byla srovnatelná s průměrnou cenou před MC na všech trzích, největší rozdíl je patrný na rumunském denním trhu, kde došlo k průměrnému 5,5% nárůstu cen. Volatilita hodinových cen na českém a slovenském denním trhu po zavedení 4M MC byla

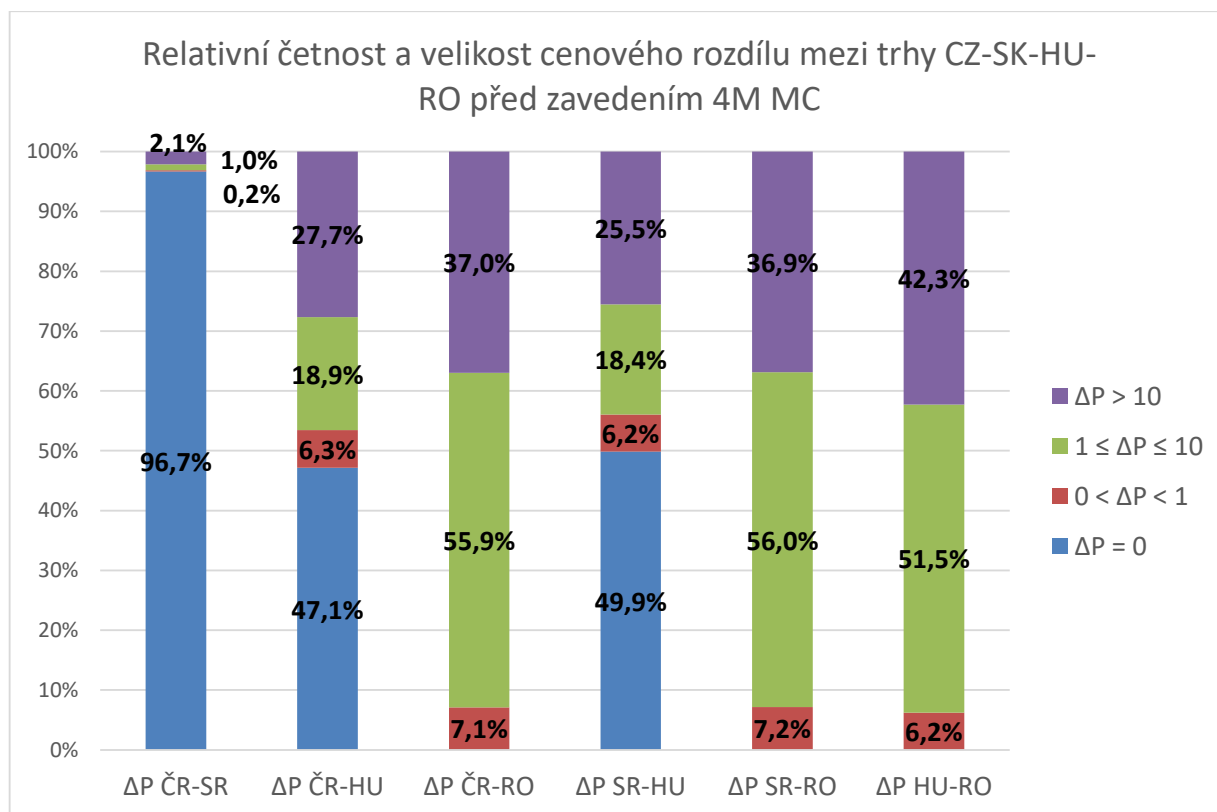
srovnatelná s jejich volatilitou před propojením denních trhů. Pokles v proměnlivosti cen se zavedením 4M MC je patrný na maďarském a rumunském denním trhu s elektřinou. Vzájemnou závislost v chování trhů ukazuje korelační koeficient. Korelační koeficienty kombinace trhů ukazuje následující tabulka.

	Před CZ-SK-HU-RO MC (20.11.2013 - 19.11.2014)					
Korelace (-)	CZ-SK	CZ-HU	CZ-RO	SK-HU	SK-RO	HU-RO
	0,97	0,66	0,60	0,67	0,60	0,62
	Po CZ-SK-HU-RO MC (20.11.2014 - 19.11.2015)					
Korelace (-)	CZ-SK	CZ-HU	CZ-RO	SK-HU	SK-RO	HU-RO
	0,93	0,71	0,64	0,76	0,64	0,79

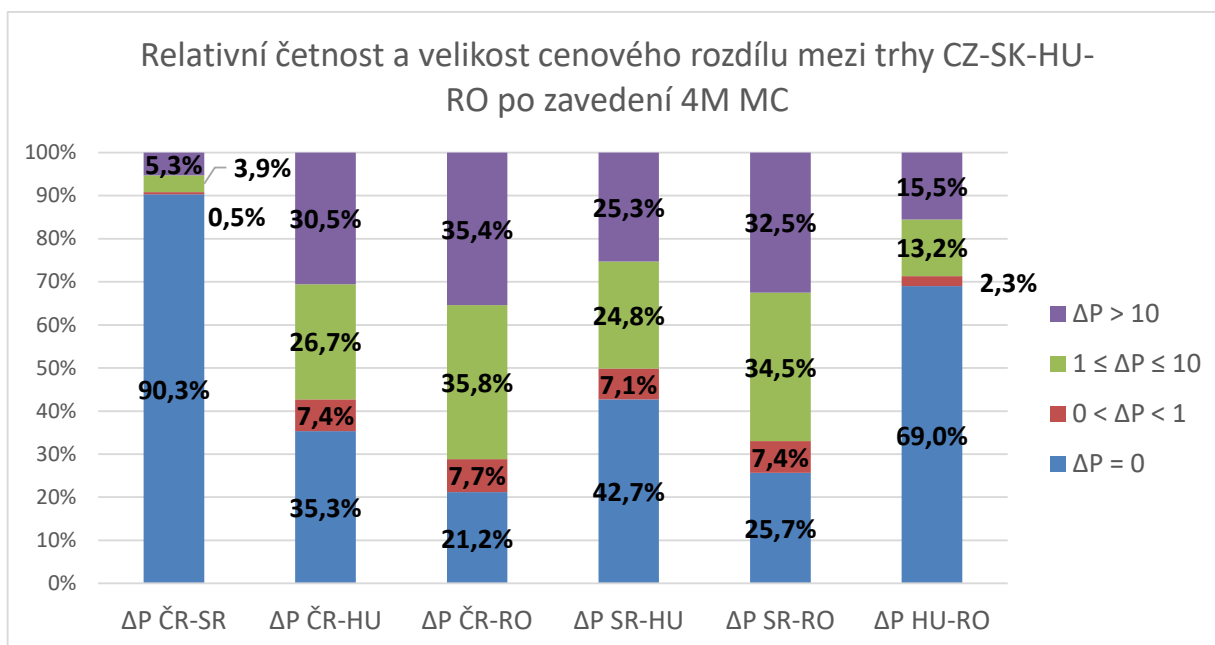
Tabulka č. 13 – Korelační koeficienty trhů 4M MC

Každý národní trh vykazuje v období po zavedení 4M MC silnější lineární závislost vůči dalším třem trhům než před MC, výjimku tvoří pouze pokles korelace mezi českým a slovenským trhem vlivem 4M MC.

Rozdílné ceny na jednotlivých národních trzích ukazují i následující obrázky, které zachycují také velikost cenového rozdílu a jejich relativní četnosti v následujících intervalech: $\Delta P = 0$ EUR/MWh, $0 < \Delta P < 1$ EUR/MWh, $1 \leq \Delta P \leq 10$ EUR/MWh a $\Delta P > 10$ EUR/MWh.



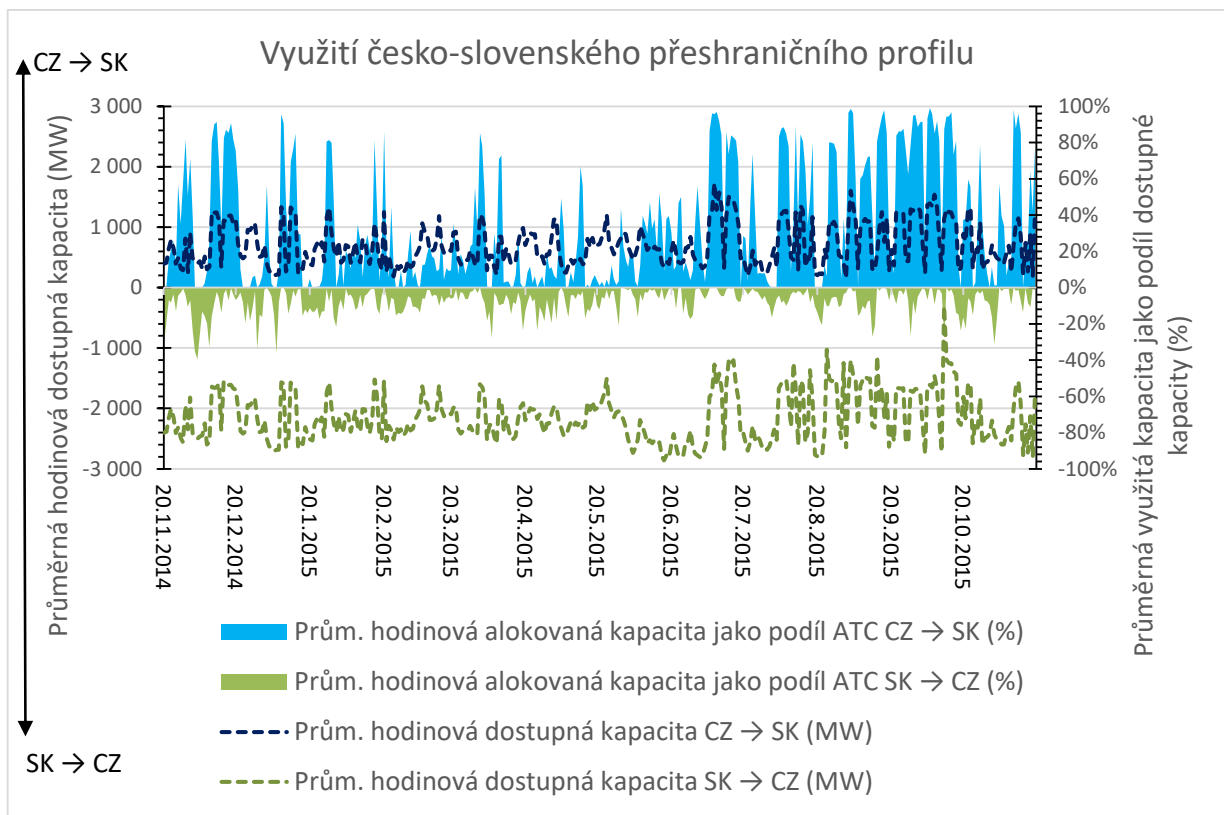
Obrázek č. 35 – Velikost a relativní četnost cenové diference na denních trzích 4M MC před zavedením MC



Obrázek č. 36 – Velikost a relativní četnost cenové diference na denních trzích 4M MC po zavedení MC

Jak ukazují předchozí dva obrázky, cenový rozdíl mezi trhy účastníků 3M MC a Rumunskem byl před zavedením 4M MC značný. Počet obchodních hodin s nulovým cenovým rozdílem mezi jednotlivými trhy stávajícího 3M MC byl po zavedení 4M MC menší a zvýšila se četnost výskytu velkých cenových rozdílů. V průběhu prvního roku propojení čtyř středoevropských trhů došlo k úplnému cenovému couplingu na těchto trzích v 1 858 obchodních hodinách. Mnohem četněji se nastal případ, kdy cena byla společná na trzích Maďarska a Rumunska a od nich odlišná, ale jednotná cena byla na denních trzích Slovenska a Česka. K tomuto případu došlo v 3650 obchodních hodinách.

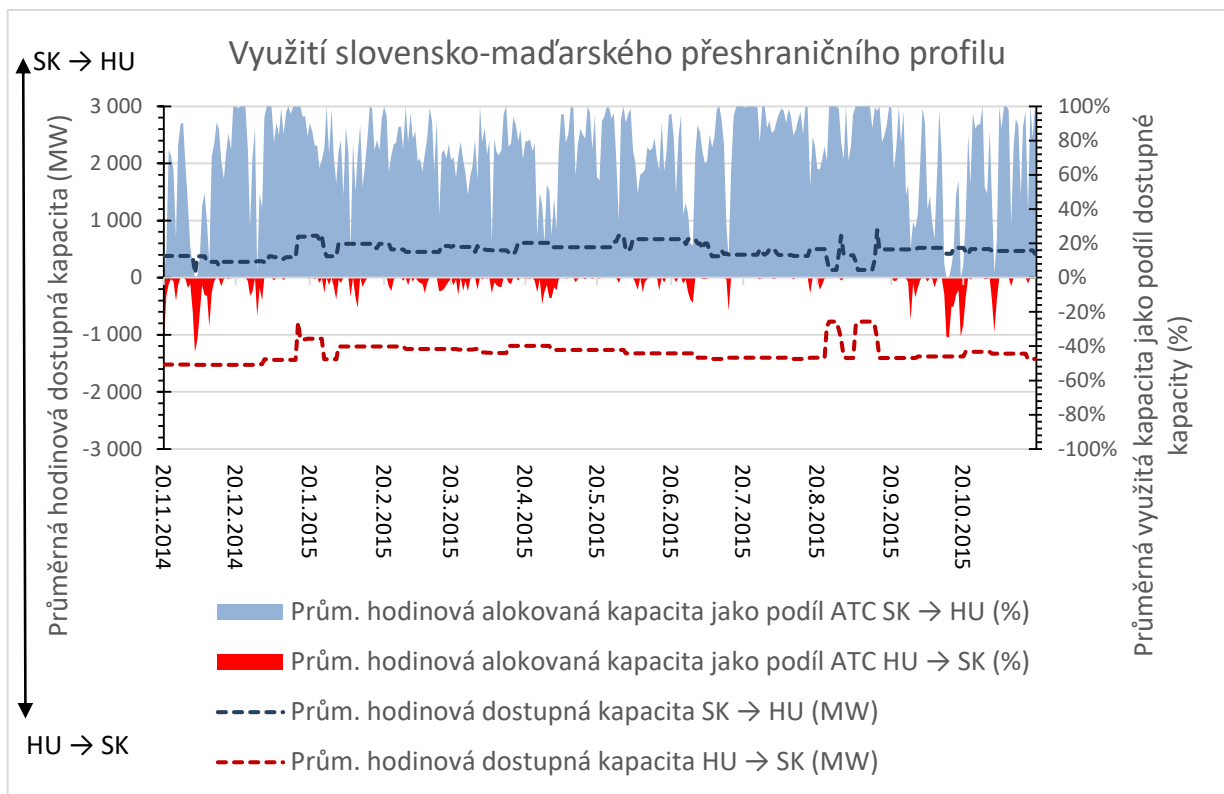
Tyto obrázky již naznačují i využití přeshraničních kapacit mezi oblastmi. Musíme mít na paměti, že k cenovému rozdílu mezi dvěma oblastmi dochází pouze v případě vyčerpání dostupné přeshraniční přenosové kapacity ve směru vyšší ceny. Využití jednotlivých přeshraničních profilů jsem zkoumal v průběhu prvního roku 4M MC. Následující průběhy ukazují využití přeshraničních kapacit jako podíl celkové dostupné kapacity mezi státy 4M MC.



Obrázek č. 37 – Využití česko-slovenského přeshraničního profilu

Nižší procentuální podíl ve využití přeshraničního profilu ve směru do Česka je způsoben jednak tím, že ATC hodnoty jsou v tomto směru průměrně dvojnásobné než ty ve směru Slovenska, jednak tím, že v roce po 4M MC byla na tomto profilu ve směru Česka alokována kapacita k přenesení 1 473 GWh elektrické energie, přičemž ve směru opačném, tj. na Slovensko, byla alokována kapacita pro přenesení 2 819 GWh. Zvýšená četnost výskytu rozdílné ceny na českém a slovenském denním trhu s elektřinou (vyšší marginální cena na Slovensku) byla především způsobena nedostatečnou výší dostupné kapacity ve směru Slovenska (tmavomodrý čárkovaný průběh na obrázku č. 5.19). Dalším důvodem je, že v případech vyčerpání ATC z Česka na Slovensko nebyla dostupná přeshraniční kapacita ve směru SK → HU vyčerpána, což způsobilo nárůst slovenské marginální ceny až na úroveň maďarské ceny (v případě dostatečné kapacity ve směru SK → HU), ale čteněji se nastal případ, že po nárůstu slovenské ceny nad českou došlo i k vyčerpání ATC hodnot ve směru SK → HU, a tak byla marginální cena na všech trzích odlišná (případně společná pro trhy HU a RO při dostatečné výši ATC hodnot na jejich společné hranici).

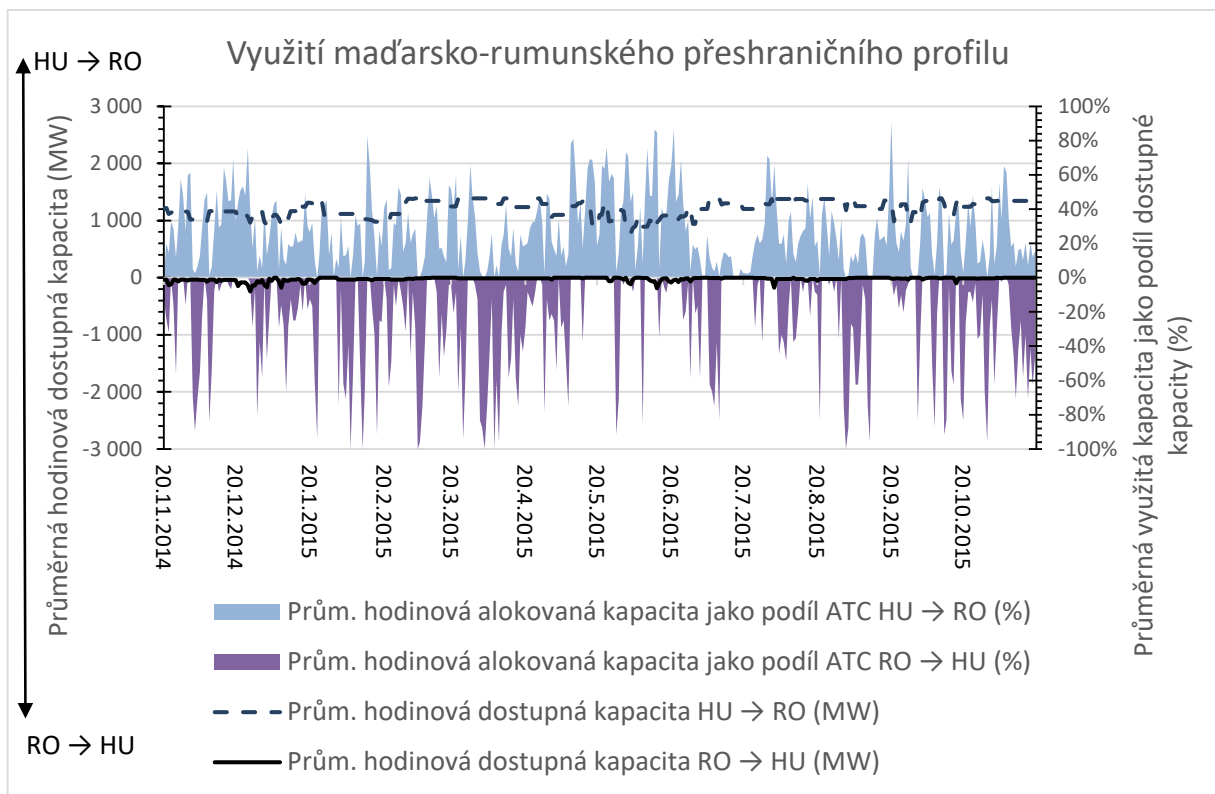
Využití přeshraničního profilu na hranici Slovenska s Maďarskem ukazuje následující obrázek.



Obrázek č. 38 – Využití slovensko-maďarského přeshraničního profilu

Jak je vidět z obrázku, na hranici SK-HU jednoznačně dominujícím směrem obchodování je směr do Maďarska. V tomto směru se pohybuje průměrná dostupná přeshraniční kapacita v jednotlivých obchodních hodinách ve výši 500 MW a je průměrně využita ve výši 74 %. V prvním roce 4M MC byla v tomto směru celkem alokována kapacita k přenesení 3 064 GWh elektrické energie, přičemž v roce před zavedením 4M MC byla tato hodnota 2 240 GWh. Vliv rozšíření spolupráce o Rumunsko ukazuje jednoznačný nárůst ve vytížení tohoto profilu. V opačném směru (z Maďarska na Slovensko) byla alokována kapacita k přenesení 410 GWh elektrické energie a tato hodnota se výrazně vlivem 4M MC nezměnila.

Posledním vyhodnoceným profilem je profil mezi Maďarskem a Rumunskem, jehož využití znázorňuje následující obrázek.



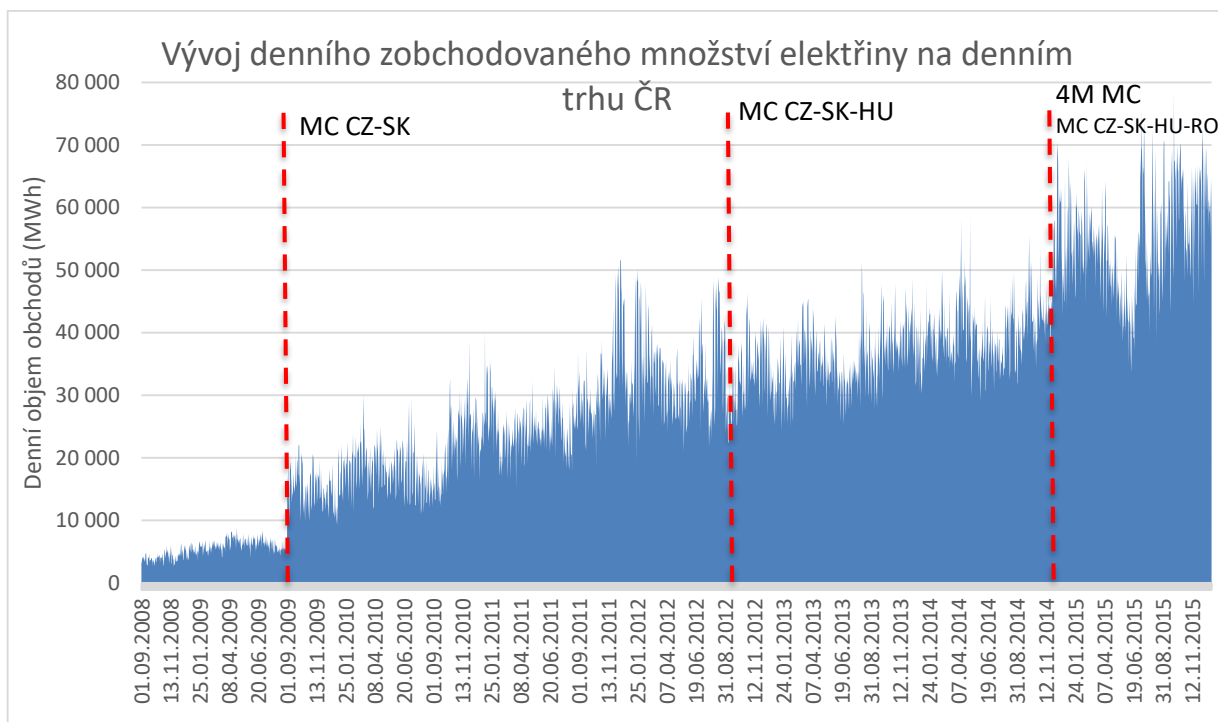
Obrázek č. 39 – Využití maďarsko-rumunského přeshraničního profilu

Jak je vidět z obrázku, na této hranici také existuje dominantní směr obchodování, kterým je směr z Maďarska do Rumunska. V tomto směru došlo v prvním roce 4M MC na denním trhu k alokaci přeshraničních kapacit k přenesení 2 888 GWh elektrické energie, přičemž ve směru opačném byla tato hodnota pouze 42 GWh. Jednoznačným důvodem je, že profil ve směru Maďarska vykazuje extrémně nízké hodnoty dostupné kapacity v průměrné výši pouhých 24 MW (průběh dostupné kapacity téměř není patrný ani z obrázku), přičemž ani v jedné obchodní hodině nedošlo k vyšší hodnotě ATC než 240 MW. Oproti tomu obrázek č. 5.16 ukazuje velký počet hodin, kdy dochází k vyšší maďarské MCP než na trhu Rumunska, co by v případě dostatečné výše přeshraniční kapacity ve směru Maďarska mohlo znamenat obchodní příležitost rumunským výrobcům.

Jak jsem zjistil, důvodem tak nízkých hodnot ATC je skutečnost, že příslušní TSO se nedohodli na vyšší dostupné kapacity, kterou nebudou nominovat do dlouhodobých aukcí, a tak jednoduše došlo k vyprodání skoro celé výše ATC v rámci dlouhodobých aukcí. V dalším roce spolupráce, což představuje letošní rok, se TSO dohodli na vyšší ATC, kterou budou rezervovat pro potřeby denního trhu s elektřinou. Proto uvádím využití maďarsko-rumunského přeshraničního profilu v roce 2016, což tvoří přílohu č. 5.

V dalších částech zkoumám vliv 4M MC na objemy obchodů na českém denním trhu s elektřinou a dále uvádím srovnání cen čtyř států spolupráce v průměrném pracovním a nepracovním dni před

zavedením 4M MC a v prvním roce společného projektu. Jelikož připojení Rumunska k spolupráci znamenalo zatím poslední krok v rozšíření střeoevropského MC, vývoj zobchodovaného množství na českém denním trhu s elektřinou uvádím na následujícím obrázku z hlediska celého projektu s označením jednotlivých kroků rozšíření projektu¹²⁴.



Obrázek č. 40 – Vývoj denního zobchodovaného množství elektřiny na denním trhu ČR

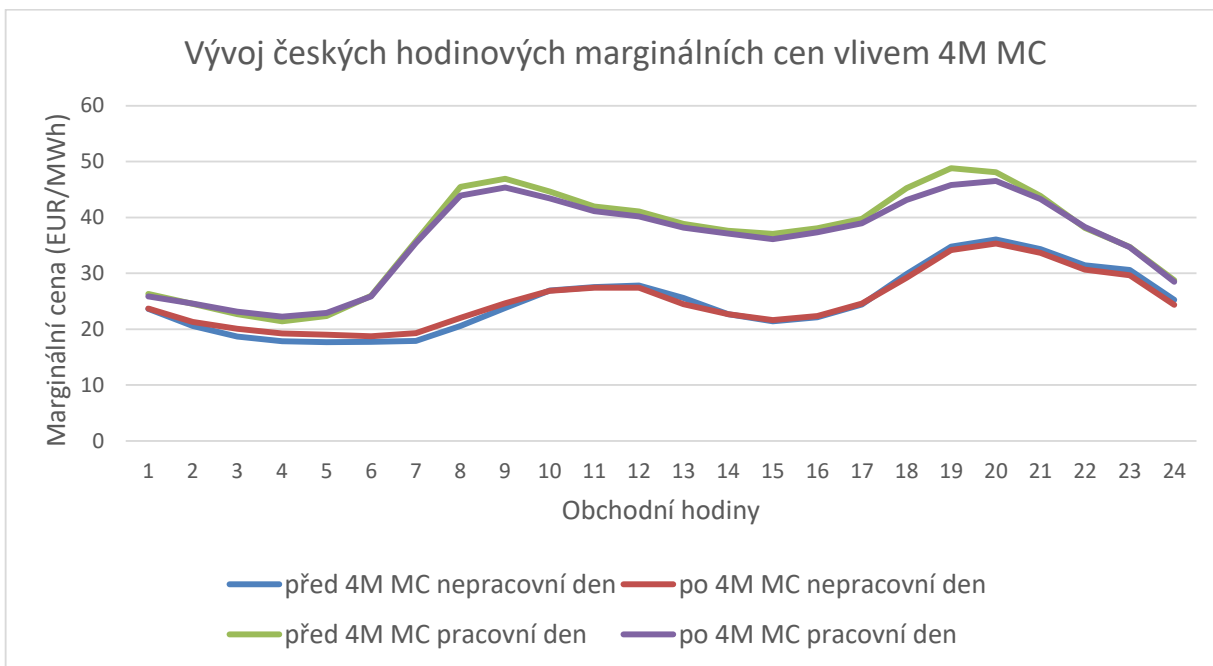
Jak znázorňuje tento obrázek, na denním trhu s elektřinou České republiky došlo vlivem jednotlivých kroků MC k výraznému nárůstu objemu obchodů. I připojení Maďarska ke spolupráci mělo výrazný vliv na zobchodované množství elektřiny na českém denním trhu, jak ukazuje obrázek č. 5.22 Z krátkodobého hlediska (v jednoročním intervalu zavedení 3M MC) tento vliv nelze prokázat. Zavedení 4M MC znamenalo 34% nárůst v objemu obchodů v prvním roce¹²⁵, kdy bylo průměrně denně zobchodováno 53,6 GWh elektrické energie. V roce před zavedením 4M MC to bylo pouze 39,9 GWh.

Jak ukazuje tabulka č. 5.5, průměrná výše marginálních cen po zavedení 4M MC fluktovala kolem stejné úrovně jako před jeho zavedením. S cílem získání přesnějších výsledků jsem si v zkoumaném období definoval průměrný pracovní a nepracovní den na jednotlivých národních trzích jako den, v kterém jsou hodinové marginální ceny určeny z aritmetického průměru hodnot daných obchodních hodin všech

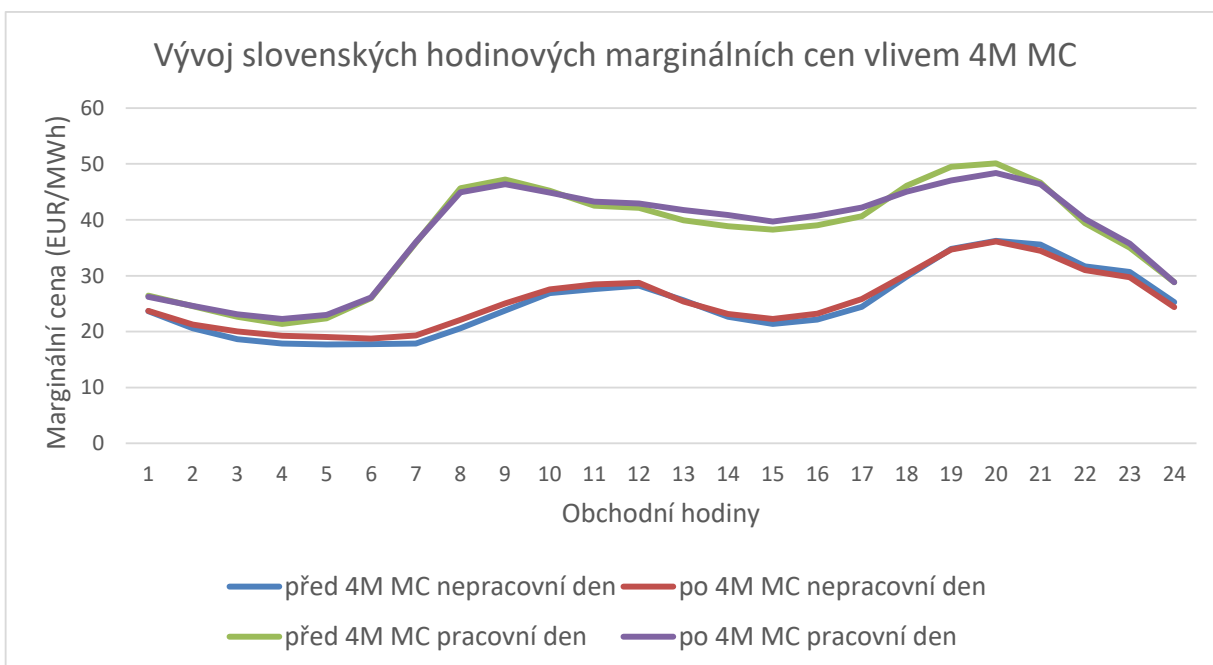
¹²⁴ Pro časový interval 1. 9. 2008 – 31. 12. 2015

¹²⁵ Pro časový interval: 20. 11. 2014 – 19. 11. 2015

pracovních či nepracovních dnů. Vývoj marginálních cen v průběhu průměrného pracovního a nepracovního dne na jednotlivých denních trzích s elektřinou ukazují následující obrázky.



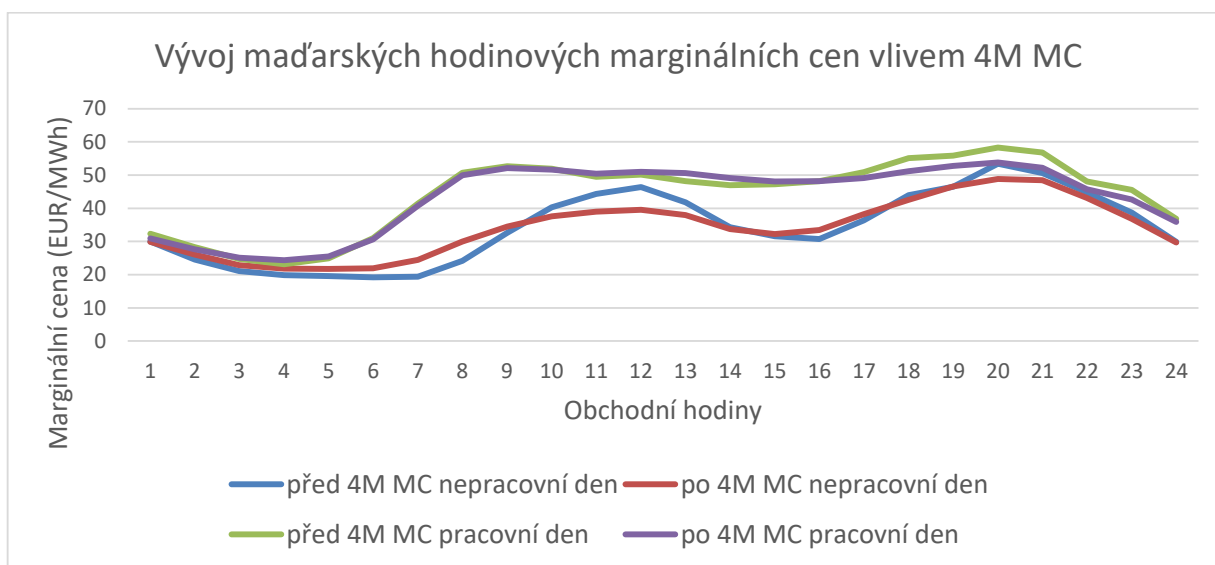
Obrázek č. 41 - Vývoj českých hodinových marginálních cen vlivem 4M MC



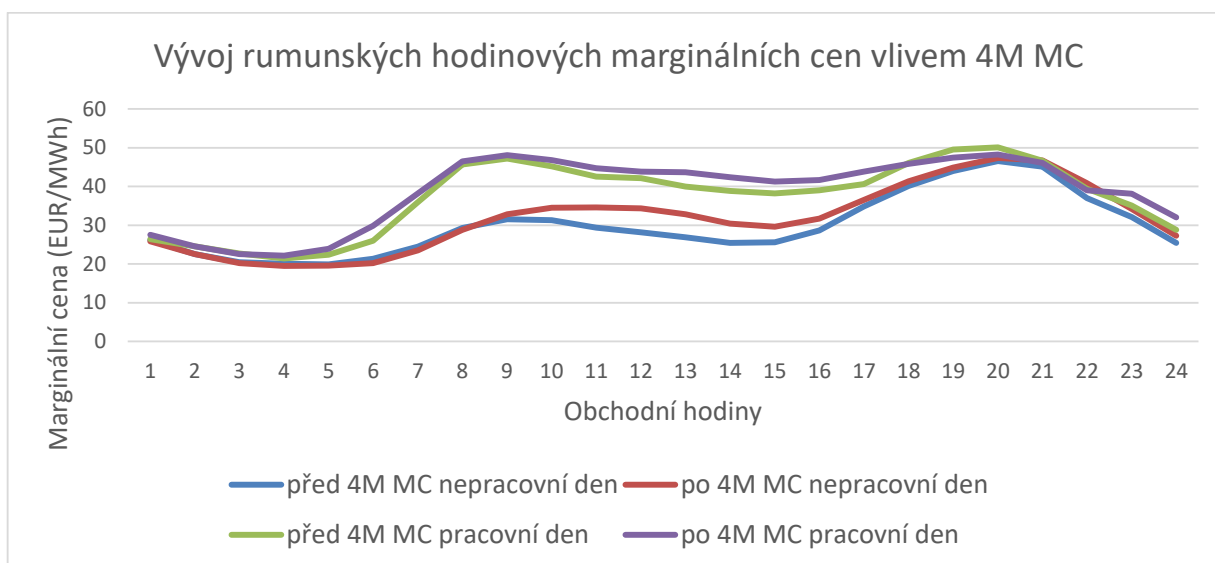
Obrázek č. 42 - Vývoj slovenských hodinových marginálních cen vlivem 4M MC

Průběhy cenového vývoje na trzích Česka a Slovenska jsou obecně velmi podobné, v případě odpoledních hodin pracovních dnů je patrný malý rozdíl v cenách na těchto trzích, kdy dochází k vyšší marginální ceně na denním trhu Slovenska vlivem vyčerpání dostupné přeshraniční kapacity ve směru

CZ → SK. Vliv zavedení 4M MC na průměrnou cenu na těchto trzích ani z těchto obrázků nemohu potvrdit, protože průběhy před a po zavedení MC jsou prakticky totožné.

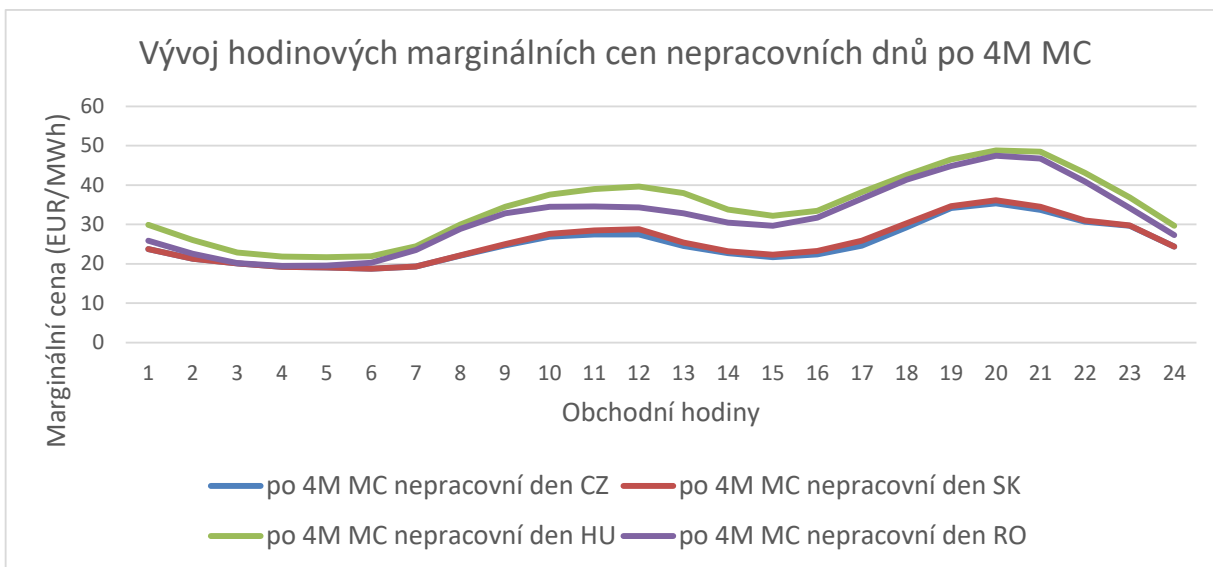


Obrázek č. 43 - Vývoj maďarských hodinových marginálních cen vlivem 4M MC

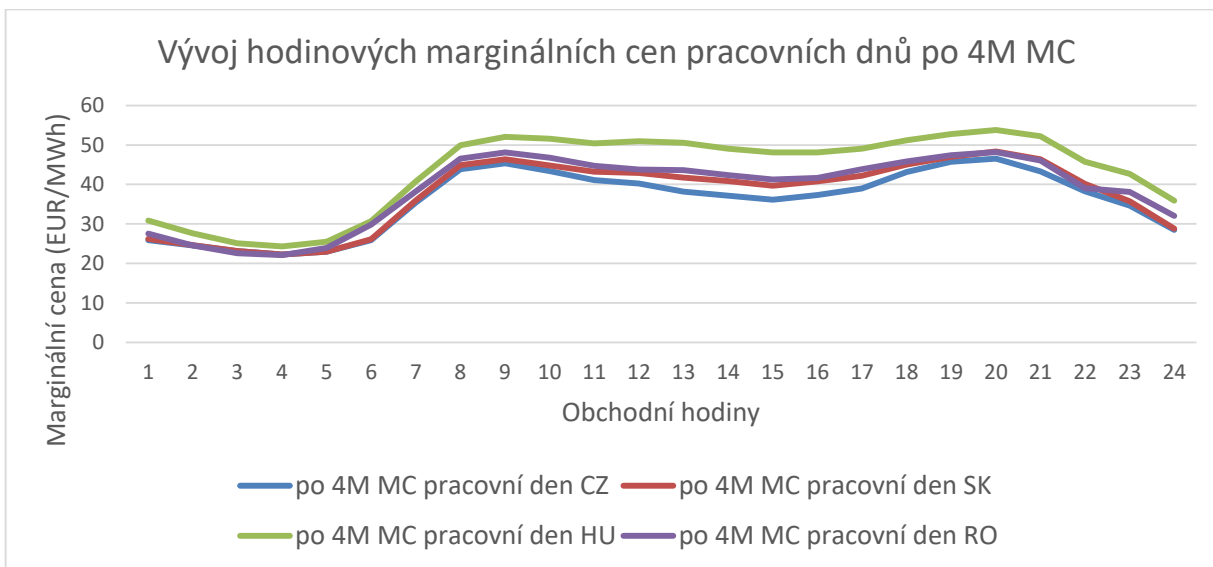


Obrázek č. 44 – Vývoj rumunských hodinových marginálních cen vlivem 4M MC

Vliv zavedení 4M MC nepřineslo významný cenový pokles ani na trzích Maďarska a Rumunska, v případě Rumunska je patrný malý nárůst v marginálních cenách, což vysvětlují uspokojením maďarské poptávky rumunskou nabídkou. I tyto obrázky ukazují, že obecně jsou maďarské marginální ceny těmi nejvyššími v regionu. K vyššímu přiblížení maďarské a rumunské ceny by určitě mohlo dojít v případě rozšíření přeshraniční kapacity ve směru Maďarska. Následující dva obrázky ukazují společně všechny trhy a jejich ceny po zavedení 4M MC.



Obrázek č. 45 - Vývoj hodinových marginálních cen nepracovních dnů po 4M MC



Obrázek č. 46 - Vývoj hodinových marginálních cen pracovních dnů po 4M MC

Tyto obrázky ukazují průměrnou výši marginálních cen na všech trzích v průměrném pracovním a nepracovním dni v prvním roce 4M MC. Z obrázků je patrné, že marginální ceny na trzích Maďarska a Rumunska mají tendenci se držet spolu v nepracovních dnech, kdy je výsledná maďarsko-rumunská cena průměrně až o 29 % vyšší. K odtržení maďarské ceny od všech ostatních trhů dochází především v pracovních dnech, kdy je maďarská marginální cena průměrně o 16 % vyšší.

Seznam všech účastníků projektu 4M MC uvádí tabulka č. 14.

	Provozovatel přenosové soustavy	Organizátor denního trhu	Národní regulační orgán	Člen projektu od
Česko	ČEPS www.ceps.cz	OTE www.ote-cr.cz	ERÚ www.eru.cz	1.9.2009
Slovensko	SEPS www.sepas.sk	OKTE www.okte.sk	ÚRSO www.urso.gov.sk	1.9.2009
Maďarsko	MAVIR www.mavir.hu	HUPX www.hupx.hu	MEKH www.mekh.hu	12.9.2012
Rumunsko	Transelectrica www.transelectrica.ro	OPCOM www.opcom.ro	ANRE www.anre.ro	12.11.2014

Tabulka č. 14 – Seznam účastníků 4M MC

5.5.1 Dopady zavedení 4M MC

Vlivy zavedení 4M MC jsem zkoumal v časovém intervalu 20. 11. 2013 až 19. 11. 2015, tj. rok před zavedením MC a první rok provozu CZ-SK-HU-RO MC a své závěry bych shrnul následovně:

- hodinová marginální cena na denních trzích Česka, Slovenska a Maďarska se vlivem zavedení 4M MC výrazně nezměnila
- hodinová marginální cena na denním trhu Rumunska se vlivem připojení k dalším třem denním trhům zvýšila o 5,5 %
- volatilita, tj. směrodatná odchylka marginálních cen na českém a slovenském trhu, byla před a po zavedení 4M MC srovnatelná
- na denních trzích Maďarska a Rumunska došlo ve sledovaném období k mírnému poklesu v kolísání cen
- vzájemná korelace všech kombinací trhů byla po zavedení 4M MC vyšší, kromě vzájemné korelace Slovenského a Českého denního trhu
- zobchodovaný objem elektrické energie na českém denním trhu s elektřinou se vlivem zavedení 4M MC zvýšil o 34 %
- vlivem propojení trhů došlo ke snížení četnosti společné MCP na trzích Slovenska a Česka a zároveň došlo mnohem častěji k vyšší slovenské marginální ceně, než byla česká, a četnější byly i velké cenové rozdíly (vyšší než 10 EUR/MWh) mezi těmito trhy
- marginální cena byla po zavedení 4M MC společná na všech čtyřech denních trzích v 1 858 obchodních hodinách. Mnohem častěji nastal případ, kdy slovenský a český denní trh s elektřinou vykazovaly společnou MCP a zároveň byla společná marginální cena na trzích Rumunska a

Maďarska, i když vyšší než česko-slovenská MCP. K tomuto jevu došlo v 3 648 obchodních hodinách. Dále ze všech 851 obchodních hodin, kdy česká a slovenská marginální cena byla rozdílná, v 395 obchodních hodinách vznikla společná marginální cena pro trhy SK-HU-RO.

ZÁVĚR

Moje práce se zaměřila na mezinárodní obchodování s elektřinou, přesněji na obchod s přeshraničními kapacitami. V praktické části práce jsem se zabýval vyhodnocením integračního procesu denních trhů s elektřinou v našem regionu, kde jsou od roku 2014 propojené denní trhy s elektřinou Česka, Slovenska, Maďarska a Rumunska.

V první kapitole práce jsem se zabýval liberalizací energetiky jednak v evropském, jednak v českém kontextu a právními předpisy, o které se opírá. Dále jsem se věnoval dlouhodobým cílům Evropské unie v rámci elektroenergetiky s cílem přiblížit motivační faktory pro vytvoření vnitřního trhu s elektřinou. Dlouhodobým cílem EU je zabezpečení udržitelného rozvoje a konkurenceschopnosti evropského průmyslu při minimálních nákladech a při dodržení bezpečnosti provozu synchronně propojených evropských přenosových soustav. V neposlední řadě se EU zavázala k odklonu od klasické energetiky a svou budoucnost vidí v nízkouhlíkové a vysoce účinné energetice. Vytvoření jednotného společného trhu s elektřinou musí překonávat několik významných překážek, z nichž nejvýznamnější jsou nedostatečně harmonizovaná pravidla na trhu a úzká hrdla v infrastruktuře přenosové soustavy. Výslednou harmonizaci a zavedení společných pravidel Evropská komise očekává od síťových kodexů, které jsou v současné době v různých fázích vývoje.

Druhou kapitolu věnuji účastníkům trhu a jejich rizikům na trhu s elektřinou. Povinnosti a práva účastníků trhu definuje v českém prostředí energetický zákon (458/2000 Sb.). Dokončení liberalizace v České republice je datováno ke dni 1. 1. 2006, kdy došlo k přechodu domácností z postavení chráněného zákazníka na zákazníka oprávněného. Oprávněný zákazník má právo na svobodnou volbu dodavatele elektřiny, proto jsem úspěchy liberalizace ukázal na vývoji počtu změn dodavatele v ČR. Každý účastník trhu podstupuje při své činnosti jiné riziko a podle toho se liší i jejich opatření k řízení rizik. Nejvyššímu počtu rizikových faktorů jsou vystaveni obchodníci s elektřinou a operátor trhu, který některá rizika obchodníků přímo přebírá. Proto jsem část čtvrté kapitoly věnoval přiblížení principů risk managementu českého operátora trhu, OTE, a. s.

Třetí kapitola obecně pojednává o struktuře trhu s elektřinou, přičemž největší pozornost je věnována obchodu s přeshraničními kapacitami. V této kapitole jsem popsal základní rozdělení trhu s elektřinou z hlediska časového sledu obchodování. V části o obchodu s přeshraničními kapacitami jsem uvedl historický vývoj této formy obchodování v Evropě. Dále jsem popsal dvě základní metody výpočtu dostupné kapacity. První metodou je výpočet na základě koordinované čisté přenosové kapacity, neboli NTC-based metoda, která představuje nejrozšířenější postup výpočtu dostupné přeshraniční kapacity.

Druhým aplikovaným principem, je výpočet kapacity na základě metody založené na fyzických tocích, neboli flow-based metoda. Tato metoda je v současnosti aplikována jen v jediném regionu Evropy, na hranicích Francie, Belgie, Nizozemska, Lucemburska a Německa. Dále jsem se věnoval produktům přeshraničních obchodů, tj. fyzickým a finančním přenosovým právům. Přeshraniční kapacity jsou alokovány buď explicitně, nebo implicitně. Při explicitní alokaci přeshraničních kapacit musí být silová elektřina a přenosové právo potřebné k přeshraničnímu přenosu nakoupeny zvlášť. U implicitní aukce dochází společně s nákupem silové elektřiny i k nákupu příslušných přenosových práv nutných k uskutečnění přeshraničního přenosu na propojených denních trzích s elektřinou.

Ve čtvrté kapitole jsem se věnoval budoucí podobě obchodování s elektřinou v Evropě, tj. cílovému modelu trhu s elektřinou. Cílový model předpokládá uplatnění explicitních aukcí na dlouhodobém trhu a využití implicitních aukcí na krátkodobých trzích, přičemž dostupné přeshraniční kapacity by měly být vypočteny flow-based metodou. V této kapitole jsem se dále věnoval podrobnému popisu integračního procesu na denních trzích s elektřinou v Evropě. V dnešní době je většina evropských denních trhů propojena s využitím implicitních aukcí. Nejvýznamnějším projektem je projekt PCR, neboli Price Coupling of Regions. Dalším významným milníkem v sjednocení evropských denních trhů, je projekt našeho regionu, 4M Market Coupling. Právě tímto projektem jsem se zabýval v poslední části své práce.

V poslední, páté kapitole jsem se věnoval dopadům propojení denního trhu s elektřinou České republiky se Slovenskem a dále s Maďarskem a Rumunskem. Po každém kroku propojení trhů jsem porovnával marginální hodinové ceny na spotovém trhu se stavem před zavedením market couplingu. Kromě cenového vývoje jsem zkoumal i míru proměnlivosti hodinových marginálních cen, a to pomocí výběrové směrodatné odchylky. Dále jsem zkoumal změnu v likviditě, tj. vývoj zobchodovaného množství elektřiny na denním trhu ČR a využití přeshraničních kapacit, avšak tyto hodnoty jsem nemohl porovnat se stavem před zavedením couplingu kvůli nedostupnosti potřebných dat.

K propojení českého a slovenského denního trhu s elektřinou došlo 1. 9. 2009. Od okamžiku zavedení market couplingu na těchto trzích se tyto trhy chovají jako jeden. Z hlediska výše ceny nemohu učinit jednoznačné závěry, protože aritmetický průměr marginálních cen před zavedením market couplingu je značně zkreslen prudkým poklesem cen vlivem hospodářské krize. Lze ale jednoznačně říct, že propojením těchto dvou trhů došlo k prudkému nárůstu objemu obchodů na českém denním trhu s elektřinou. Z využití přeshraničního profilu na hranici těchto dvou států je patrné, že obchodování dominantně probíhalo ve směru Slovenska, přičemž k cenovému rozdílu na těchto trzích docházelo jen velmi zřídka.

Dnem 12. 9. 2012 se k těmto trhům připojilo Maďarsko a vznikl CZ-SK-HU MC. V prvním roce zavedení tohoto couplingu došlo k poklesu cen na všech zúčastněných trzích, přičemž nejvýraznější pokles vykazoval maďarský trh, na kterém bylo vyzorováno 26% snížení průměrné marginální ceny. Vzájemná korelace těchto trhů se vlivem CZ-SK-HU MC zvýšila. V 6 727 obchodních hodinách nastala konvergence hodinových marginálních cen a omezila se jak četnost, tak velikost cenového rozdílu mezi maďarským a českým trhem. Zavedení CZ-SK-HU MC způsobila nárůst volatility cen na denním trhu s elektřinou, přičemž volatilita cen na maďarském trhu se výrazně omezila. Propojení trhů těchto tří států nemělo výrazný vliv na objemy obchodů na denním trhu s elektřinou České republiky. Dominantní směr obchodování lze vidět jednak z cenového vývoje, jednak z grafů využití přeshraničních kapacit na jednotlivých hranicích spolupracujících zemí. Obecně se dá říct, že cena byla nejnižší na českém trhu a nejvyšší byla na trhu Maďarska. K odtržení maďarské ceny od ostatních dvou trhů došlo v případech vyčerpání dostupné kapacity na hranici Slovenska a Maďarska, což znamená, že v těchto případech byla přeshraniční přenosová kapacita přidělena za nenulovou cenu.

Posledním krokem rozšíření již propojených trhů bylo připojení Rumunska dne 20. 11. 2014. Tehdy došlo k odstartování projektu známého pod zkratkou 4M MC. Cenový vývoj v prvním roce 4M MC nám ukazuje, že v převážně většině případů je nejvyšší cena na maďarském trhu, přičemž obecně nejlevnější elektřinu dodává Česká republika. Velké cenové výkyvy maďarských cen v letních měsících 2015 jsou důsledkem dlouhých suchých období, která způsobila značný pokles ve výši výroby vodních elektráren balkánského regionu. Maďarsko jako dlouhodobě importní země je na výkyvy balkánských cen nadmíru citlivé. Podle mých analýz nedošlo k výrazným změnám v cenových hladinách jednotlivých oblastí vlivem zavedení 4M MC a i kolísavost marginální ceny elektřiny byla srovnatelná s tou před couplingem. Kromě trhů Slovenska a Česka se vzájemná korelace mezi trhy zvýšila. Tuto skutečnost vysvětlují tím, že při vyčerpání ATC hodnot na profilu CZ → SK se slovenská marginální cena zvyšuje dále s tou maďarskou až do chvíle dosažení cenové konvergence nebo do okamžiku vyčerpání ATC hodnot profilu SK → HU. Využití přeshraničních profilů na vzájemných hranicích těchto čtyř států toto tvrzení potvrzují. Jediným profilem, který je silně protichůdný, je profil mezi Maďarskem a Rumunskem ve směru Maďarska. Na tomto profilu byly v prvním roce nabídnuty zanedbatelné hodnoty ATC. Při bližším zkoumání problému jsem zjistil, že k tomu jevu došlo proto, že příslušní TSO se nedohodli na výši dostupné kapacity, kterou budou rezervovat pro zajištění likvidity denního trhu s elektřinou, a tak došlo k vyprodání těchto kapacit v plné výši během dlouhodobých explicitních aukcí. Připojením Rumunska ke spolupráci došlo k výraznému nárůstu počtu obchodních hodin, v nichž rumunský a maďarský trh plně konvergoval. Zobchodovaný objem na českém denním trhu se zvýšil vlivem zavedení 4M MC o 34 %; jeho dlouhodobý vývoj vlivem jednotlivých kroků propojení trhů je znázorněn na obrázku č. 40.

Použitá literatura

- [1] EUR-Lex. Prameny práva Evropské unie. [online]. Dostupné z: [<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=URISERV%3AI14534>]
- [2] ANONYMUS. Nařízení, směrnice a další právní akty. Europa.eu [online]. Dostupné z: http://europa.eu/eu-law/decision-making/legal-acts/index_cs.htm
- [3] ED.: MICHAEL LABELLE; PÉTER KADERJÁK. AUTHORS: TAMÁSBÁN. Towards more integration of Central and Eastern European energy markets: [book of the Central and Eastern European energy market (C3EM) project]. Budapest: Corvinus Univ. of Budapest, Regional Centre for Energy Policy Research, 2006. ISBN 96-350-3353-2.
- [4] HINRICHS-RAHLWES, Rainer. Sustainable energy policies for Europe: towards 100% renewable energy. xxxv, 179 pages.
- [5] MACIEJEWSKI, Mariusz. Vnitřní trh: obecné zásady. Evropský parlament [online]. Dostupné z: http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/cs/FTU_3.1.1.pdf
- [6] BYDŽOVSKÁ, Marie. Hospodářská soutěž [online]. 2011. Dostupné z: <https://www.euroskop.cz/8927/sekce/hospodarska-soutez/>
- [7] KUBÍN, Miroslav. Energetika: perspektivy - strategie - inovace v kontextu evropského vývoje. Brno: Jihomoravská energetika, 2002, 540 s.
- [8] Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o zrušení směrnice 2003/54/ES. In.: Brusel, 2009. [online]. Dostupné z: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2009.211.01.0055.01.CES
- [9] Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 713/2009, kterým se zřizuje Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů. In.: Brusel, 2009. [online]. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX:32009R0713>
- [10] Nařízení Evropského parlamentu a Rady, kterým se mění nařízení (ES) č. 1228/2003 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou. In.: Brusel, 2007. [online]. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0531:FIN:CS:PDF>
- [11] ODBOR INFORMOVÁNÍ O EVROPSKÝCH ZÁLEŽITOSTECH ÚŘADU VLÁDY ČR. Lisabonská smlouva: (Co o ní potřebujete vědět) [online]. Dostupné z: http://www.euroskop.cz/gallery/49/14956-lisbonne_2.pdf
- [12] Trh s elektřinou: úvod do liberalizované energetiky. Vydání druhé, aktualizované. Praha: Asociace energetických manažerů, 2016. ISBN 978-80-260-9212-4.
- [13] Energetický regulační úřad. Vyhláška č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou. [online]. Dostupné z: [<https://www.eru.cz/-/vyhlaska-c-408-2015-sb-o-pravidlech-trhu-s-elektrinou>]

- [14] Evropská komise. Balíček opatření k energetické unii. Sdělení Komise Evropskému parlamentu, radě, Evropskému hospodářskému a sociálnímu výboru, výboru regionů a Evropské investiční. Rámcová strategie k vytvoření odolné energetické unie s pomocí progresivní politiky v oblasti změny klimatu. [online]. Dostupné z: [http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0019.01/DOC_1&format=PDF]
- [15] Evropská komise - Tisková zpráva. Transformace evropského energetického systému – letní energetický balíček Komise udává směr. [online]. Dostupné z: [http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-5358_cs.htm]
- [16] European Commission. Energy Security Strategy [online]. Dostupné z: [<http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/energy-security-strategy>]
- [17] European Commission. Energy Strategy [online]. Dostupné z: [<http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy>]
- [18] OTE a.s. Předmět podnikání. [online]. Dostupné z: [<http://www.ote-cr.cz/o-spolecnosti/zakladni-udaje>]
- [19] European Commission. 2020 Energy Strategy. [online]. Dostupné z: [<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2020-energy-strategy>]
- [20] Energy Community. [online]. Dostupné z: [https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/MEMBERS]
- [21] European Commission. 2030 Energy Strategy. [online]. Dostupné z: [<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2030-energy-strategy>]
- [22] European Commission. 2050 Energy Strategy. [online]. Dostupné z: [<http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2050-energy-strategy>]
- [23] CHEMIŠINEC, Igor. Obchod s elektřinou. 1. vyd. Praha: Conte, 2010, 201 s. ISBN 978-80-254-6695-7.
- [24] Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER). [online]. Dostupné z: [http://www.acer.europa.eu/cs/The_agency/Stranky/default.aspx]
- [25] ENTSO-E (european network of transmission system operators for electricity) Official Mandates. The Third Energy Package. [online]. Dostupné z: [<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/official-mandates/Pages/default.aspx>]
- [26] ENTSO-E (european network of transmission system operators for electricity). Who Is ENTSO-E? [online]. Dostupné z: [<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/Pages/default.aspx>]
- [27] Evropská komise. Sdělení Komise Evropskému parlamentu, radě, evropskému hospodářskému a sociálnímu výboru a výboru regionů. [online]. Dostupné z: [<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN-CS/TXT/?uri=CELEX:52015DC0340&from=CS>]

- [28] ENTSO-E (european network of transmission system operators for electricity). ENTSO-E Member Companies. [online]. Dostupné z: [<https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/member-companies/Pages/default.aspx>]
- [29] ENTSO-E (european network of transmission system operators for electricity). ENTSO-E network codes. [online]. Dostupné z: [<http://networkcodes.entsoe.eu/what-are-network-codes/what-are-network-codes-data/>]
- [30] ENTSO-E (european network of transmission system operators for electricity). ENTSO-E network codes. [online]. Dostupné z: [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/General%20NC%20documents/1404_introduction_to_network_codes_Website_version.pdf]
- [31] ENTSO-E (european network of transmission system operators for electricity). Options for the future of power system regional coordination. [online]. Dostupné z: [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe_fti_16_1207.pdf]
- [32] NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2015/1222. [online]. Dostupné z: [<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L.2015.197.01.0024.01.CES>]
- [33] OTE a.s., Základní principy metodiky RM OTE. 2010. Dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/risk-management/elektrina/rezimy-financniho-zajisteni>
- [34] Coordinated Auction Office in South East Europe (SEE CAO) [online]. Dostupné z: [<http://www.seecao.com/history>]
- [35] Nord Pool. Cross-Border Intraday: Questions & Answers. [online]. Dostupné z: [https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/xbid/xbid-ga_final.pdf]
- [36] Epex Spot. 5th User Group Meeting. [online]. Dostupné z: [<https://www.epexspot.com/document/36446/User%20Group%20meeting%20-%2008%20November%202016%20-%20Presentation>]
- [37] Miloš Mladenović. EU Target Model for Market Integration. [online]. Dostupné z: [https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/914180/0633975AB1FD7B9CE053C92FA8C06338.PDF]
- [38] NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2016/1719. [online]. Dostupné z: [<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN-CS/TXT/?uri=CELEX:32016R1719&from=EN>]
- [39] OMIP. The Iberian Electricity Market. [online]. Dostupné z: [<http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/en-GB/Default.aspx>]

- [40] ENTSO-E (european network of transmission system operators for electricity). ENTSO-E Overview of Internal Electricity Marketrelated project work [online]. Dostupné z: [\[https://www.entsoe.eu/Documents/Events/2014/141013_ENTSO-E_Update-on-IEM-related%20project%20work_final.pdf\]](https://www.entsoe.eu/Documents/Events/2014/141013_ENTSO-E_Update-on-IEM-related%20project%20work_final.pdf)
- [41] BSP Regional Energy Exchange LL C. Market coupling on the Italian-Slovenian border 2011. [online]. Dostupné z: [\[http://www.bsp-southpool.com/tl_files/documents/Ita_SI_Market_Coupling_final.pdf\]](http://www.bsp-southpool.com/tl_files/documents/Ita_SI_Market_Coupling_final.pdf)
- [42] Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s. Prehľady - Aukcie/Alokácie. [online]. Dostupné z: [\[http://www.sepsas.sk/AukciePrehľad.asp?kod=303\]](http://www.sepsas.sk/AukciePrehľad.asp?kod=303)
- [43] Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s. Profil SEPS/MAVIR ZRt. Rok 2017. [online]. Dostupné z: [\[http://www.sepsas.sk/aukcieseps_mavir.asp?kod=179\]](http://www.sepsas.sk/aukcieseps_mavir.asp?kod=179)
- [44] OTE, a.s. Price Coupling of Regions (PCR). [online]. Dostupné z: [\[http://www.ote-cr.cz/kratkodobetrhy/integrace-trhu/pcr-price-coupling\]](http://www.ote-cr.cz/kratkodobetrhy/integrace-trhu/pcr-price-coupling)
- [45] OTE, a.s. Polish Power Exchange (TGE) and Romanian Power Exchange (OPCOM) become new members of the Price Coupling of Regions Initiative [online]. Dostupné z: [\[http://www.ote-cr.cz/ospolecnosti/files-novinky/20160105_Press_release.pdf\]](http://www.ote-cr.cz/ospolecnosti/files-novinky/20160105_Press_release.pdf)
- [46] Epex Spot. Price Coupling of Regions Project. [online]. Dostupné z: [\[https://www.epexspot.com/document/35380/PCR%20Standard%20Presentation%20-%20August%202016.pdf\]](https://www.epexspot.com/document/35380/PCR%20Standard%20Presentation%20-%20August%202016.pdf)
- [47] ENTSO-E (european network of transmission system operators for electricity). CWE FB MC Project Status. [online]. Dostupné z: [\[https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/stakeholder_committees/2016_05_11/20160511_CWE_FB_MC_project_status_for_MESC.pdf\]](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/stakeholder_committees/2016_05_11/20160511_CWE_FB_MC_project_status_for_MESC.pdf)
- [48] ENTSO-E (european network of transmission system operators for electricity). CWE-CEE Day-Ahead Flow-Based Capacity Calculation Project. [online]. Dostupné z: [\[https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cacm/cwe-cee-region-merge/Pages/default.aspx\]](https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cacm/cwe-cee-region-merge/Pages/default.aspx)
- [49] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Decision of the ACER No. 06/2016. [online]. Dostupné z: [\[http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2016%20on%20CCR.pdf\]](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2016%20on%20CCR.pdf)
- [50] ENTSO-E (european network of transmission system operators for electricity). MEMORANDUM OF UNDERSTANDING on the development of a common CWE and CEE CCR's day-ahead flow-based capacity calculation methodology and the merger of the CEE and CWE CCR. [online]. Dostupné z: [\[https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/20160215_MoU_CWE_CEE%20TSOs%20\(final%20version%20signed\).pdf\]](https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/20160215_MoU_CWE_CEE%20TSOs%20(final%20version%20signed).pdf)

[51] [BOLDIŠ, Zbyněk. Němci exportují po sítích své energetické problémy i do Česka. PRO-ENERGY magazín. 2/2015]

[52] OTE, a.s. 4M Market Coupling Project overview. [online]. Dostupné z: [http://www.ote-cr.cz/o-spolecnosti/files-novinky/4M_MC_Presentation.pdf]

[53] ČEPS a.s. Přeshraniční přenos. [online]. Dostupné z: [<http://www.ceps.cz/CZE/Cinnosti/Prenosove-sluzby/Stranky/Preshranicni-prenos.aspx>]

[54] OTE, a.s. Decoupling – záložní řešení. [online]. Dostupné z: [http://www.ote-cr.cz/Decoupling_stinova_aukce.pdf]

Seznam obrázků

Obrázek č. 1 – Členové organizace Energy Community

Obrázek č. 2 – Počet změn dodavatele elektřiny vlivem liberalizace energetiky

Obrázek č. 3 – Proces zúčtování odchylek

Obrázek č. 4 – Mapa členů ENTSO-E

Obrázek č. 5 – Vývoj síťových kodexů

Obrázek č. 6 – Stav implementace síťových kodexů

Obrázek č. 7 – Paralelní toky

Obrázek č. 8 – Kruhové toky

Obrázek č. 9 – Princip vzájemného saldování přeshraničních přenosů

Obrázek č. 10 – Složky přenosové kapacity

Obrázek č. 11 – Úplné propojení trhů

Obrázek č. 12 – Částečné propojení trhů

Obrázek č. 13 - Proces hlášení přeshraničních přenosů vložených mezi jednotlivé typy aukcí

Obrázek č. 14 – Rozdělení Evropy na regiony

Obrázek č. 15 – Rozsah projektu XBID

Obrázek č. 16 – Cílový model trhu do roku 2015

Obrázek č. 17 – Geografické rozložení projektu PCR

Obrázek č. 18 – Spojený region pro výpočet kapacity CORE

Obrázek č. 19 – Vývoj marginální ceny elektřiny na denním trhu ČR

Obrázek č. 20 – Denní průměrné zobchodované množství na denním trhu s elektřinou ČR

Obrázek č. 21 – Využití přeshraniční kapacity na profilu CZ-SK

Obrázek č. 22 – Průběh ceny elektřiny na denních trzích CZ, SK, HU před a po MC

Obrázek č. 23 – Velikost a relativní četnost cenové difference na denních trzích HU a CZ

Obrázek č. 24 – Absolutní četnost velkého cenového rozdílu a jeho velikost mezi trhy CZ-HU po 3M MC

Obrázek č. 25 – Velikost a relativní četnost cenové difference na denních trzích SK a CZ

Obrázek č. 26 – Využití přeshraničních kapacit ve směru CZ -> SK

Obrázek č. 27 – Využití přeshraničních kapacit ve směru SK -> CZ

Obrázek č. 28 – Využití přeshraničních kapacit ve směru SK -> HU

Obrázek č. 29 – Využití přeshraničních kapacit ve směru HU -> SK

Obrázek č. 30 – Vývoj denního zobchodovaného množství na denním trhu České republiky

Obrázek č. 31 – Vývoj českých hodinových marginálních cen vlivem 3M MC

Obrázek č. 32 – Vývoj slovenských hodinových marginálních cen vlivem 3M MC

Obrázek č. 33 – Vývoj maďarských hodinových marginálních cen vlivem 3M MC

Obrázek č. 34 – Průběh ceny elektřiny na denních trzích CZ, SK, HU a RO před a po MC

Obrázek č. 35 – Velikost a relativní četnost cenové diference na denních trzích 4M MC před zavedením MC

Obrázek č. 36 – Velikost a relativní četnost cenové diference na denních trzích 4M MC po zavedení MC

Obrázek č. 37 – Využití česko-slovenského přeshraničního profilu

Obrázek č. 38 – Využití slovensko-maďarského přeshraničního profilu

Obrázek č. 39 – Využití maďarsko-rumunského přeshraničního profilu

Obrázek č. 40 - Vývoj denního zobchodovaného množství elektřiny na denním trhu ČR

Obrázek č. 41 - Vývoj českých hodinových marginálních cen vlivem 4M MC

Obrázek č. 42 - Vývoj slovenských hodinových marginálních cen vlivem 4M MC

Obrázek č. 43 - Vývoj maďarských hodinových marginálních cen vlivem 4M MC

Obrázek č. 44 – Vývoj rumunských hodinových marginálních cen vlivem 4M MC

Obrázek č. 45 - Vývoj hodinových marginálních cen nepracovních dnů po 4M MC

Obrázek č. 46 - Vývoj hodinových marginálních cen pracovních dnů po 4M MC

Seznam tabulek

Tabulka č. 1 – Stav oddělení provozovatelů přenosových soustav od výrobců v členských státech EU v roce 2005

Tabulka č. 2 – Počet OPM, na kterých byla potvrzena změna dodavatele elektřiny ze strany OTE

Tabulka č. 3 – Vývoj počtu dodavatelů vlivem otevírání trhu ČR

Tabulka č. 4 – Implementace síťových kodexů do evropských právních předpisů

Tabulka č. 5 – Rozdíl mezi principy Capacity Resale a UIOSI

Tabulka č. 6 – Důležité články Nařízení FCA

Tabulka č. 7 – Seznam provozovatelů přenosových soustav v regionu CORE

Tabulka č. 8 – Harmonizace hlavních rysů společného denního trhu 4M MC

Tabulka č. 9 – Srovnání základních parametrů velkoobchodní ceny před a po CZ-SK MC

Tabulka č. 10 – Denní objemy obchodů na českém denním trhu s elektřinou před a po CZ-SK MC

Tabulka č. 11 – Dopady propojení CZ-SK-HU denních trhů

Tabulka č. 12 – Dopady zavedení 4M MC

Tabulka č. 13 – Korelační koeficienty trhů 4M MC

Tabulka č. 14 – Seznam účastníků 4M MC

Seznam příloh

Příloha č. 1 – Časové uspořádání krátkodobého organizovaného trhu s elektřinou v ČR

Příloha č. 2 – Seznam evropských nominovaných organizátorů trhu s elektřinou

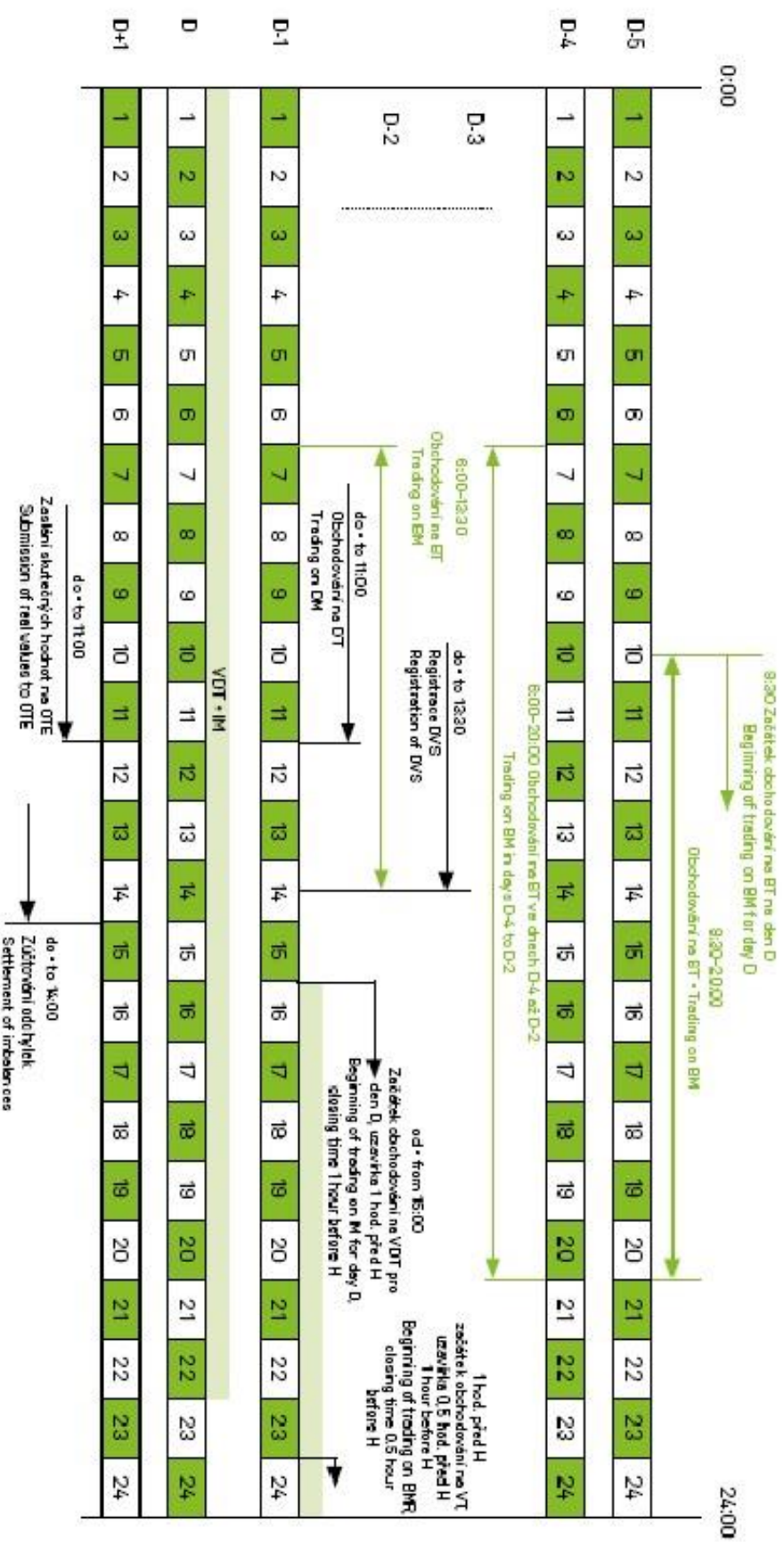
Příloha č. 3 – Geografické znázornění integrace denních trhů s elektřinou

Příloha č. 4 – Evropské regiony pro výpočet kapacity

Příloha č. 5 – Využití přeshraničních kapacit na hranici HU-RO v roce 2016

Příloha č. 6 – Hodnoty hodinových marginálních cen průměrného pracovního a nepracovního dne v období 12. 9. 2011 – 11. 9. 2013 na denních trzích Česka, Slovenska a Maďarska a jejich změny v důsledku CZ-SK-HU MC

Příloha č. 1 – Časové uspořádání krátkodobého organizovaného trhu s elektřinou v ČR [OTE, a.s. Roční zpráva o trhu s elektřinou a plynem v ČR v roce 2015. [online]. Dostupné z: <http://www.ote-cr.cz/o-spolecnosti/soubory-vyrocní-zprava-ote/roční-zprava-2015.pdf>]



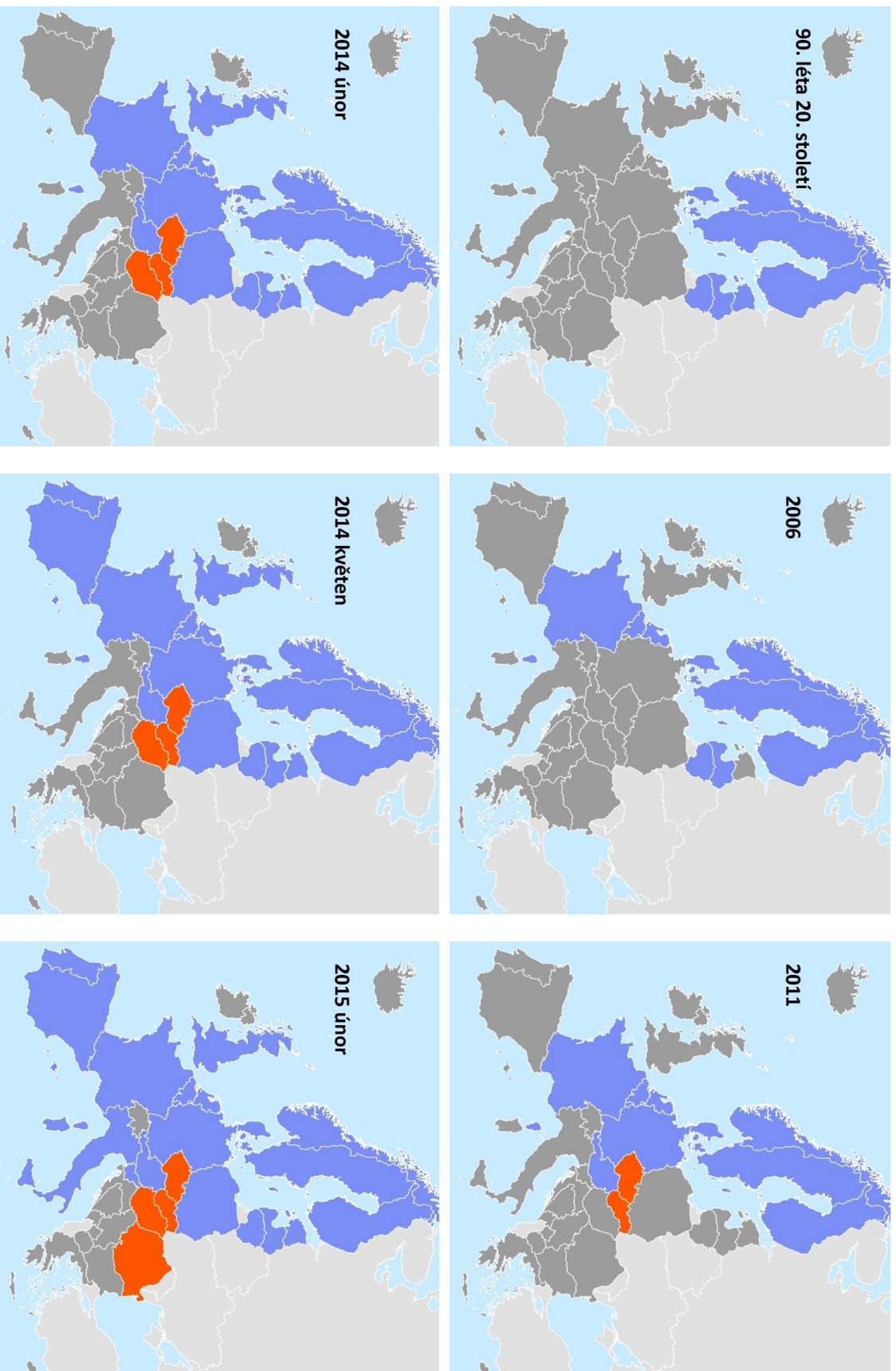
Příloha č. 2 – Seznam evropských nominovaných organizátorů trhu s elektřinou [Zdroj:

http://www.acer.europa.eu/en/electricity/Fg_and_network_codes/CACM/Pages/NEMO-Designations.aspx

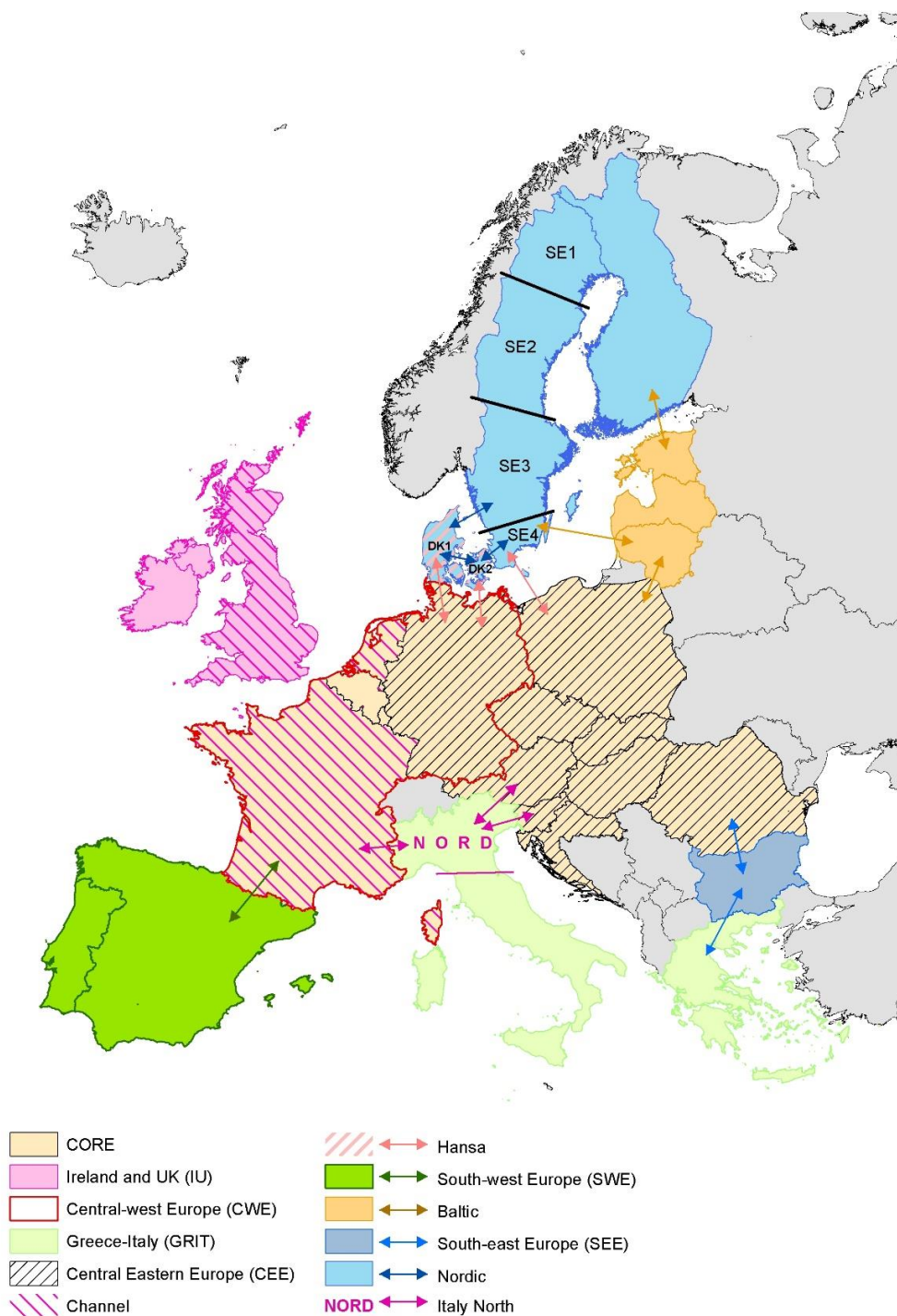
		Day-ahead			
	NEMO	Operating as	Competitive status	Active (YES/NO) *	Designating authority
Austria	EPEX Spot SE	designated	Competitive	YES	E-Control (Austrian regulator for electricity and natural gas markets)
	EXAA AG	designated		YES	
	Nord Pool AS	designated		YES	
Belgium	Belpex SA	designated	Competitive	YES	Minister of Energy
	Nord Pool AS	designated		YES	
Bulgaria	Independent Bulgarian Power Exchange (IBEX)	designated	Monopoly	YES	EWRC (Energy and water regulatory commission)
Croatia	CROPEX Ltd	designated	Competitive	YES	HERA (Croatian Energy Regulator Agency)
Czech Republic	OTE a.s.	designated	Monopoly	YES	ERU (Energy Regulatory Office)
Denmark	Nord Pool AS	designated	Competitive	YES	DERA (Danish Energy Regulatory Authority)
Estonia	Nord Pool AS	designated	Competitive	YES	Estonian Competition Authority
Finland	Nord Pool AS	designated	Competitive	YES	Energiavirasto (Energy Authority)
France	EPEX Spot SE	designated	Competitive	YES	CRE (Commission de régulation de l'énergie)
	Nord Pool AS	designated		YES	
Germany	EPEX Spot SE	designated	Competitive	YES	BNetzA (German Regulatory Authority)
	Nord Pool AS	designated	Competitive	YES	BNetzA (German Regulatory Authority)
Greece	LAGIE SA	designated	Monopoly	YES	Ministry of Environment and Energy
Hungary	HUPX Zrt.	designated	Monopoly	YES	Ministry of Environment and Energy
Ireland	ENGrid plc	designated	Competitive	YES	MEKH (Hungarian Energy and Public Utility Regulatory Authority)
Italy	GME Spa	designated	Monopoly	YES	CER (Commission for Energy Regulation)
Latvia	Nord Pool AS	designated	Competitive	YES	Ministero dello Sviluppo Economico
Lithuania	Nord Pool AS	designated	Competitive	YES	PUC (Public Utilities Commission)
Luxembourg	EPEX Spot SE	designated	Competitive	YES	NCC (National Commission for Energy Control and Prices)
Netherlands	APX Power B.V.	designated	Competitive	YES	ILR (Institut luxembourgeois de régulation)
	Nord Pool AS	designated		YES	
Poland	Towarowa Gielda Energii S. A.	designated	Competitive	YES	President of the Energy Regulatory Office
	Nord Pool AS	designated		YES	
Portugal	OMIE S.A.	designated	Monopoly	YES	Portuguese Government
Romania	OPCOM S.A.	designated	Monopoly	YES	ANRE (Romanian Energy Regulatory Authority)
Slovakia	OKTE a.s.	designated	Monopoly	YES	URSO (Regulatory Office for Network Industries)
Slovenia	BSP Regionalna Energetska Borza d.o.o.	designated	Competitive	YES	AGEN (Agencia za energijo)
Spain	OMIE S.A.	designated	Monopoly	YES	Ministry of Industry, Energy and Tourism
Sweden	Nord Pool AS	designated	Competitive	YES	Ei (Energimarknadsinspektionen)
United Kingdom	APX Commodities Ltd	designated	Competitive	YES	OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets)
	Nord Pool AS	designated		YES	OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets)
	SONI Ltd	designated		YES	UREGNI (Utility Regulator in Northern Ireland)

* if the designation is revoked, ACER shall be notified by the designating authority.

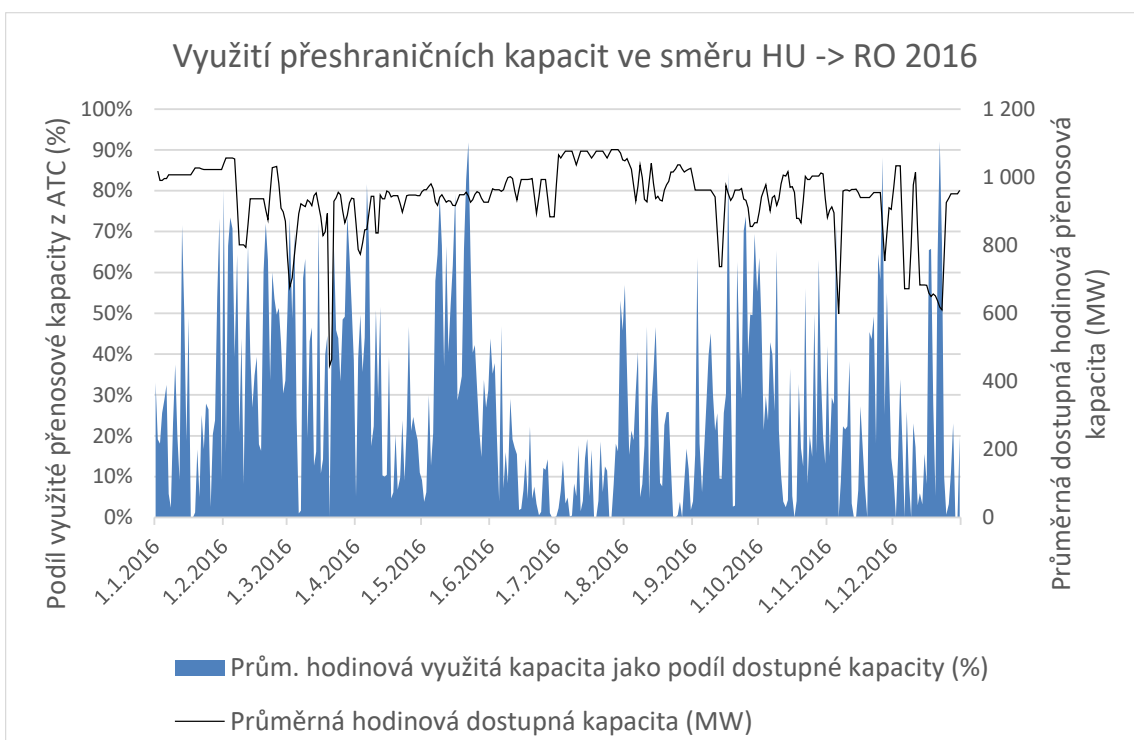
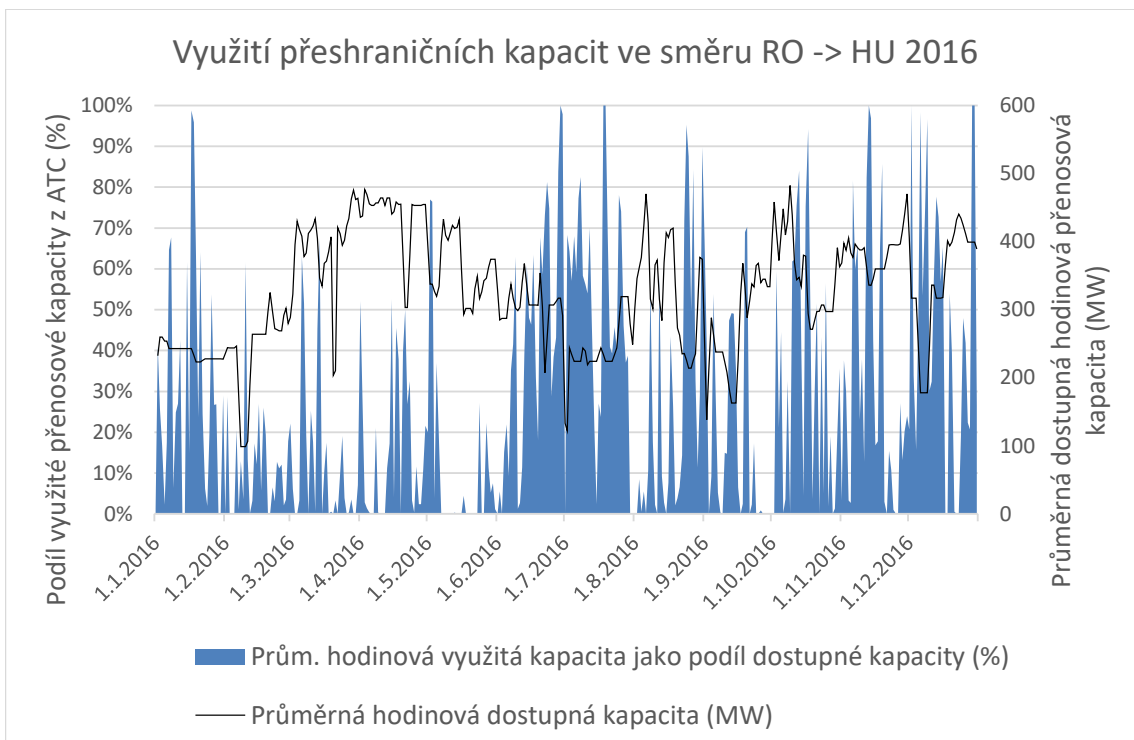
Příloha č. 3 – Geografické znázornění integrace denních trhů s elektřinou



Příloha č. 4 – Evropské regiony pro výpočet kapacity [Vlastní tvorba podle: Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Decision of the ACER No. 06/2016. [online]. Dostupné z: [http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2016%20on%20CCR.pdf]



Příloha č. 5 – Využití přeshraničních kapacit na hranici HU-RO v roce 2016



Příloha č. 6 – Hodnoty hodinových marginálních cen průměrného pracovního a nepracovního dne v období 12. 9. 2011 – 11. 9. 2013 na denních trzích Česka, Slovenska a Maďarska a jejich změny v důsledku CZ-SK-HU MC

Pořadí obchodní hodiny	Hodinové marginální ceny - průměrný český pracovní den		Hodinové marginální ceny - průměrný český pracovní den		Hodinové marginální ceny - průměrný slovenský pracovní den		Hodinové marginální ceny - průměrný slovenský pracovní den		Hodinové marginální ceny - průměrný maďarský pracovní den		Hodinové marginální ceny - průměrný maďarský pracovní den		Hodinové marginální ceny - průměrný maďarský pracovní den		Cenový rozdíl mezi HU a CZ them - pracovní den		Cenový rozdíl mezi HU a CZ them - pracovní den					
	pred 3M MC (EUR/MWh)	po 3M MC (EUR/MWh)	Změna (%)	pred 3M MC (EUR/MWh)	po 3M MC (EUR/MWh)	Změna (%)	pred 3M MC (EUR/MWh)	po 3M MC (EUR/MWh)	Změna (%)	pred 3M MC (EUR/MWh)	po 3M MC (EUR/MWh)	Změna (%)	pred 3M MC (EUR/MWh)	po 3M MC (EUR/MWh)	Změna (%)	pred 3M MC (HU-CZ) (%)	po 3M MC (HU-CZ) (%)	pred 3M MC (HU-CZ) (%)	po 3M MC (HU-CZ) (%)			
1.	34,5	27,6	-20,2%	36,1	28,5	-21,2%	34,5	27,7	-19,9%	36,1	28,5	-21,0%	40,6	29,0	-28,4%	41,7	29,5	-29,2%	17,5%	5,4%	15,3%	3,7%
2.	30,7	24,0	-21,8%	33,5	25,9	-22,7%	30,7	24,1	-21,4%	33,7	25,9	-23,2%	34,0	24,5	-28,0%	35,0	26,3	-25,0%	10,8%	2,0%	4,7%	1,6%
3.	28,4	21,5	-24,5%	31,4	23,3	-25,8%	28,6	21,5	-24,9%	31,6	23,3	-26,4%	29,1	21,6	-25,8%	31,4	23,6	-24,8%	2,6%	0,8%	0,2%	1,6%
4.	26,7	20,1	-24,5%	29,6	21,9	-25,8%	26,5	20,1	-24,0%	29,8	21,9	-26,4%	26,4	20,2	-23,5%	29,0	22,1	-23,7%	-1,2%	0,0%	-1,9%	0,8%
5.	26,0	19,7	-24,4%	30,3	23,1	-23,9%	26,0	19,7	-24,4%	30,3	23,1	-23,9%	25,1	19,7	-21,7%	30,4	23,2	-23,7%	-3,4%	0,1%	0,3%	0,6%
6.	25,9	19,3	-25,5%	35,0	27,4	-21,6%	25,9	19,3	-25,5%	35,0	27,4	-21,6%	26,0	19,4	-25,4%	38,2	27,7	-27,4%	0,5%	0,6%	9,2%	1,0%
7.	26,9	19,9	-26,0%	45,6	39,4	-13,8%	26,9	19,9	-26,0%	45,7	39,4	-13,9%	26,9	20,3	-24,8%	52,8	40,5	-23,3%	0,4%	1,9%	15,8%	3,0%
8.	30,4	23,8	-21,9%	56,4	50,7	-10,3%	30,4	23,8	-21,9%	56,7	50,7	-10,7%	34,2	25,0	-26,9%	67,0	53,1	-20,7%	12,4%	5,1%	18,6%	4,9%
9.	33,5	27,9	-16,8%	58,9	53,3	-9,5%	33,5	27,9	-16,8%	60,5	53,3	-11,9%	43,3	31,0	-28,4%	67,7	54,4	-19,7%	29,3%	11,2%	14,9%	2,0%
10.	37,5	31,3	-16,6%	57,8	52,3	-9,6%	37,7	31,4	-16,7%	58,8	52,3	-11,0%	53,8	39,1	-27,4%	68,5	54,1	-21,0%	43,5%	24,8%	18,5%	3,5%
11.	39,0	32,1	-17,7%	56,2	50,2	-10,6%	39,3	32,2	-17,9%	56,8	50,3	-11,6%	60,2	44,1	-26,8%	69,5	52,9	-23,9%	54,3%	37,2%	23,7%	5,4%
12.	39,6	32,1	-18,9%	55,4	49,4	-10,9%	39,9	32,2	-19,1%	56,1	49,8	-11,1%	64,2	46,0	-28,3%	70,7	53,1	-24,9%	62,0%	43,3%	27,6%	7,6%
13.	37,4	29,4	-21,5%	53,6	47,2	-11,8%	37,5	29,8	-20,5%	54,8	48,3	-11,8%	62,0	44,1	-29,0%	71,3	52,7	-26,1%	65,8%	50,0%	33,1%	11,7%
14.	33,3	26,2	-21,4%	51,8	45,6	-12,1%	33,5	26,3	-21,5%	53,6	46,9	-12,5%	53,0	35,7	-32,6%	67,7	50,8	-24,9%	58,9%	36,1%	30,6%	11,6%
15.	31,2	24,3	-22,2%	50,0	44,2	-11,6%	31,2	24,3	-22,1%	51,6	45,5	-11,8%	49,1	31,6	-35,5%	65,7	49,1	-25,3%	57,2%	30,2%	31,5%	11,2%
16.	32,0	24,5	-23,7%	49,8	44,3	-11,2%	32,0	24,5	-23,6%	51,2	45,3	-11,5%	48,4	31,5	-34,9%	67,0	48,7	-27,3%	51,0%	28,9%	34,5%	10,1%
17.	34,6	27,4	-21,0%	50,9	45,4	-10,9%	34,9	27,4	-21,5%	53,4	46,5	-12,9%	55,9	38,7	-30,6%	70,9	50,3	-29,0%	61,3%	41,6%	39,2%	10,9%
18.	40,9	33,3	-18,7%	56,8	50,6	-10,9%	41,1	33,3	-19,0%	58,2	51,4	-11,8%	59,1	44,7	-24,4%	72,4	54,6	-24,6%	44,4%	34,3%	27,4%	7,8%
19.	47,3	39,7	-16,0%	62,5	55,3	-11,5%	47,4	39,8	-16,1%	64,1	55,7	-13,2%	65,2	48,2	-26,0%	74,7	57,6	-22,9%	37,8%	21,4%	19,6%	4,1%
20.	49,2	42,1	-14,5%	61,3	55,9	-8,7%	49,4	42,1	-14,7%	63,1	56,5	-10,5%	73,8	56,2	-23,9%	76,2	58,9	-22,8%	50,0%	33,4%	24,4%	5,2%
21.	47,7	40,2	-15,8%	57,3	51,8	-9,7%	47,8	40,4	-15,6%	58,7	52,7	-10,1%	73,8	55,1	-25,3%	75,0	56,7	-24,4%	54,7%	37,2%	30,9%	9,5%
22.	44,1	36,7	-16,9%	50,4	45,0	-10,6%	44,2	37,1	-16,1%	52,1	45,9	-11,9%	62,6	48,2	-23,0%	65,3	49,6	-24,0%	42,0%	31,5%	29,6%	10,2%
23.	42,7	35,1	-17,9%	46,3	40,4	-12,9%	42,8	35,2	-17,8%	48,0	41,0	-14,7%	52,5	36,7	-30,0%	62,4	43,7	-30,0%	22,8%	4,8%	34,7%	8,3%
24.	36,2	28,0	-22,7%	39,5	32,7	-17,2%	36,2	28,0	-22,7%	40,2	33,0	-18,0%	40,5	28,9	-28,6%	51,1	35,2	-31,0%	11,8%	3,4%	29,3%	7,6%