OTE

Roční zpráva o trhu s elektřinou a plynem v ČR

Year Report on the Electricity and Gas Markets in the Czech Republic

OTE, a.s.
Sokolovská 192/79, 186 00 Praha 8 – Karlín
Tel.: +420 234 686 100
ote@ote-cr.cz • www.ote-cr.cz

OBSAH
CONTENTS

POZNÁMKA: Všechny číselné údaje v obrázcích a tabulkách jsou v této zprávě uvedeny dle české konvence, tj. místo desetinné tečky se používá desetinná čárka a tisíce jsou oddělené mezerou namísto čárkou.

NOTE: Czech convention has been applied to all Czech/English figures and tables contained in this report, which means that a decimal comma is used instead of decimal point and thousands are separated by a space instead of a comma.

Přinášíme inovativní a transparentní řešení pro Vaše aktivity na trhu s elektřinou a plynem.

We bring innovative and transparent solutions for your activities in the electricity and gas market.

POUŽITÉ ZKRATKY
USED ACRONYMS

zkratka	význam
4M MC	Propojení denních trhů mezi Českou republikou, Slovenskem, Maďarskem a Rumunskem
ACER	Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
AIB	Asociace vydavatelských subjektů (Association of Issuing bodies)
BT	Blokový trh s elektřinou, část organizovaného krátkodobého trhu s elektřinou
CACM	Nařízení EK č. 2015/1222, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení
CR	Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu
CS OTE	Centrální systém operátora trhu
ČEPS	Společnost ČEPS, a.s.
ČNB	Česká národní banka
ČR/CZ	Česká republika
D	Den realizace uzavřených kontraktů na dodávku elektřiny nebo plynu
DPH	Daň z přidané hodnoty
DT	Denní trh s elektřinou/plynem, část organizovaného krátkodobého trhu s elektřinou/plynem
DVM	Denní vyrovnávací množství
DVS	Dvoustranná vnitrostátní smlouva na dodávku elektřiny mezi SZ
DZ	Druhotné zdroje
EP	Evropský parlament
EEX	The European Energy Exchange AG
EK	Evropská komise
EPEX	EPEX SPOT SE
ER	Evropská rada
ERD	Evidence realizačních diagramů
ERÚ	Energetický regulační úřad
EU	Evropská unie
EU ETS	Evropské schéma pro emisní obchodování (European Union Emission Trading Scheme)
EZP	Evidence záruk původu
FVE	Fotovoltaická elektrárna

abbreviation	description
4M MC	Day-ahead markets coupling among the Czech Republic, Slovakia, Hungary and Romania
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AIB	Association of Issuing Bodies
AS	Ancillary services
BDS	Border delivery station
BM	Electricity block market, part of the organized short-term electricit y market
BMR	Balancing market with regulating energy
BRP	Balance Responsible Party/Parties as defined in the Energy Act (EA)
CACM	Commission Regulation (EU) 2015/1222 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management
CGD	Cross-border gas duct
ČEPS	Company ČEPS, a.s., electricity transmission system operator
CHP	Combined heat and power
CNB	Czech National Bank
CR/CZ	Czech Republic
CS OTE	Central System of the Market Operator
D	Day of execution of contracts for electricity or gas supply
DIQ	Daily imbalance quantity
DM	Day-ahead spot electricity/gas market, part of the organized short-term electricity/gas market
DSO	Distribution system operator
DVS	Bilateral intra-state contract for electricity supply between balance responsible parties
EC	European Commission
EEX	The European Energy Exchange AG
EP	European Parliament
EPEX	EPEX SPOT SE
ERD	Internal nomination diagram
ERO	Energy Regulatory Office
EU	European Union
EUCO	European Council
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme
EZP	Guarantees of origin records
FIT	Feed-in-tariff

zkratka	význam
FZ	Finanční zajištění poskytnuté subjektem (subjekty) zúčtování
HPS	Hraniční předávací stanice
KVET	Vysokoúčinná kombinovaná výroba elektřiny a tepla
MC	Propojování trhů (Market Coupling) na principu implicitního přidělování přeshraničních kapacit
MCO plán	Plán na společné zavedení a výkon funkcí subjektu provádějícího sesouhlasení pro propojení trhů
MRC	Propojení denních trhů s elektřinou regionů CWE, NWE, SWE, IBWT (Multi-Regional Coupling)
MVE	Malá vodní elektrárna
MVER	Malá vodní elektrárna v rekonstrukci
MŽP	Ministerstvo životního prostředí
NCG	Obchodní zóna (VOB) pro zemní plyn v Německu (Net Connect Germany)
NC BAL	Nařízení EK č. 312/2014 ze dne 27. 3. 2014, kterým se stanoví kodex sítě pro vyrovnávání plynu v přepravních sítích
NEMO	Nominovaný organizátor trhu s elektřinou
OBA	Alokační režim na vstupních a výstupních bodech, ve kterém platí, že množství plynu nominované SZ na těchto bodech je považováno za dodané
OPM	Odběrné/předávací místo
OTE	Akciová společnost OTE, a.s.
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PCR	Projekt pro propojování denních trhů s elektřinou (Price Coupling of Regions)
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
POZE	Podporované zdroje energie
PPL	Přeshraniční plynovod
PPS	Provozovatel přenosové soustavy (ČEPS, a.s.) nebo Provozovatel přepravní soustavy (NET4GAS, s.r.o.)
PpS	Podpůrné služby
Pro Rata	Alokační režim na vstupních a výstupních bodech, ve kterém platí, že SZ jsou přidělena množství dodaného plynu na základě skutečně naměřených údajů v poměru jejich nominací
PV	Povinný výkup
PXE	Power Exchange Central Europe, a.s.
RE+/RE-	Regulační energie kladná/záporná
REMIT	Nařízení EP a ER č. 1227/2011, o integritě a transparentnosti
RM OTE	Risk Management společnosti OTE, a.s.
RÚT	Registrovaný účastník trhu s elektřinou (registrovaný u OTE)
SDAC	Jednotné propojení denních trhů s elektřinou

abbreviation	description
FS	Financial security provided by balance responsible party/parties
GB	Green bonus
GS	Gas storage
IM	Intraday electricity/gas market, part of the organized short-term electricity/gas market
LP	Load profiles
MC	Market Coupling on the principle of implicit allocation of cross-border capacity
MCO plan	The plan to introduce a joint exercise of the functions of the entity performing reconciliations for market coupling
MP	Mandatory purchase
MRC	Multi-Regional Coupling, coupling of day-ahead electricity markets in the CWE, NWE, SWE and IBWT regions
MVE	Small hydro power plant
MVER	Small hydro power plant under reconstruction
MŽP	Ministry of the environment
NC BAL	Commission Regulation (EU) No. 312/2014 of 26 March 2014 establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks
NCG	Net Connect Germany – virtual trading point for natural gas in Germany
NEMO	Nominated electricity market operator
OBA	Allocation regime at entry and exit points under which gas volumes nominated by balance responsible parties at these points is deemed delivered
OTE	Joint stock company OTE, a.s.
PCR	Price Coupling of Regions
PD	Price Decision of the Energy Regulatory Office
PDT	Point of delivery/transfer
Pro Rata	Allocation regime at entry and/or exit points, under which volumes of supplied gas are allocated to balance responsible parties according to metered data and pro rata nominations
PVP	Photovoltaic power plant
PXE	Power Exchange Central Europe, a.s.
RE+/RE-	Positive/negative regulating energy
REMIT	Regulation (EU) No. 1227/2011 of the EP and of the Council on Integrity and Transparency
RES	Renewable energy sources
RM OTE	Risk Management of OTE, a.s.
RMP	Registered participant on the electricity market, registered with OTE
SDAC	Single Day-Ahead Coupling

zkratka	význam
SIDC	Jednotné propojení vnitrodenních trhů s elektřinou
SO	Systémová odchylka
SK	Slovenská republika
SZ	Subjekt/subjekty zúčtování dle vymezení daného energetickým zákonem
TDD	Typové diagramy dodávek
VC	Výkupní cena
VDT	Vnitrodenní trh s elektřinou/plynem – část organizovaného krátkodobého trhu s elektřinou/plynem
VIP	Virtuální hraniční bod (Virtual Interconnection Point)
VOB	Virtuální obchodní bod
VT	Vyrovnávací trh s regulační energií
VZP	Virtuální zásobník plynu
XBID	Projekt pro propojení vnitrodenních trhů (Cross-Border Intraday)
ZB	Zelený bonus
ZP	Zásobník plynu

abbreviation	description
Sec. S	Secondary sources
SES	Supported energy sources
SI	System imbalance
SIDC	Single Intraday Coupling of electricity markets
SK	Slovak Republic
TSO	Transmission system operator (ČEPS, a.s. or NET4GAS, s.r.o.)
VAT	Value added tax
VGS	Virtual gas storage
VIP	Virtual Interconnection Point
VTP	Virtual Trading Point
XBID	Cross-Border Intraday

Ostatní pojmy a zkratky jsou vysvětleny v textu.

Other symbols and abbreviations are explained in the following text.

ÚVOD
INTRODUCTION

Vážené čtenářky, vážení čtenáři,

roční zpráva, kterou máte k dispozici, přináší souhrnný přehled o situaci na trhu s elektřinou, plynem a o emisním obchodování v České republice v roce 2019 z pohledu operátora trhu. Zpráva je z velké části tvořena z číselných hodnot, grafů a tabulek sestavených z údajů a informací, které jsou k dispozici v informačním systému OTE. V některých případech jsou informace doplněny o historické časové řady, aby mohly poskytnout celkový pohled na dlouhodobý vývoj trhu s elektřinou a plynem. Ze zprávy vyplývá, že trh s elektřinou a plynem pokračoval v roce 2019 ve svém dynamickém rozvoji.

Pro trh s elektřinou má velký význam úspěšně dokončená registrace odběrných a předávacích míst (OPM) v informačním systému OTE, která proběhla v úzké spolupráci s provozovateli distribučních soustav. Jedná se o naplnění vize, se kterou operátor trhu v roce 2001 vznikal, a představuje další krok k rozvoji spolupráce v energetickém sektoru. Z dokončení ucelené centrální datové informační základny (obchodní části Datahubu) mohou těžit díky snazšímu získávání relevantních údajů o trhu jak příslušní účastníci trhu, tak subjekty decizní sféry. Význam této registrace vnímáme také v kontextu budoucího vývoje nasměrovaného novou energetickou legislativou, zejména unijním balíčkem „Čistá energie pro všechny Evropany". Nelze opomenout transparentní a nediskriminační přístup všech obchodníků k datům ve stejné míře, rozsahu, kvalitě a termínech jejich poskytování a vytvoření systémového řešení, které je předpokladem schopnosti reagovat na budoucí rozvoj energetického trhu - např. na změny tarifní struktury, rozvoj inteligentních sítí a elektromobility.

Rok 2019 byl pro OTE rokem úspěšným i v oblasti mezinárodní spolupráce. Příkladem je evropská integrace trhu s elektřinou, která je plně v souladu s rolí Nominovaného organizátora trhu (NEMO). Činnosti nominovaného organizátora vykonává OTE v kontextu nařízení Evropské komise 2015/1222 ze dne 24. července 2015, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení (nařízení CACM). Energetický regulační úřad v říjnu 2019 opětovně potvrdil OTE v této roli, což vnímáme jako viditelný důkaz mnohaleté úspěšné práce, kterou operátor trhu přispívá k rozvoji

Dear Readers,

the annual report at your disposal provides a summary of the situation on the electricity, gas and emission trading market in the Czech Republic in 2019 from the perspective of the market operator. The report is largely made up of numerical values, graphs and tables compiled from data and information available in the OTE information system. In some cases, information is supplemented by historical time series to provide an overall view of the long-term development of the electricity and gas markets. The report shows that the electricity and gas market continued its dynamic development in 2019.

Successful completion of registration of points of delivery/transfer (PDTs) in the OTE information system, which was carried out in close cooperation with distribution system operators, is of great importance for the electricity market. It is a fulfillment of the vision with which the market operator was established in 2001 and represents another step towards the development of cooperation in the energy sector. Both market participants and decision-makers can benefit from the completion of a comprehensive central data base (the commercial part of Datahub) by facilitating the acquisition of relevant market data. We also perceive the importance of this registration in the context of future developments directed by the new energy legislation, in particular the EU package 'Clean Energy for All Europeans'. We must not forget the transparent and non-discriminatory access of all traders to the same extent, scope, quality and delivery dates and the creation of a system solution that is a prerequisite for the ability to respond to future energy market development - eg tariff changes, smart grids and electromobility.

The year 2019 was also a successful year for OTE in the field of international cooperation. An example is the European integration of the electricity market, which is fully in line with the Nominated Market Operator's role (NEMO). The activities of the nominated operator are carried out by OTE in the context of European Commission Regulation 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM Regulation). In October 2019, the Energy Regulatory Office reaffirmed OTE in this role, which we see as visible evidence of many years of successful work that the market operator contributes to the development of an organized organizovaného krátkodobého trhu s elektřinou v České republice. Zároveň se jedná o závazek pro OTE, aby dále pokračoval v naplňování národních a evropských cílů, které z této role vyplývají. Významného milníku v integraci trhů s elektřinou bylo dosaženo 19. listopadu 2019, kdy se operátor trhu ve spolupráci s provozovatelem přenosové soustavy úspěšně zapojil do tzv. druhé vlny implementace v rámci evropského propojení vnitrodenních trhů s elektřinou. Již v prvních dnech propojení se objevily pozitivní výsledky této úspěšné iniciativy. V oblasti integrace trhů nás čekají další výzvy a příležitosti. Usilovně pracujeme na významné integraci národních denních trhů České republiky, Slovenska, Maďarska a Rumunska (tzv. 4M MC) a ostatních evropských trhů v rámci tzv. Multi-Regional Coupling s cílem dokončit několik let trvající implementaci jednotného denního trhu s elektřinou napříč celým kontinentem.

Změny zaznamenal v roce 2019 také trh s plynem. Pokračovaly diskuse nad procesy vyplývajícími z implementace nařízení Evropského parlamentu a Evropské rady 2017/1938, o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu, o zrušení nařízení č. 994/2010, a zejména o roli OTE v těchto procesech. Cílem všech diskusí je potřeba dostát mimo jiné požadavku na možnost pořízení nebo poskytnutí plynu v rámci solidarity mezi členskými státy EU. V oblasti plynárenství pokračovala registrace odběrných míst s cílem registrovat k dubnu 2020 v systému OTE cca 90 % všech „plynárenských" odběrných a předávacích míst.

Proces rozvoje platformy vnitrodenního trhu s plynem, zahájený v roce 2018, pokračoval v roce 2019 zejména uvedením mobilní aplikace dostupné pro zařízení s operačním systémem Android a iOS. Tato aplikace umožňuje operativně obchodovat a průběžně sledovat aktuální stav trhu i vývoj obchodování. Jejím prostřednictvím mají účastníci trhu možnost získávat i důležité novinky z vnitrodenního trhu s plynem a pružně na ně reagovat.

Rostoucí likvidita na krátkodobém trhu s elektřinou a plynem dokládá, že úsilí, které OTE věnuje rozvoji obchodních platforem a jejich spolehlivému provozu, přináší své výsledky. Na denním trhu s elektřinou, vnitrodenním trhu s elektřinou a vnitrodenním trhu s plynem se podařilo objemem uzavřených obchodů významně překročit historická maxima. Významně se na tom podílí jak pokračující mezinárodní integrace denního trhu a vnitrodenního trhu s elektřinou, tak důvěra účastníků trhu v naše obchodní platformy. Této důvěry si velmi vážíme.

short-term electricity market in the Czech Republic. At the same time, it is a commitment for OTE to further pursue its national and European objectives. An important milestone in the integration of the electricity markets was reached on 19 November 2019, when the market operator, in cooperation with the transmission system operator, successfully joined the so-called second wave of implementation within the European interconnection of intraday electricity markets. Already in the first days of the interconnection, the positive results of this successful initiative appeared. In the area of market integration, there are other challenges and opportunities ahead. We are working hard to significantly integrate the national day-ahead markets of the Czech Republic, Slovakia, Hungary and Romania (the so-called 4M MC) and other European markets in the framework of Multi-Regional Coupling with a view of completing several years of implementation of the single day-ahead electricity market across the continent.

The gas market also saw changes in 2019. Discussions continued on the processes arising from the implementation of Regulation 2017/1938 of the European Parliament and of the Council, concerning measures to safeguard the security of gas supply and repealing Regulation (EU) No. 994/2010, and in particular on the role of OTE in these processes. The aim of all discussions is to meet, among other things, the requirement for the possibility of acquiring or providing gas in the framework of solidarity between EU Member States. In the gas sector, the registration of delivery points continued with the aim of registering approximately 90% of all "gas" points of delivery/transfer in the OTE system by April 2020.

The process of developing the intraday gas market platform, launched in 2018, continued in 2019, in particular by launching a mobile application available for Android devices and iOS. This application allows you to trade operatively and continuously monitor the current state of the market and trading development. Through it, market participants also have the opportunity to receive important news from the intraday gas market and respond flexibly to them.

Increasing liquidity in the short-term electricity and gas market demonstrates that OTE's efforts to develop trading platforms and operate them reliably, deliver results. On the day-ahead electricity market, the intraday electricity market and the intraday gas market, the volume of trades significantly exceeded historical highs. This is largely due to the continuing international integration of the day-ahead and intraday electricity markets and the confidence of market participants in our trading platforms. We greatly appreciate this trust.

V oblasti podporovaných zdrojů energie a záruk původu jsme se zaměřovali na další rozvoj procesů vedoucích ke zvyšování kvality poskytovaných služeb výrobcům.

Věříme, že všechny naše činnosti plně přispívají k rozvoji a kultivaci trhu s elektřinou a plynem v ČR. Zároveň se snažíme efektivně reagovat na změny, které z trhu přicházejí. V tomto ohledu jsou nám významnou pomocí i náměty Vás, účastníků trhu, za které touto formou děkujeme. Bez aktivní spolupráce s Vámi by efektivní plnění role operátora trhu nebylo možné. Zajištění procesů, které OTE na trzích provádí, a implementované změny v informačním systému OTE byly vždy vedeny s cílem jednoznačně a spolehlivě plnit povinnosti vyplývající z „energetického" zákona č. 458/2000 Sb., a příslušných prováděcích právních předpisů. Naplňování aktuálních požadavků na provozní a kybernetickou bezpečnost je dalším významným faktorem, kterému přikládáme váhu. Současně chceme být připraveni včas operativně a efektivně reagovat na změny na trhu s elektřinou a plynem. Směr, kterým se bude trh s elektřinou a rozsah služeb poskytovaných OTE rozvíjet, představuje podoba balíčku legislativních předpisů „Čistá energie pro všechny Evropany", schválená v uplynulém období. Otázkou je míra transpozice jednotlivých předpisů do národní legislativy a budoucí rozsah legislativních změn na trhu s plynem. Aktivně jsme se proto v uplynulém období zapojili do pracovních skupin a řídicích struktur zabývajících se připravovanou novou energetickou legislativou. Ať už bude zvolen jakýkoliv způsob transpozice do české legislativy, považujeme za zásadní držet se zavedených principů pro co nejširší harmonizaci pravidel platných pro oba trhy - jak s elektřinou, tak s plynem. Věříme, že i svou účastí při definici a implementaci případných změn můžeme přispět nejen k rozvoji českého energetického trhu, ale i k rozvoji společnosti OTE a jejich služeb.

Pro aktuální novinky doporučujeme sledovat naše webové stránky **http://www.ote-cr.cz**, kde můžete nalézt mnoho dalších užitečných informací a volně dostupných dat ke stažení. Za všechny zaměstnance OTE Vám děkuji za důvěru, kterou nám prokazujete, a přeji mnoho obchodních úspěchů.

V Praze 31. 1. 2020

Igor Chemišinec
člen představenstva

In the area of supported energy sources and guarantees of origin, we focused on further development of processes leading to increasing the quality of services provided to producers.

We believe that all our activities fully contribute to the development and cultivation of the electricity and gas market in the Czech Republic. At the same time, we are trying to respond effectively to changes that come from the market. In this respect, the suggestions from you, the market participants, are of great help, for which we thank in this form. Without active cooperation with you, effective fulfillment of the market operator role would not be possible. Ensuring processes that OTE carries out on the markets and implemented changes in the OTE information system have always been conducted with the aim of unambiguously and reliably fulfilling the obligations arising from the "Energy" Act No. 458/2000 Coll., and the relevant implementing legislation. Meeting current operational and cyber security requirements is another important factor that we attach importance to. At the same time, we want to be ready to respond promptly and efficiently to changes in the electricity and gas markets. The direction in which the electricity market and the range of services provided by OTE will develop is the form of the legislative package 'Clean Energy for All Europeans', approved in the past period. The question is the degree of transposition of individual regulations into national legislation and the future scope of legislative changes on the gas market. Therefore, we have been actively involved in working groups and management structures dealing with the forthcoming new energy legislation in the past period. Whatever method of transposition into Czech legislation is chosen, we consider it essential to adhere to the established principles for the broadest possible harmonization of the rules applicable to both markets - electricity and gas. We believe that by participating in the definition and implementation of possible changes we can contribute not only to the development of the Czech energy market, but also to the development of OTE and its services.

For the latest news we recommend to follow our website **http://www.ote-cr.cz/en/**, where you can find many other useful information and freely available data for download. On behalf of all OTE employees I thank you for the trust you show us and I wish you many business successes.

Prague 31 January 2020

Igor Chemišinec
Member of the Board

LEGISLATIVA V ROCE 2019
LEGISLATION IN 2019

Zákon č. 458/2000 Sb., zapracovává příslušné předpisy Evropské unie a upravuje v přímé návaznosti na ně podmínky podnikání a výkon státní správy v energetických odvětvích, kterými jsou elektroenergetika, plynárenství a teplárenství, včetně práv a povinností fyzických a právnických osob s tím spojených.

V roce 2019 pokračoval koncept úprav k novelizaci energetického zákona, ve které se jedná především o posílení práv a ochrany spotřebitele v energetických odvětvích například formou zavedení oprávnění na zprostředkovatelskou činnost v energetice nebo na požadavky vycházející z aplikační praxe energetického zákona. Předpokládaný termín předložení věcného záměru energetického zákona č. 458/2000 Sb., se očekává v polovině roku 2020. Následně na něj naváže příprava paragrafového znění.

Ministerstvo průmyslu a obchodu připravuje úpravy novely zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. Cílem novely zákona je zejména připravit nástroje a opatření s vhodnými formami podpory, které by byly používány pro zajištění plnění jednotlivých cílů v obnovitelných zdrojích energie podle nových požadavků evropské legislativy.

V oblasti **elektroenergetiky** se v roce 2019 začaly připravovat úpravy vyhlášky č. 82/2011 Sb., o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny, a vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou. Předpokládaná účinnost těchto novel je plánována na rok 2020.

V oblasti **plynárenství** nabyla účinnosti k 1. 1. 2019 vyhláška č. 326/2018 Sb., o Pravidlech trhu s plynem, ve znění vyhlášky č. 416/2016 Sb. Aktualizací Pravidel trhu s plynem došlo především ke změně postupů a termínů pro přístup k přepravní soustavě v návaznosti na povinnost provozovatele přepravní soustavy zřídit virtuální propojovací body (VIP) a dále ke změně postupů pro vyrovnávání přepravní soustavy na základě vyhodnocení modelu vyrovnávání soustavy dle NC BAL. Vyhláška definuje snížení velikosti poskytované flexibility subjektům zúčtování pro pokrytí malých odchylek a rozšíření povinnosti obchodníka s plynem informovat zákazníka o termínu

Act No. 458/2000 Coll., incorporates the relevant European Union regulations and regulates directly the conditions of business and state administration in the energy sectors, such as electricity, gas and heating, including the rights and obligations of natural and legal persons.

In 2019, the concept modifications to the amendment of the Energy Act continued, in particular the strengthening of consumer rights and consumer protection in the energy sectors, for example by introducing authorization for mediation activities in the energy sector or requirements based on the application of the Energy Act. Expected date of submission of the factual plan of the Energy Act No. 458/2000 Coll., is expected in mid-2020. Subsequently, it will be followed by the preparation of a paragraph text.

The Ministry of Industry and Trade is preparing amendments to the amendment to Act No. 165/2012 Coll., on Supported Energy Sources and amending certain acts. The aim of the amendment is, in particular, to prepare instruments and measures with appropriate forms of support that would be used to ensure the fulfillment of individual targets in renewable energy sources according to the new requirements of European legislation.

In 2019 in the field of **electricity** started modifications to Decree No. 82/2011 Coll., on electricity metering and the method of determining compensation for unauthorized consumption, unauthorized delivery, unauthorized transmission or unauthorized distribution of electricity, and Decree No. 408/2015 Coll., on the Electricity Market Rules. The expected impact of these amendments is planned for 2020.

In the **gas sector**, Decree No. 326/2018 Coll., on Gas Market Rules, as amended by Decree No. 416/2016 Coll. The update of the Gas Market Rules came into effect on 1 January 2019, it has primarily changed the procedures and deadlines for access to the transmission system following the obligation of the transmission system operator to establish virtual interconnection points (VIPs) and also the procedures for balancing the transmission system based on the evaluation of the balancing model according to NC BAL. The Decree defines the reduction in the amount of flexibility provided to cleared entities to cover small imbalances and the extension of the gas trader's obligation to inform the customer of the date of commencement of supply by the new supplier after zahájení dodávky novým dodavatelem po realizované změně dodavatele. V neposlední řadě se vyhláška zaměřuje na úpravu mechanizmu stanovení normálové teploty a úpravu pravidel pro přístup k zásobníkům plynu.

V roce 2019 vznikl zákon č. 1/2020 Sb., kterým se mění zákon č. 383/2012 Sb., o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů, ve znění pozdějších předpisů. Tento zákon je účinný od 1. 1. 2021 s výjimkou několika ustanovení, která nabyla účinnosti dnem jeho vyhlášení.

CENOVÁ ROZHODNUTÍ ERÚ

ERÚ stanovil v roce 2019 regulované ceny pro elektroenergetiku a plynárenství a ceny na podpory podporovaných zdrojů energie v těchto Cenových rozhodnutích (aktuální znění jsou dostupná na **http://www.eru.cz)**:

pro oblast elektroenergetiky:
CR č. 2/2019 ze dne 26. září 2019, kterým se stanovují cena za činnost povinně vykupujícího a ceny spojené se zárukami původu,
CR č. 5/2019 ze dne 26. listopadu 2019, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny,
CR č. 6/2019 ze dne 26. listopadu 2019, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice odběratelům ze sítí nízkého napětí,

pro oblast plynárenství:
CR č. 1/2019 ze dne 21. května 2019, o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu,
CR č. 4/2019 ze dne 26. listopadu 2019, o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu,

pro oblast podporovaných zdrojů energie:
CR č. 3/2019 ze dne 26. září 2019, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie,
CR č. 7/2019 ze dne 20. prosince 2019, kterým se mění cenové rozhodnutí ERÚ č. 3/2018, jímž se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie, ve znění cenového rozhodnutí ERÚ č. 9/2018,
CR č. 8/2019 ze dne 20. prosince 2019, kterým se mění cenové rozhodnutí ERÚ č. 3/2019 ze dne 26. září 2019, jímž se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie.

PODPORA A VÝROBNÍ ZDROJE

V roce 2019 vstoupilo v platnost **nařízení vlády č. 214/2018 Sb.,** o stanovení prostředků státního rozpočtu podle § 28 odst. 3 zákona o POZE pro rok 2018, s účinností od 1. 1. 2019. Ve sbírce zákonů bylo zveřejněno také **nařízení**

a change of supplier. Last but not least, the decree focuses on adjusting the mechanism of determining the normal temperature and adjusting the rules for access to gas storage facilities.

In 2019, Act No. 1/2020 Coll., amending Act No. 383/2012 Coll., on conditions for trading in greenhouse gas emission allowances, was established. This Act becomes effective as at 1 January 2021, with the exception of several provisions that came into force on the day of its promulgation.

ERO PRICE DECISIONS

In 2019, the ERO set regulated prices for the electricity and gas sectors and prices to support the supported energy sources in these Price Decisions (current versions are available at **http://www.eru.cz)**:

For the power sector:
PD No. 2/2019 of 26 September 2019 fixing the price for the obligatory buyer and the prices associated with guarantees of origin,
PD No. 5/2019 of 26 November 2019 fixing prices for related electricity services and other regulated prices,
PD No. 6/2019 of 26 November 2019 fixing prices for related services in the electricity sector for low voltage network customers,

For the gas sector:
PD No. 1/2019 of 21 May 2019 on regulated prices related to gas supply,
PD No. 4/2019 of 26 November 2019 on regulated prices related to gas supply,

For supported energy sources:
PD No. 3/2019 of 26 September 2019 establishing aid for supported energy sources,
PD No. 7/2019 of 20 December 2019 amending ERO Price Decision No. 3/2018 fixing aid for supported energy sources, as amended by ERO Price Decision No. 9/2018,
PD No. 8/2019 of 20 December 2019 amending the ERO Price Decision No. 3/2019 of 26 September 2019 fixing the aid for energy sources supported.

SUPPORT AND PRODUCTION SOURCES

In 2019, Government Order No. 214/2018 Coll., on the determination of state budget funds pursuant to Section 28 (3) of the POZE Act for 2018, came into force, with effect from 1 January 2019. The Collection of Laws also published **Government Decree No. 245/2019 Coll**., on the determination of state budget funds pursuant to Section 28 (3) of the Act on Supported Energy Sources for 2020.

vlády č. 245/2019 Sb., o stanovení prostředků státního rozpočtu podle § 28 odst. 3 zákona o podporovaných zdrojích energie pro rok 2020.

Na konci roku 2019 byla schválena vyhláška č. 360/2019 Sb., kterou se mění vyhláška č. 403/2015 Sb., o zárukách původu elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla.

LEGISLATIVA EVROPSKÉ UNIE

V roce 2019 stále probíhala finalizace konečného znění legislativních předpisů v rámci tzv. balíčku legislativních předpisů známých pod názvem „Čistá energie pro všechny Evropany" (CEP). Legislativní předpisy CEP byly postupně přijaty v průběhu let 2018 a 2019 a určují očekávané změny fungování trhu s elektřinou v celé Evropské unii.

Pro operátora trhu mají největší význam očekávané úpravy vyplývající z nařízení Evropského parlamentu (EP) a Evropské rady (ER) 2019/943 ze dne 5. června 2019, o vnitřním trhu s elektřinou, směrnice EP a ER 2019/944 ze dne 5. června 2019, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU a směrnice EP a ER 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů.

Cílem je snaha o efektivnější a transparentnější fungování trhu s elektřinou, zvýšení podílu obnovitelných zdrojů v energetice, vyšší energetické úspory a posílení postavení spotřebitelů. Harmonizace pravidel a zavádění jednotných postupů je tak důkazem stále větší míry propojení trhů v rámci Evropské unie.

Dne 18. června 2019 byl zveřejněn Návrh společných pravidel zúčtování pro všechny nezamýšlené výměny energie podaný všemi provozovateli přenosových soustav kontinentální Evropy v souladu s článkem 51(1) nařízení EK 2017/2195 ze dne 23. listopadu 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice. Toto tzv. nařízení EBGL stanovuje povinnost provozovatelů přenosové soustavy do 18. 12. 2020 zavést interval zúčtování odchylek o délce 15 minut ve všech oblastech. Nařízení zároveň dává možnost regulačnímu orgánu v dané zemi udělit výjimku až do 1. 1. 2025. Dne 29. 6. 2018 vydalo ERÚ rozhodnutí o udělení výjimky pro ČR do 1. 1. 2025. Implementace nařízení GLEB přinese výrazné dopady do energetického trhu ČR i EU, které bude zapotřebí dále promítnout do technických infrastruktur všech dotčených účastníků trhu.

V roce 2019 pokračovaly diskuze nad implementací nařízení EP a ER 2017/1938, o opatřeních na zajištění bezpečnosti

At the end of 2019, Decree No. 360/2019 Coll., amending Decree No. 403/2015 Coll., on guarantees of origin of electricity from renewable energy sources and electricity from high-efficiency cogeneration was approved.

EUROPEAN UNION LEGISLATION

In 2019, the finalization of the final legislation was still under way in the framework of the so-called legislative package known as "Clean Energy for All Europeans" (CEP). The CEP legislation was gradually adopted over the years 2018 and 2019 and sets out the expected changes in the functioning of the electricity market across the European Union.

For the market operator, the expected adjustments resulting from Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity and Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU and Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources are of the highest importance.

The aim is to make the electricity market work more efficiently and transparently, to increase the share of renewables in the energy sector, to increase energy savings and to empower consumers. Harmonization of rules and the introduction of uniform procedures are thus evidence of the increasingly interconnectedness of markets within the European Union.

On 18 June 2019, a proposal for common clearing rules for all unintended energy exchanges submitted by all TSOs in accordance with Article 51 (1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing. This so-called EBGL Regulation obliges transmission system operators to introduce an imbalance settlement interval of 15 minutes in all areas by 18 December 2020. At the same time, the Regulation provides for the possibility for a regulatory authority in a given country to grant an exemption until 1. 1. 2025. On 29 June 2018, ERO issued a decision granting an exemption for the Czech Republic by 1 January 2025. Implementation of the EBGL Regulation will bring significant impacts on the Czech and EU energy markets, which will have to be further reflected in the technical infrastructures of all affected market participants.

Discussions continued in 2019 on the implementation of Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2017 concerning measures to safeguard the security of gas supply and repealing Regulation (EU) No. 994/2010.

dodávek zemního plynu a o zrušení nařízení č. 994/2010. Z těchto diskuzí vyplývají možné konkrétní náměty na úpravu legislativních norem a IT systémů, a to i na straně operátora trhu. Významným milníkem v integraci vnitrodenního trhu s elektřinou byl 19. listopad 2019, kdy se operátor trhu úspěšně zapojil v rámci tzv. druhé vlny implementace do evropského propojení vnitrodenních trhů s elektřinou (SIDC). V rámci této druhé vlny SIDC (dříve také známé pod zkratkou XBID) bylo ke stávajícím 14 zemím, které SIDC již provozovaly (Belgii, Dánsku, Estonsku, Finsku, Francii, Litvě, Lotyšsku, Německu, Nizozemsku, Norsku, Portugalsku, Rakousku, Španělsku a Švédsku) připojeno dalších 7 (Bulharsko, Česká republika, Chorvatsko, Maďarsko, Polsko, Rumunsko a Slovinsko). Projekt SIDC byl v roce 2017 uznán všemi evropskými regulačními orgány za evropský projekt pro naplnění cíle integrace vnitrodenních trhů v souladu s nařízením EK 2015/1222 (CACM).

V roce 2019 vstoupilo v platnost nařízení EK 2019/1122 v přenesené pravomoci, kterým se doplňuje směrnice EK a ER 2003/87/ES, pokud jde o fungování registru Unie, které upravuje fungování registru Unie od 1. 1. 2021.

Dále bylo přijato nařízení EK 2019/1123 v přenesené pravomoci, kterým se mění nařízení (EU) č. 389/2013, pokud jde o technické provádění druhého kontrolního období Kjótského protokolu a nařízení EK 2019/1124 v přenesené pravomoci (EU), kterým se mění nařízení v přenesené pravomoci (EU) 2019/1122, pokud jde o fungování registru Unie podle nařízení EP a ER 2018/842.

Za účelem zajištění důvěry v integritu trhů s elektřinou a plynem a transparentnost cen stanovených na velkoobchodních trzích byla od roku 2011 na celoevropském velkoobchodním trhu s energiemi zavedena jednotná regulační pravidla, která vycházela z platného nařízení EP a ER č. 1227/2011, o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií (REMIT). V souladu s nařízením REMIT přijala EK prováděcí nařízení EK č. 1348/2014, o oznamování údajů za účelem provedení čl. 8 odst. 2 a 6 nařízení REMIT (prováděcí nařízení). Nařízení REMIT a prováděcí nařízení zavedla pro účastníky trhu povinnost registrace v Národním registru účastníků trhu vedeném ERÚ a oznamování obchodních a technických dat do celoevropské databáze spravované ACER, která je oprávněna k monitoringu oznámených transakcí a provádění kontroly nad dodržováním nařízení REMIT. Další zveřejněné a přijaté dokumenty EK, EP a ER jsou dostupné na **https://eur-lex.europa.eu/homepage.html**.

These discussions give rise to possible concrete ideas for the modification of legislative standards and IT systems, including on the part of the market operator. An important milestone in the integration of the intraday electricity market was 19 November 2019, when the market operator successfully joined the European interconnection of intraday electricity markets (SIDC) as part of the so-called second wave of implementation. In the second wave of SIDC (formerly known as XBID), there were 7 countries (Bulgaria, Czech Republic, Croatia, Hungary, Poland, Romania and Slovenia). added to the 14 countries already operating SIDC (Belgium, Denmark, Estonia, Finland, France, Lithuania, Latvia, Germany, the Netherlands, Norway, Portugal, Austria, Spain and Sweden). The SIDC project was recognized by all European regulators in 2017 as a European project to meet the objective of integrating intraday markets in accordance with EC Regulation 2015/1222 (CACM).

In 2019, Commission Delegated Regulation (EU) 2019/1122 of 12 March 2019 supplementing Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council as regards the functioning of the Union Registry, which regulates the functioning of the Union Registry as at 1 January 2021, was adopted.

In addition, Commission Delegated Regulation (EU) 2019/1123 of 12 March 2019 amending Regulation (EU) No. 389/2013 as regards the technical implementation of the second commitment period of the Kyoto Protocol and Commission Delegated Regulation (EU) 2019/1124 of 13 March 2019 amending Delegated Regulation (EU) 2019/1122 as regards the functioning of the Union Registry under Regulation (EU) 2018/842 of the European Parliament and of the Council, came into force.

In order to ensure confidence in the integrity of the electricity and gas markets and the transparency of prices set on wholesale markets, uniform regulatory rules have been introduced on the pan-European wholesale energy market since 2011, based on the existing Regulation (EU) No. 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT). In accordance with the REMIT Regulation, the EC adopted the Commission Implementing Regulation (EU) No. 1348/2014 of 17 December 2014 on data reporting implementing Article 8(2) and Article 8(6) of the REMIT Regulation (Implementing Regulation). The REMIT Regulation and the Implementing Regulation have introduced the obligation for market participants to register in the National Register of Market Participants maintained by the ERO and to report commercial and technical data to the pan-European database managed by ACER, which is authorized to monitor the notified transaction and monitoring of compliance with REMIT. Other published and accepted documents of the EC, EP and EUCO are available at **https://eur-lex.europa.eu/homepage.html.**

TRH S ELEKTŘINOU
ELECTRICITY MARKET

Obchodování s elektřinou v ČR probíhá prostřednictvím:
- dvoustranného obchodování,
- organizovaného krátkodobého trhu:
  - blokového trhu (BT),
  - denního spotového trhu (DT),
  - vnitrodenního trhu (VDT).

Energetická legislativa vyžaduje od účastníků trhu – subjektů zúčtování – registrovat jejich dvoustranné obchody v systému OTE prostřednictvím tzv. realizačních diagramů (ERD). Součástí obchodování s elektřinou v ČR je i zúčtování odchylek (včetně obchodování s regulační energií a vyrovnávacího trhu s regulační energií). Časové úseky jednotlivých činností jsou uvedeny na obrázku 1.

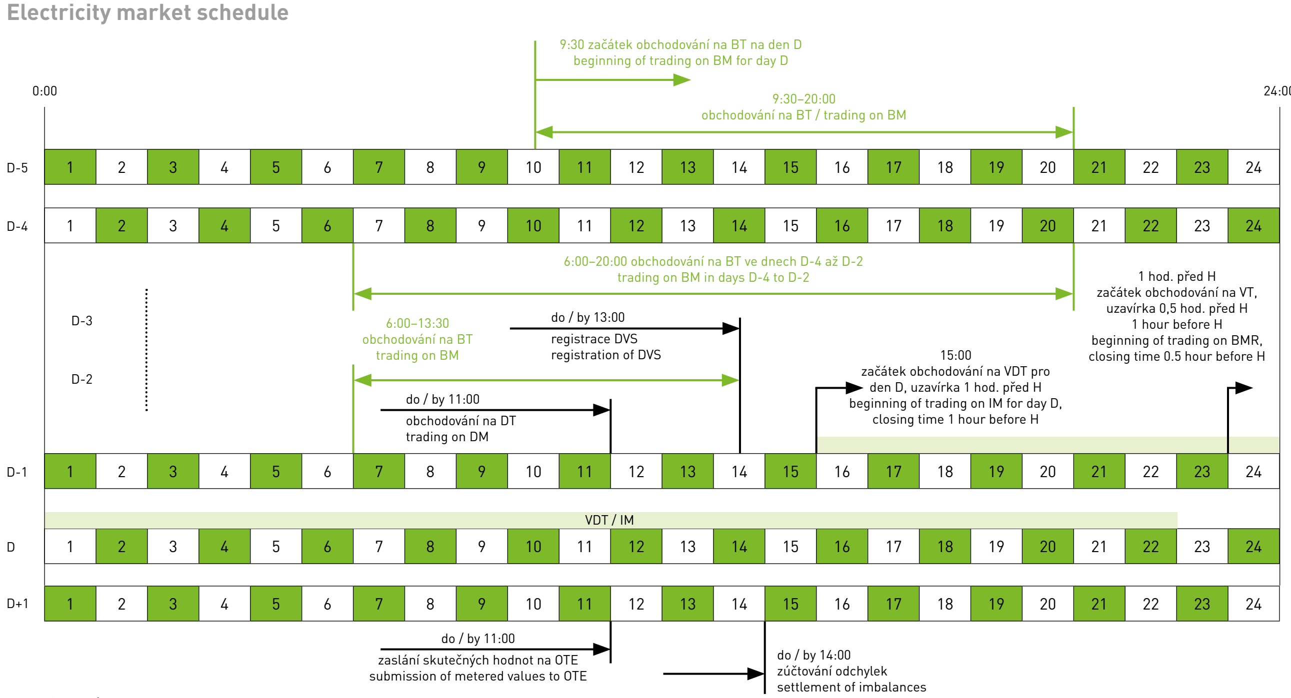
Electricity is traded in the Czech Republic through:
- Bilateral trading,
- Organized short-term market:
  - Block market (BM),
  - Day-ahead spot market (DM),
  - Intraday market (IM).

Energy legislation requires market participants – balance responsible parties (BRPs) – to register their bilateral transactions in the OTE system through internal nomination diagrams (ERD). Electricity trading in the CR comprises also settlement of imbalances (including trading with regulating energy and the balancing market with regulating energy). Timeframes of specific activities are presented in Figure 1.

Obrázek 1 • Figure 1

Časové uspořádání trhu s elektřinou

Electricity market schedule



H – hodina dodávky
H – delivery hour

REALIZAČNÍ DIAGRAMY

Jak již bylo uvedeno výše, v případě, že účastníci trhu prodávají nebo nakupují elektřinu prostřednictvím dvoustranných obchodů, jsou povinni tyto obchody registrovat v systému OTE. Do těchto dvoustranných obchodů se započítávají:

- dvoustranné vnitrostátní smlouvy (DVS klasické, burzovní)[1],
- dvoustranné smlouvy na dodávku pro vývoz elektřiny do zahraničí (export) a pro dovoz elektřiny ze zahraničí (import)[2].

Dvoustranné vnitrostátní obchody na dodávku elektřiny byly operátorovi trhu k registraci předkládány jednotlivými subjekty zúčtování (SZ) v podobě realizačních diagramů (ERD) nejpozději do 13:30 hodin dne předcházejícímu dni, ve kterém měla být dodávka uskutečněna, přičemž tento čas byl rovněž uzávěrkou dvoustranného obchodování. V systému OTE je registrováno pouze množství dvoustranně obchodované elektřiny bez uvedení její ceny. Finanční vyrovnání těchto obchodů je prováděno přímo mezi stranami obchodu, mimo systém OTE, přičemž společnost OTE není centrální protistranou těchto obchodů. Nezbytnou podmínkou registrace těchto realizačních diagramů je mimo jiné i splnění podmínky finančního zajištění SZ z pohledu vzniku možných odchylek SZ, které by tyto obchody mohly vyvolat.

INTERNAL NOMINATIONS

As mentioned above, when market participants sell or buy electricity through bilateral transactions, they are required to register these transactions in the OTE system. Bilateral transactions include the following contract types:

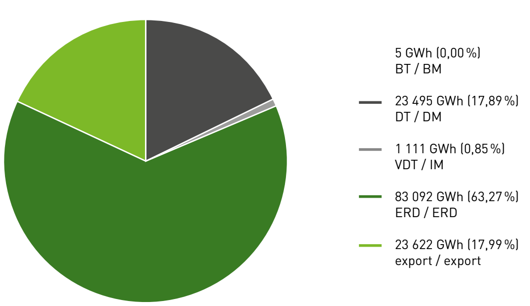
- bilateral intra-state contracts (traditional DVS, exchange DVS)[1],
- bilateral contracts for electricity export and import[2].

Each balance responsible party (BRP) submits bilateral intra-state contracts for electricity supplies to the Market Operator for registration as internal nominations (ERD) by 13:30 on the day preceding the day of delivery. This deadline also applies for the close of bilateral trading. The OTE system registers only volumes of bilaterally traded electricity without the prices charged. Financial settlement of these transactions is carried out directly between the trading parties outside of the OTE system as OTE is not central counterparty to these transactions. A necessary condition for the registration of internal nominations is, inter alia, meeting the financial security condition by the respective BRP due to possible imbalances arising from these transactions.

Obrázek 2 • Figure 2

Množství zobchodované elektřiny – prodej, (GWh; %) – zpracované v systému OTE v roce 2019

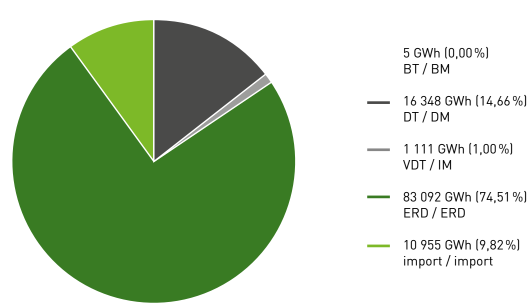
Volumes of traded electricity – sale – (GWh; %) processed in OTE system in 2019



Obrázek 3 • Figure 3

Množství zobchodované elektřiny – nákup, (GWh; %) – zpracované v systému OTE v roce 2019

Volumes of traded electricity – purchase – (GWh; %) processed in OTE system in 2019



1 Pojmem burzovní DVS zde rozumíme obchody zobchodované na Power Exchange Central Europe, a.s., (PXE) a zadané tímto subjektem do systému OTE za jednotlivé účastníky obchodování pro zúčtování odchylek.

2 Do exportu a importu jsou v tomto případě zahrnuty i exporty a importy vyplývající z propojeného denního trhu s elektřinou, z tzv. Market Coupling (MC).

1 The term "Exchange DVS" (BUR) means transactions executed on Power Exchange Central Europe, a. s. (PXE) and submitted to the OTE system by PXE on behalf of specific participants in trading for settlement of imbalances.

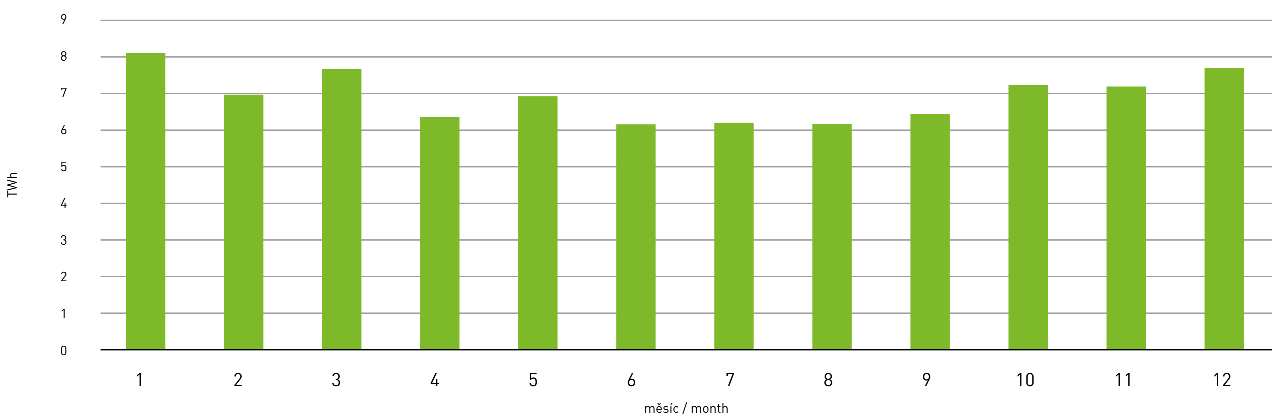
2 Export and import include volumes of export and import ensuing from day-ahead electricity market coupling (MC).

V roce 2019 bylo v systému OTE registrováno v podobě domácích (vnitrostátních) realizačních diagramů 63 % prodané, resp. 75 % nakoupené elektřiny, což znázorňují obrázky 2 a 3. Celkový objem vnitrostátních dvoustranných obchodů prostřednictvím realizačních diagramů dosáhl v roce 2019 hodnoty 83,1 TWh.

In 2019, 63% of sold electricity and 75% of purchased electricity was registered in the OTE system in the form of internal (intra-state) nominations, as documented in Figure 2 and 3. The total volume of intra-state bilateral transactions through internal nominations amounted to 83.1 TWh in 2019.

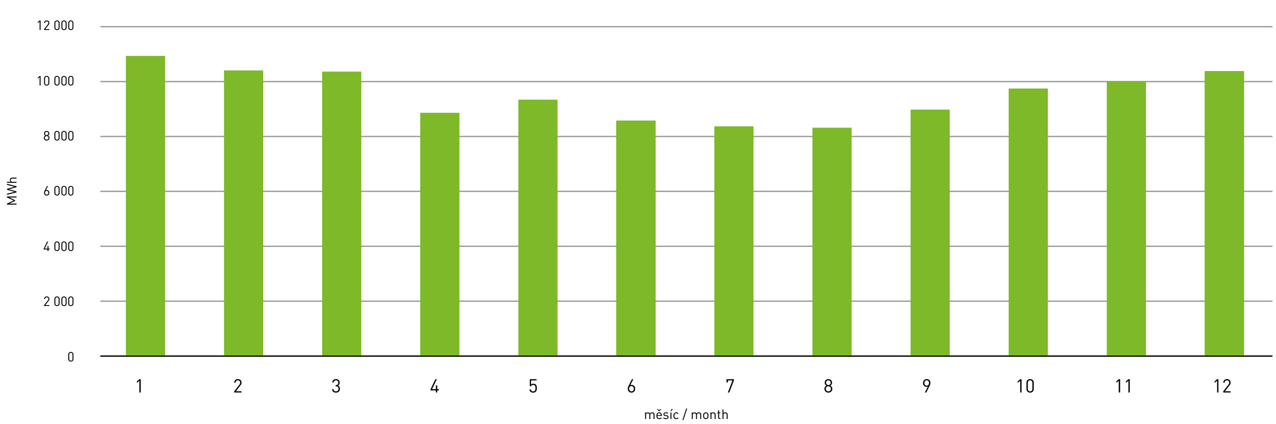
Obrázek 4 • Figure 4

Množství zobchodované elektřiny prostřednictvím vnitrostátních realizačních diagramů po jednotlivých měsících roku 2019
Volumes of electricity traded through internal nominations in specific months of 2019



Obrázek 5 • Figure 5

Průměrné hodinové množství elektřiny zobchodované prostřednictvím realizačních diagramů v jednotlivých měsících roku 2019
Average hourly volumes of electricity traded through internal nominations in specific months of 2019



Obrázky 4 a 5 znázorňují statistiku těchto registrovaných dvoustranných vnitrostátních obchodů po jednotlivých měsících roku 2019.

Figures 4 and 5 show statistics of registered bilateral intra-state transactions in specific months of 2019.

Technická pravidla zadávání údajů z dvoustranných smluv prostřednictvím realizačních diagramů na vývoz nebo dovoz byla nastavena odlišně od vnitrostátního obchodování. Při vyhodnocování odchylek SZ se zohledňovaly hodnoty diagramů přeshraničních obchodů odsouhlasených a předaných provozovatelem přenosové soustavy.

Obrázek 6 ukazuje množství vyvezené a dovezené elektřiny v jednotlivých měsících roku 2019. Hodnoty exportu/importu odpovídají hodnotám smluvně uzavřených, a tedy plánovaných přeshraničních obchodů, a nerespektují skutečné fyzické toky elektřiny (navýšené/ponížené například o kruhové toky), které reálně protekly přes hraniční profily přenosové soustavy ČR.

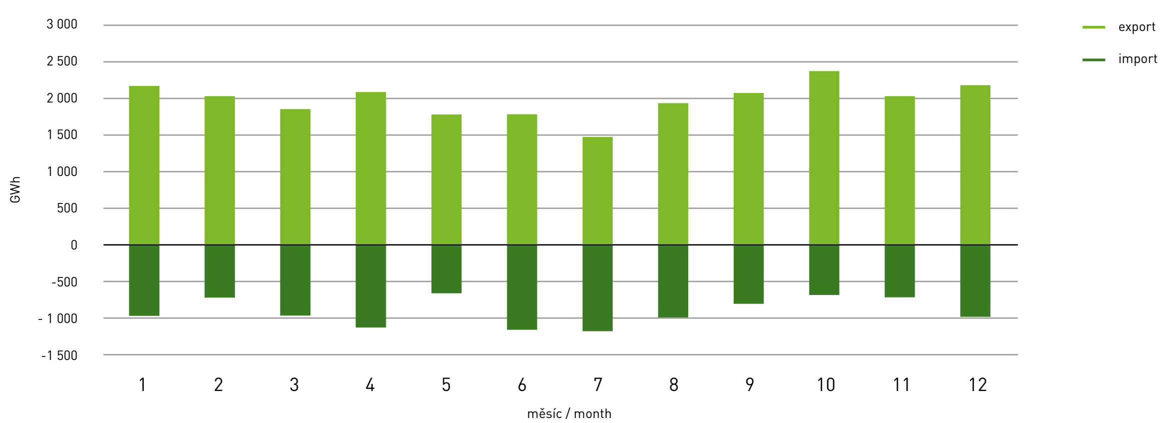
Technical rules for the submission of data from bilateral contracts through nominations for export or import varied from intra-state trading. In the evaluation of BRP's imbalances, the values of cross-border exchanges, matched and handed over by the transmission system operator, were taken into account.

Figure 6 shows volumes of exported and imported electricity in each month of 2019. The export/import values match the values of contracted and therefore planned cross-border exchanges and do not correspond to the actual physical electricity flows (increased or reduced by e.g. circular flows) that actually flowed through the border profiles of the Czech transmission system.

Obrázek 6 • Figure 6

Množství zobchodované elektřiny prostřednictvím exportu a importu v jednotlivých měsících roku 2019

Volumes of electricity traded through export and import in specific months of 2019



Hodnoty smluvně uzavřených přeshraničních obchodů na straně exportu činily za rok 2019 celkem 23 622 GWh, objem importu v roce 2019 byl 10 955 GWh.

In 2019, the volume of contracted cross-border exchanges related to export totalled 23,622 GWh; the volume of exchanges related to import amounted to 10,955 GWh.

ZÚČTOVÁNÍ ODCHYLEK

POPIS MODELU

Jednou ze základních činností, které operátor trhu vykonává, je vyhodnocování a finanční ocenění odchylek. Každý odběr elektřiny ze soustavy a každá dodávka elektřiny do soustavy musí být přiřazeny některému z účastníků trhu. Účastníky trhu s elektřinou, pro něž OTE zúčtovává a finančně vypořádává odchylky, legislativa definuje jako tzv. subjekty zúčtování (SZ). Legislativa rovněž definuje postup výpočtu velikosti odchylek subjektů zúčtování a způsob stanovení ceny odchylky a částky, kterou subjekty zúčtování za odchylku mají buď zaplatit, nebo obdržet.

SETTLEMENT OF IMBALANCES

MODEL DESCRIPTION

One of the Market Operator's key activities is evaluation and settlement of imbalances. Each electricity consumption from and supply to the power system must be assigned to a market participant. Legislation defines market participants for which OTE settles imbalances as "balance responsible parties" (BRP) and stipulates the method of calculation of the volume of imbalances of balance responsible parties and the method of fixing the price of imbalances and the amount that each BRP should either pay or receive for their imbalances.

Odchylkou SZ pro každou obchodní hodinu je součet odchylky za závazek dodat elektřinu do elektrizační soustavy a odchylky za závazek odebrat elektřinu z elektrizační soustavy. Odchylkou SZ za závazek dodat elektřinu do soustavy je rozdíl mezi skutečně dodaným množstvím a sjednaným množstvím dodávky. Odchylkou SZ za závazek odebrat elektřinu ze soustavy je rozdíl mezi skutečně odebraným množstvím a množstvím sjednaným k odběru. Sjednaná množství dodávek elektřiny do soustavy a odběrů elektřiny ze soustavy jsou pro každou obchodní hodinu subjektu zúčtování stanovena operátorem trhu na základě zaregistrovaných domácích (vnitrostátních) a zahraničních (export/import) realizačních diagramů a výsledků organizovaného krátkodobého trhu. Skutečná množství dodané nebo odebrané elektřiny jsou evidována na základě dat obchodního měření, která jsou operátorovi trhu poskytována provozovateli distribučních soustav a provozovatelem přenosové soustavy.

Účastníci trhu s elektřinou mohou vyrábět elektřinu, dodávat ji konečným zákazníkům, prodávat jiným účastníkům trhu nebo ji nakupovat od jiných účastníků, a to buď formou dvoustranných kontraktů uvnitř ČR, formou přeshraničních obchodů, na organizovaném krátkodobém trhu nebo na vyrovnávacím trhu s regulační energií. Další možností dodávky elektřiny do soustavy je poskytování regulační energie prostřednictvím zdroje, který poskytuje podpůrné služby za podmínek stanovených Pravidly provozování přenosové soustavy.

Základní pravidlo zpoplatnění všech odchylek určuje, že každý účastník trhu je buď sám odpovědný za odchylku, tedy je subjektem zúčtování, nebo předává odpovědnost za odchylku jinému subjektu zúčtování. V Centrálním systému operátora trhu (CS OTE) je rovněž umožněno subjektu zúčtování převést svou výši odchylky na jiný subjekt zúčtování, což znamená, že po stanovení odchylky subjektu zúčtování (v technických jednotkách) je tato odchylka automaticky převedena na zvolený SZ. U tohoto SZ je pak odchylka vyhodnocena celkově za daný subjekt i za subjekty zúčtování, které na něj převádějí svou vlastní výši odchylky.

Princip zúčtování odchylek není příjmově neutrální, ale generuje v hodinách s příjmem z odchylek vyšším, než jsou náklady na regulační energii, přebytek finančních prostředků, které OTE poskytuje provozovateli elektroenergetické přenosové soustavy (společnosti ČEPS) na úhradu části nákladů na systémové služby. Z tohoto přebytku jsou hrazeny náklady na regulační energii i v těch hodinách, které negenerují dostatečný příjem z odchylek. Na stanovení velikosti zúčtovací ceny se vedle ceny regulační energie ze zdrojů poskytujících podpůrné služby či opatřené na vyrovnávacím trhu (VT) nebo

The balance responsible party's imbalance for every trading hour is the sum of imbalances for the obligation to supply electricity to the power system and for the obligation to take electricity from the system. The BRP's imbalance for the obligation to supply electricity to the power system is the difference between the actually supplied and contracted volumes of electricity. The BRP's imbalance for the obligation to take electricity from the power system is the difference between actually consumed and contracted volumes of electricity. Contracted electricity volumes supplied to the power system and taken from the power system are determined by the Market Operator for each trading hour of the balance responsible party on the basis of registered internal (intra-state) and external (export/import) nominations and results of the organized short-term electricity market. Actual volumes of supplied or consumed electricity are determined on the basis of business metering data provided to the Market Operator by distribution system operators and the transmission system operator.

Market participants may generate electricity, supply it to final customers, sell it to other market participants or purchase it from other market participants, either in the form of bilateral contracts within the Czech Republic, or in the form of cross-border exchanges, or on the organized short-term market or the balancing market with regulating energy. Another way of supplying electricity to the system is to supply regulating energy through a source providing ancillary services under the terms defined in the Grid Code.

The basic rule applied to payment for all imbalances stipulates that either each market participant is responsible for its imbalances, i.e. is deemed a balance responsible party, or it transfers imbalance responsibility to another BRP. The Central System of the Market Operator (CS OTE) also allows for balance responsible parties to transfer their imbalances to another balance responsible party, meaning that after the BRP's imbalance is determined (in technical units), it is automatically transferred to the designated BRP. For the designated BRP, the total imbalance is then evaluated for both the relevant party and all BRPs that transferred their imbalances to the party.

The method of the settlement of imbalances is not income neutral but generates a surplus at hours with income from imbalances exceeding the costs of regulating energy. OTE then provides the surplus to the power transmission system operator (ČEPS) to cover part of the system service costs. The surplus has also been used to cover the costs of regulating energy at hours which do not generate sufficient income from imbalances. The settlement price is derived from the price of regulating energy from sources providing ancillary services, or acquired on the balancing market (BMR) or from v zahraničí podílí za určitých okolností i limitní cena stanovená ERÚ. Regulační elektřina ze zdrojů poskytujících podpůrné služby je ohodnocena nabídkovými cenami. Ohodnocení regulační energie, pořízené na vyrovnávacím trhu s regulační energií, je závislé na směru poskytnuté regulační energie a na směru systémové odchylky.

Systémovou odchylkou v každé obchodní hodině se rozumí saldo všech dodávek a odběrů SZ. Je rovna součtu odchylek všech SZ a je průběžně vyrovnávána prostřednictvím regulační energie. Velikost výsledné zúčtovací ceny odchylky SZ je závislá na systémové odchylce. Stejně jako v předchozích letech byla i v roce 2019 zúčtovací cena odchylky stanovena následovně:

- byla-li systémová odchylka záporná nebo rovna nule, byla zúčtovací cenou odchylky ve směru systémové odchylky nejvyšší nabídková cena regulační elektřiny dodaná v této obchodní hodině pro vyrovnání záporné systémové odchylky a uhrazená operátorem trhu poskytovateli regulační elektřiny; byla-li takto stanovená cena nižší než cena stanovená cenovým rozhodnutím ERÚ, použila se cena stanovená ERÚ,
- byla-li systémová odchylka kladná, byla zúčtovací cenou odchylky ve směru systémové odchylky nejvyšší nabídková cena regulační elektřiny dodaná v této obchodní hodině pro vyrovnání kladné systémové odchylky a uhrazená operátorem trhu poskytovateli regulační elektřiny; byla-li takto stanovená cena nižší než cena stanovená cenovým rozhodnutím ERÚ, použila se cena stanovená ERÚ,
- v případě, že pro některou obchodní hodinu nebyla obstarána žádná elektřina jako regulační energie prostřednictvím aktivací podpůrných služeb, ani na vyrovnávacím trhu s regulační energií nebo ze zahraničí na základě smlouvy, použila se zúčtovací cena podle cenového rozhodnutí ERÚ.

Zároveň je stanovována i cena protiodchylky, jíž se rozumí taková odchylka SZ, která jde proti směru systémové odchylky. Zúčtovací cena této protiodchylky je pro každou obchodní hodinu stanovena operátorem trhu následovně:

- byla-li systémová odchylka záporná nebo rovna nule, zúčtovací cenou protiodchylky byl vážený průměr cen z aktivované kladné regulační energie (včetně vyrovnávacího trhu); nebyla-li v této obchodní hodině dodána žádná elektřina pro zajištění výkonové rovnováhy, byla použita cena podle cenového rozhodnutí ERÚ,
- byla-li systémová odchylka kladná, zúčtovací cenou protiodchylky byl vážený průměr cen z aktivované záporné regulační energie (včetně vyrovnávacího trhu); nebyla-li v této obchodní hodině dodána žádná elektřina pro zajištění rovnováhy elektrizační soustavy, byla použita cena podle cenového rozhodnutí ERÚ.

abroad, and also, under certain circumstances, from the limit price set by the ERO. Regulating energy from sources providing ancillary services is assessed against prices of sale bids. The assessment of regulating energy acquired on the balancing market with regulating energy depends on the direction of provided regulating energy and on the direction of the system imbalance.

The system imbalance at each trading hour is defined as the balance of all supplies and overall consumption of all balance responsible parties. It equals the sum of imbalances of all BRPs and is continuously compensated for with regulating energy. The resulting settlement price of the BRP's imbalances is derived from system imbalances. Similarly to the previous years, in 2019 the settlement price of imbalances was calculated as follows:

- where the system imbalance is negative or equals zero, the settlement price is the highest sale bid price of regulating energy supplied at the respective trading hour to offset the negative system imbalance and paid by the Market Operator to the regulating energy provider; if the resulting price is lower than the price set by the ERO price decision, the ERO price shall apply,
- where the system imbalance is positive, the settlement price is the highest sale bid price of regulating energy supplied at the respective trading hour to offset the positive system imbalance and paid by the Market Operator to the regulating energy provider; if the resulting price is lower than the price set by the ERO price decision, the ERO price shall apply,
- where no electricity was provided at some of trading hours as regulating energy through activation of ancillary services, or on the balancing market with regulating energy, or from abroad under a contract, the settlement price set in the ERO price decision shall apply.

The price of the counter-imbalance is also determined; the counter-imbalance is an imbalance of the balance responsible party that is in opposite direction than the system imbalance. The Market Operator sets the settlement price of the counter-imbalance for each trading hour as follows:

- where the system imbalance is negative or equals zero, the settlement price of the counter-imbalance is the weighted average of prices of enabled positive regulating energy (including the balancing market); if no electricity is supplied at the relevant trading hour to ensure the power balance, the price stipulated in the ERO price decision shall apply,
- where the system imbalance is positive, the settlement price of the counter-imbalance is the weighted average of prices of enabled negative regulating energy (including the balancing market); if no electricity is supplied at the relevant trading hour to ensure the electric power system balance, the price stipulated in the ERO price decision shall apply.

Pro příslušný rok je křivka závislosti zúčtovací ceny odchylky (C) na velikosti systémové odchylky pro každou obchodní hodinu stanovována cenovým rozhodnutím ERÚ.

Pro rok 2019 byla zúčtovací cena odchylky (C) stanovena následujícím vzorcem:

- v případě, že je v dané obchodní hodině systémová odchylka (SO) záporná nebo rovna nule:
  C = 2 350 + 5,5 * |SO| [Kč/MWh; MWh],
- v případě, že v dané obchodní hodině je systémová odchylka (SO) kladná:
  C = 1 + 3,5 * |SO| [Kč/MWh; MWh].

FINANČNÍ OHODNOCENÍ ODCHYLEK

Zúčtování a finanční vypořádání odchylek, prováděné operátorem trhu, zajišťuje mezi účastníky trhu s elektřinou úhradu elektřiny, která byla dodána do elektrizační soustavy nebo odebrána z elektrizační soustavy nad rámec sjednaného množství, nebo nebyla dodána do elektrizační soustavy či nebyla odebrána z elektrizační soustavy, přestože byla ve smlouvách sjednána.

Způsob stanovení zúčtovacích cen odchylky a protiodchylky pro jednotlivé obchodní hodiny je popsán v předchozí kapitole. Na základě zúčtování odchylek, prováděného pro každý subjekt zúčtování za každou obchodní hodinu, určuje operátor trhu výši platby subjektu zúčtování za odchylku v každé obchodní hodině. Platba subjektu zúčtování za odchylku se stanoví jako součin velikosti odchylky a zúčtovací ceny.

Výpočet velikostí odchylek všech SZ a jejich ocenění jsou v systému OTE prováděny každý kalendářní den vždy za předcházející den. Jelikož toto denní vyhodnocení obsahuje skutečná měřená data pouze z odběrných míst s měřením typu „A“ – u ostatních typů měření legislativa umožňuje použít předběžná data, provádí operátor trhu po skončení měsíce tzv. měsíční vyhodnocení odchylek, v němž jsou již zahrnuty došlé opravy skutečných měřených dat a předběžných hodnot použitých v rámci denních vyhodnocení. Na základě vyřízení případných reklamací měsíčního vyhodnocení pak provádí operátor trhu závěrečné měsíční vyhodnocení, a to ve 4. měsíci po skončení měsíce, jehož se vyhodnocení týká.

Obdobně i finanční vypořádání odchylek provádí operátor trhu ve třech etapách:

- denní vypořádání ve formě zálohové platby,
- měsíční vypořádání, ve kterém se zúčtovávají zálohy z denního vypořádání a na které se vystavuje daňový doklad, je provedeno po skončení kalendářního měsíce,
- závěrečné měsíční vypořádání, které se provádí pro všechny dotčené subjekty zúčtování po uplynutí lhůty pro podávání reklamací podle obchodních podmínek operátora trhu.

For the specific year, the correlation curve of the settlement price of imbalances (C) with the system imbalance volume is determined for each trading hour by the ERO's price decision.

The following formula was used to determine the settlement price of imbalances (C) for 2019:

- for a negative or zero system imbalance (SI) using the following formula:
  C = 2,350 + 5.5 * |SI| [CZK/MWh; MWh],
- for a positive system imbalance (SI) using the following formula:
  C = 1 + 3.5 * |SI| [CZK/MWh; MWh].

FINANCIAL EVALUATION OF IMBALANCES

The Market Operator carries out settlement of imbalances to ensure that electricity market participants pay for electricity supplied to the power system or consumed from the power system outside the scope of the contracted volume, or was not supplied to or consumed from the power system in breach of contracts.

The method of determining settlement prices of imbalance and counter-imbalance for specific trading hours is described in the previous chapter. Based on the settlement of imbalances performed for each balance responsible party for each trading hour, the Market Operator determines the balance responsible party's payment for the imbalance at each trading hour. The BRP's payment for the imbalance is set as the product of the imbalance volume and settlement price.

The calculation of the volumes of imbalances of all balance responsible parties and their evaluation are carried out in the OTE system each calendar day for the preceding day. Since the daily evaluation comprises actual metered data only from type "A" points of consumption – legislation allows using preliminary data for other types of metering – the Market Operator carries out monthly evaluation of imbalances at the end of the month, including received adjustments of actual metered data and preliminary values used for daily evaluations. After settling any claims pertaining to monthly evaluation, the Market Operator performs final monthly evaluation in the fourth month after the end of the month subject to evaluation.

The Market Operator carries out settlement of imbalances in a similar manner in three stages:

- daily settlement in the form of an advance payment,
- monthly settlement, in which advance payments from the daily settlement are reconciled and for which tax documents are issued, is carried out after the end of the calendar month,
- final monthly settlement carried out for all involved balance responsible parties after the expiry of the period for filing claims under the Market Operator's Business Terms.

Výsledky výpočtu jsou pro každý SZ dostupné přes internetovou adresu **https://portal.ote-cr.cz** a souhrnné hodnoty jsou zveřejňovány i na veřejném webu OTE.

Dosažené hodnoty zúčtovací ceny odchylky a ceny protiodchylky v roce 2019 v závislosti na velikosti systémové odchylky jsou graficky znázorněny na obrázku 7. Progresivní cena odchylky, závislá na velikosti systémové odchylky, i rozdíl mezi cenou odchylky a cenou protiodchylky, jsou dostatečným impulzem pro subjekty zúčtování k minimalizaci jejich odchylek i k poskytnutí případného přebytku či nedostatku elektřiny na vyrovnávacím trhu s regulační energií.

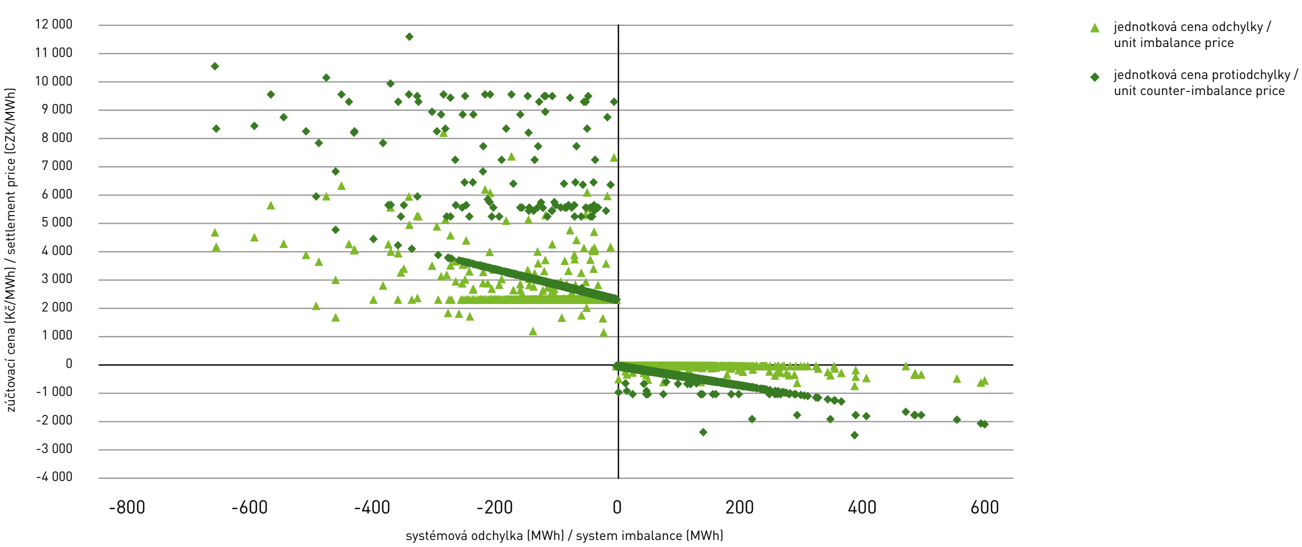
Each BRP can access the results of the calculation at **https://portal.ote-cr.cz**, whereas summarized values are posted on OTE's public website.

Settlement prices of imbalances and counter-imbalances in 2019 in relation to the volume of system imbalances are documented in Figure 7. Progressive imbalance prices in relation to the volume of system imbalances and the difference between the imbalance price and the counter-imbalance price provide a sufficient incentive for balance responsible parties to minimize their imbalances and to put any electricity excess or shortage thereof on the balancing market with regulating energy.

Obrázek 7 • Figure 7

Zúčtovací cena odchylky a protiodchylky v roce 2019

Settlement prices of imbalances and counter-imbalances in 2019



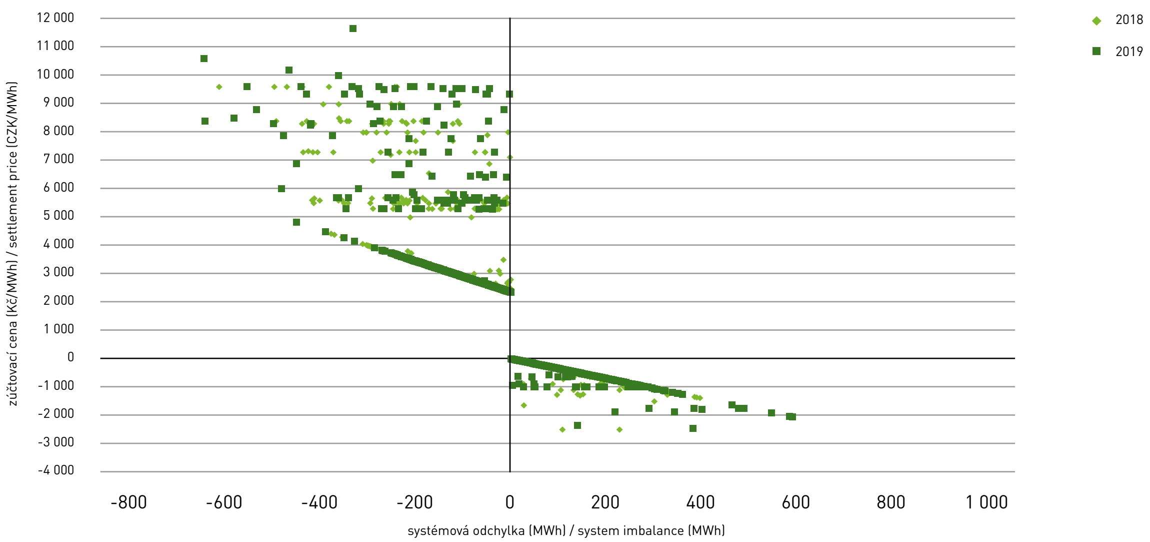
Pro porovnání jsou na obrázku 8 zobrazeny hodnoty zúčtovací ceny odchylky za uplynulé dva roky (2018 a 2019). Z grafu je zřejmá stále těsnější závislost zúčtovací ceny na systémové odchylce odpovídající nastavení omezující křivky ERÚ.

For comparison, Figure 8 shows imbalance settlement prices for the past two years (2018 and 2019). The chart illustrates a growing correlation between settlement prices and system imbalances corresponding to the ERO limit curve.

Obrázek 8 • Figure 8

Zúčtovací cena odchylky v letech 2018 a 2019

Settlement prices of imbalances in 2018 and 2019



Průměrná cena odchylek v letech 2017 až 2019 je uvedena v tabulce 1. V porovnání s předchozím rokem je patrné, že ve sledovaných případech se průměrné ceny kladné odchylky mírně zvýšily, naopak průměrné ceny záporné odchylky se snížily. Průměrná cena kladné odchylky při systémové odchylce kladné se zvýšila o 6,23 Kč/MWh, průměrná cena záporné odchylky při systémové odchylce záporné se snížila meziročně v průměru o 18,65 Kč/MWh. Průměrná cena protiodchylky, tzn. odchylky SZ ve směru opačném vůči systémové odchylce, se v případě kladné protiodchylky zvýšila o téměř 10 Kč/MWh.

Table 1 shows average prices of imbalances in 2017–2019. Compared with the previous year, average prices of positive imbalances moderately increased in case of negative system imbalances, on the contrary, the average prices of the negative imbalances decreased. Average prices of positive imbalances increased by CZK 6.23/MWh in the event of positive system imbalances; average prices of negative imbalances in the event of negative system imbalances dropped by CZK 18.65/MWh year-on-year. Average prices of counter-imbalances, i.e. BRP's imbalances in the opposite direction to system imbalances, increased almost by CZK 10/MWh in the event of positive counter-imbalances.

Tabulka 1 • Table 1

Průměrná platba subjektu zúčtování za odchylku (Kč/MWh)

Average payments of balance responsible parties for imbalances (CZK/MWh)

	systémová odchylka kladná / positive system imbalance		systémová odchylka záporná / negative system imbalance	
	odchylka SZ + BRP's positive imbalance	odchylka SZ - BRP's negative imbalance	odchylka SZ + BRP's positive imbalance	odchylka SZ - BRP's negative imbalance
2017	-274,01	-3,64	2 382,71	2 928,15
2018	-236,65	4,05	2 398,24	3 008,45
2019	-242,88	-3,36	2 408,04	2 989,79

Pro posouzení vývoje odchylek SZ, a tím i vývoje celkového chování subjektů zúčtování, jsou použity následující statistické ukazatele:

Střední hodnota – parametr rozdělení náhodné veličiny, který je definován jako vážený průměr daného rozdělení.

Medián – hodnota, jež dělí řadu podle velikosti seřazených výsledků na dvě stejně početné části.

Modus – hodnota, která se v daném statistickém souboru vyskytuje nejčastěji (hodnota znaku s největší relativní četností). Představuje jakousi typickou hodnotu sledovaného souboru, určení předpokládá roztřídění souboru podle obměn znaku.

Pro tyto ukazatele platí, že čím více se jejich hodnoty vzájemně blíží, tím je symetričtější rozdělení četností dané veličiny.

Obrázky 9 a 10 prezentují statistické ukazatele kladných a záporných odchylek SZ za roky 2017 až 2019. Symetričnost těchto statistických ukazatelů se téměř nemění a pokračuje tak v trendu z posledních let.

To assess the trend in BRP's imbalances and overall behaviour of balance responsible parties, the following statistical indicators were used:

Arithmetic mean – the value of division of a random quantity defined as the weighted mean of the given division.

Median – the value separating a list of numbers arranged in the order of size into two equal parts.

Mode – the value that occurs the most frequently in a statistical data set (the value of the character with the highest relative frequency). It represents a kind of typical value of the observed population; its determination presumes classification of the population according to variations of the character.

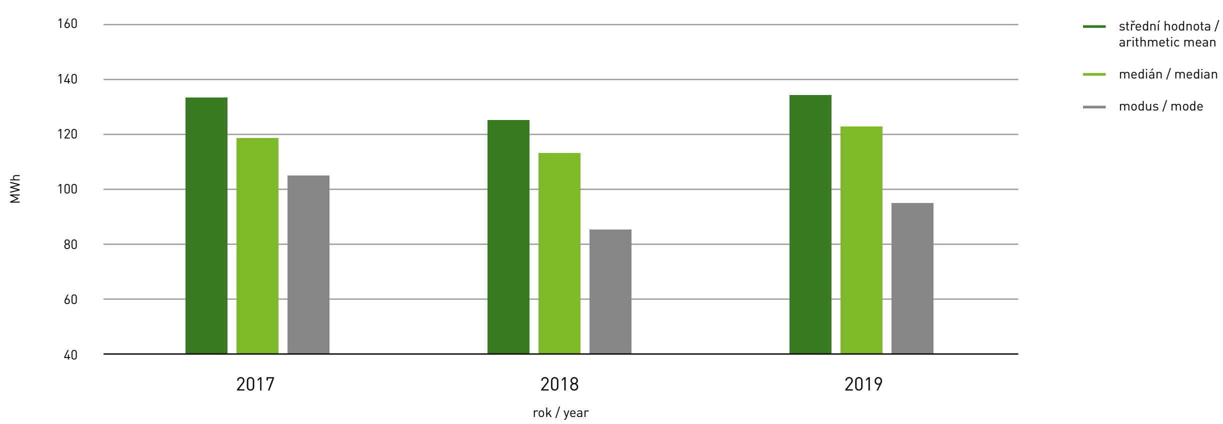
It applies that the more similar are the values of these indicators, the more symmetrical is the division of frequency of the specific indicator.

Figures 9 and 10 present statistical indicators of positive and negative imbalances of balance responsible parties in 2017–2019. The symmetry of the statistical indicators is almost unchanged, reflecting the trend of the past years.

Obrázek 9 • Figure 9

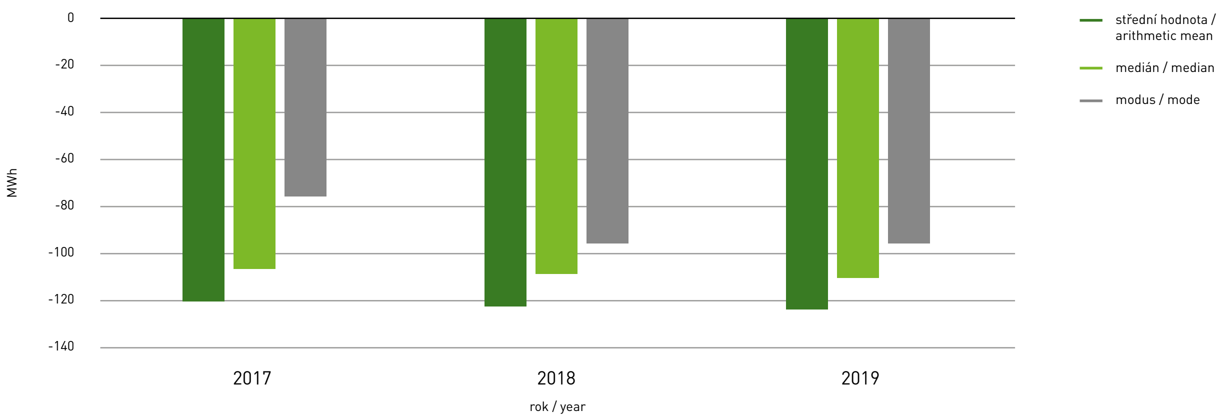
Statistické ukazatele pro hodinový součet kladných odchylek SZ

Statistical indicators of the hourly sum of BRP's positive imbalances



Obrázek 10 • Figure 10

Statistické ukazatele pro hodinový součet záporných odchylek SZ
Statistical indicators of the hourly sum of BRP's negative imbalances

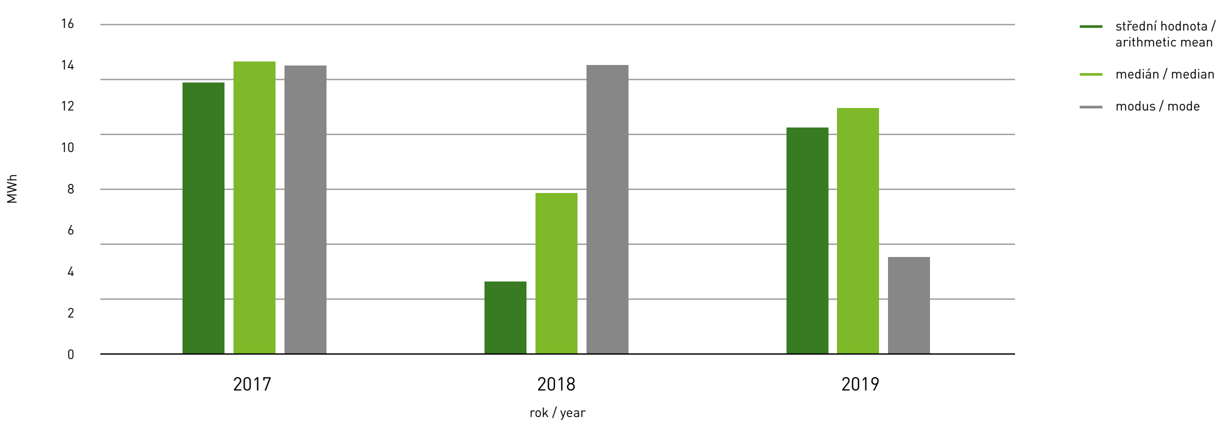


Vývoj symetrie u systémové odchylky je zobrazen na následujícím obrázku 11.

Figure 11 below shows the trend in system imbalance symmetry.

Obrázek 11 • Figure 11

Statistické ukazatele systémové odchylky
Statistical indicators of system imbalances



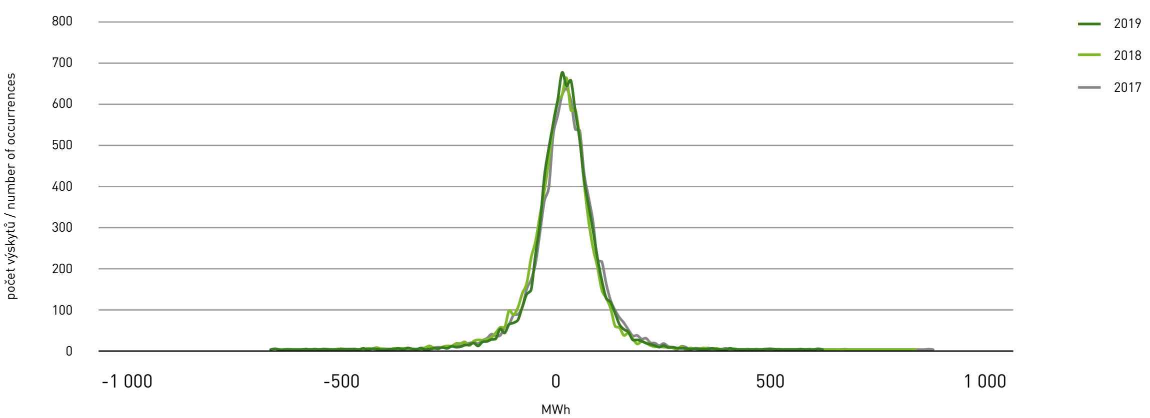
Vliv progresivní závislosti ceny odchylky na velikost systémové odchylky a její pozitivní dopad na chování subjektů zúčtování s cílem minimalizovat jejich odchylku je patrný na obrázku 12, kde je porovnána četnost výskytu velikosti systémové odchylky za předcházející léta. Z grafu je patrný nárůst četností velikosti systémové odchylky blížící se hodnotě „0" v roce 2019.

The impact of progressive correlation between the imbalance price and the volume of system imbalances and its positive impact on the behaviour of balance responsible parties with the aim to minimize their imbalances is illustrated in Figure 12, comparing the frequency of occurrence of system imbalance volumes in previous years. The graph shows an apparent increase in frequency of system imbalance volumes nearing "0" in 2019.

Obrázek 12 • Figure 12

Četnost velikosti systémové odchylky v letech 2017–2019

Frequency of system imbalance volumes in 2017–2019



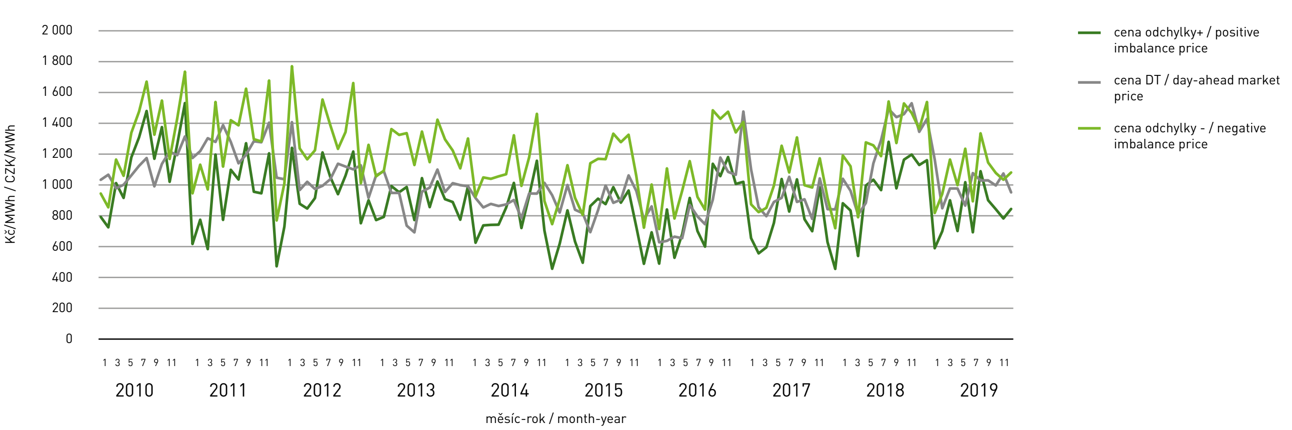
Průběh průměrných měsíčních cen kladné a záporné odchylky a průměrné měsíční ceny z denního trhu v posledních deseti letech dokumentuje obrázek 13.

Figure 13 documents the development of average monthly prices of positive and negative imbalances and prices on the day-ahead market over the past ten years.

Obrázek 13 • Figure 13

Průměrné měsíční ceny kladné a záporné odchylky a průměrné měsíční ceny z denního trhu v letech 2010–2019

Average monthly prices of positive and negative imbalances and average monthly prices on the day-ahead market in 2010–2019



CELKOVÉ ROČNÍ OBJEMY ODCHYLEK A POSKYTNUTÉ REGULAČNÍ ENERGIE

Regulační energii opatřuje provozovatel přenosové soustavy (PPS) aktivací podpůrných služeb (PpS), nákupem na vyrovnávacím trhu s regulační energií a dále nákupem regulační energie ze zahraničí. Celkovou bilanci objemů odchylek a objemů regulační energie zúčtovaných v OTE v roce 2019 ukazuje obrázek 14, odpovídající platby jsou znázorněny na obrázku 15.

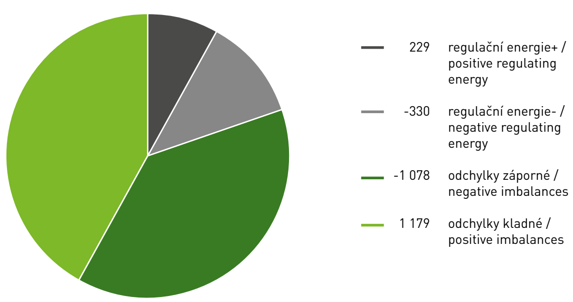
TOTAL ANNUAL VOLUMES OF IMBALANCES AND REGULATING ENERGY PROVIDED

The transmission system operator (TSO) acquires regulating energy by enabling ancillary services (AS), purchases on the balancing market with regulating energy and purchases of regulating energy abroad. Figure 14 shows the total balance of volumes of imbalances and of regulating energy settled by OTE in 2019. The corresponding payments are documented in Figure 15.

Obrázek 14 • Figure 14

Celkové roční objemy odchylek SZ a regulační energie (GWh) účtované v CS OTE v roce 2019

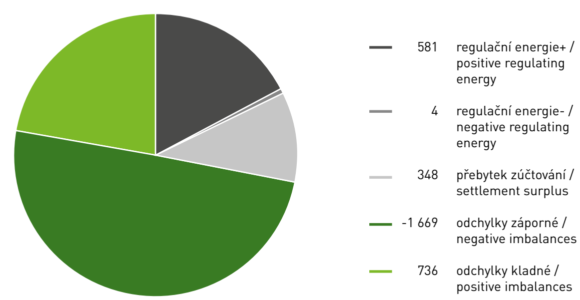
Total annual volumes of BRP's imbalances and regulating energy (in GWh) settled in CS OTE in 2019



Obrázek 15 • Figure 15

Celkové roční objemy plateb zaplacených nebo inkasovaných za odchylky a regulační energii v roce 2019 v mil. Kč

Total annual volumes of payments executed or collected for imbalances and regulating energy in 2019 in CZK million



Porovnání celkových ročních objemů odchylek a regulační energie za poslední tři roky je znázorněno na obrázku 16, porovnání dle celkových ročních objemů plateb za odchylky a regulační energii v Kč je pak patrné z obrázku 17.

V roce 2019 se objem záporné odchylky SZ oproti roku 2018 zvýšil o 11,7 GWh, nicméně výdaje subjektů zúčtování za tento typ odchylky se meziročně snížily o cca 140 mil. Kč. Objem kladné odchylky SZ se v roce 2019 zvýšil o téměř 81 GWh ve srovnání s předchozím rokem, ale i přes tuto skutečnost se i platby za kladnou odchylku přibližně o 20 mil. Kč proti roku 2018 snížily. Objem regulační energie využité pro vyrovnání záporné systémové odchylky se v roce 2019 mírně snížil (229 GWh v roce 2019 oproti 280 GWh v roce 2018), což se promítlo i do snížení nákladů na její pořízení – v roce 2018 činily 701 mil. Kč, v roce 2019 však již pouze 581 mil. Kč. Naopak objem regulační energie využité pro vyrovnání kladné systémové odchylky se v roce 2019 ve srovnání s předchozím rokem zvýšil o 18 GWh (312 GWh v roce 2018, 330 GWh v roce 2019, přičemž náklady subjektů zúčtování na pořízení tohoto typu regulační energie používané pro vyrovnání

Comparisons of total yearly volumes of imbalances and regulating energy volumes for the past three years are illustrated in Figure 16 and comparisons of total yearly payments for imbalances and regulating energy in CZK are shown in Figure 17.

In 2019 the volume of negative imbalances of balance responsible parties increased by 11.7 GWh year-on-year, however expenses incurred by BRPs for this type of imbalances dropped by approx. CZK 140 million year-on-year. The volume of positive imbalances of BRPs in 2019 increased by almost 81 GWh compared to the previous year, however, payments made by balance responsible parties for positive imbalances dropped by approximately CZK 20 million year-on-year. The volume of regulating energy used to offset the negative system imbalance decreased slightly in 2019 (229 GWh in 2019 versus 280 GWh in 2018), which was also reflected in a reduction in the cost of its acquisition - in 2018 it amounted to CZK 701 million in 2019, however, only 581 million CZK. Conversely, the amount of regulating energy used to offset the positive system imbalance increased by 18 GWh in 2019 compared to the previous year (312 GWh in 2018, 330 GWh in 2019, with kladné systémové odchylky v roce 2019 činily cca 4 mil. Kč). Stejně jako v předchozích letech tedy platilo, že výdaje za regulační energii použitou pro vyrovnání kladné systémové odchylky byly podstatně nižší než výdaje za regulační energii použitou pro vyrovnání záporné systémové odchylky.

Saldo výdajů a příjmů subjektů zúčtování za odchylku v roce 2019 bylo o 120 mil. Kč nižší než v roce 2018. Poskytovatelům regulační energie bylo za regulační energii ve stejném období vyplaceno cca o 100 mil. Kč méně. Přebytek zúčtování regulační energie v roce 2019 dosáhl 348 mil. Kč, ve srovnání s předchozím rokem tak došlo k jeho snížení o téměř 12 mil. Kč.

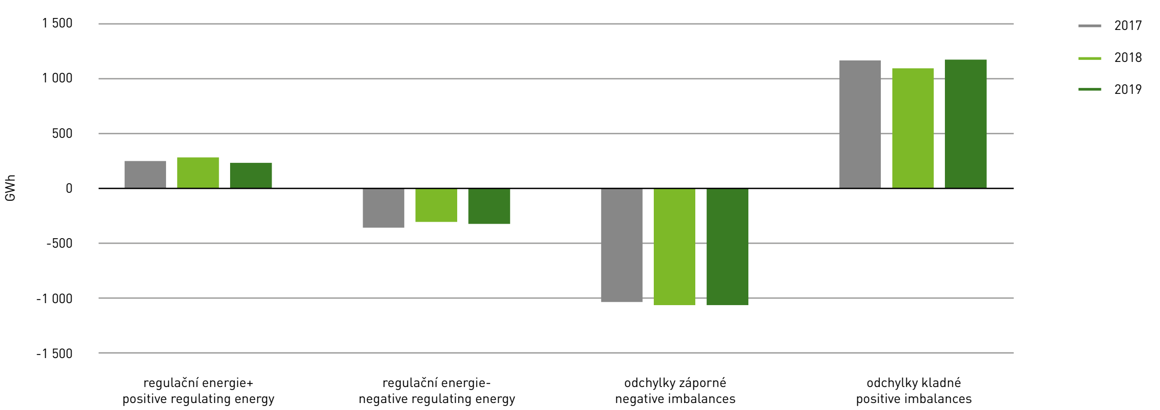
clearing entities' costs of acquiring this type of regulating energy used to offset the positive system imbalance in 2019 amounted to approximately CZK 4 million). Thus, as in previous years, the expenditure on regulating energy used to offset the positive system imabalance was substantially lower than the expenditure on regulating energy used to offset the negative system imbalance.

The expenditure and revenue balance of BRPs for imbalances in 2019 decreased by CZK 120 million year-on-year. Payments received by regulating energy providers in the same period decreased by approximately CZK 100 million. The surplus of regulating energy settlement totalled CZK 348 million in 2019, representing a decrease of CZK 12 million year-on-year.

Obrázek 16 • Figure 16

Celkové roční objemy odchylek a regulační energie – srovnání uplynulých tří let

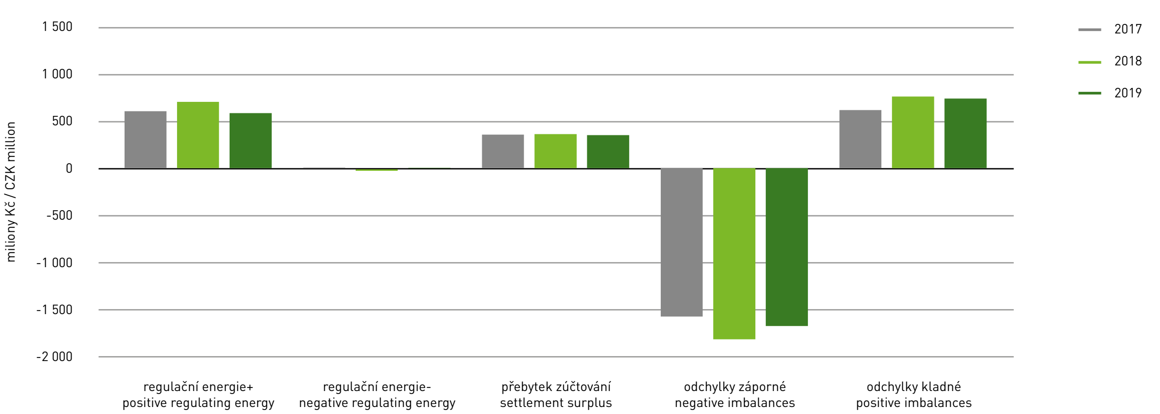
Total annual volumes of imbalances and regulating energy in the past three years



Obrázek 17 • Figure 17

Celkové roční objemy plateb za odchylky a regulační energii v letech 2017–2019

Total annual volumes of payments for imbalances and regulating energy in 2017–2019



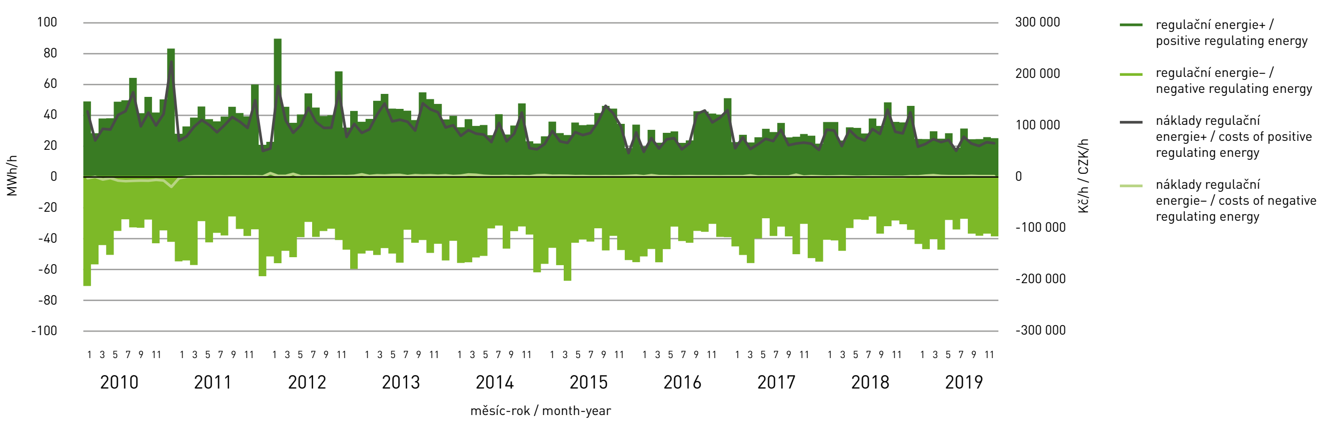
Vývoj průměrných hodinových plateb za poskytnutou kladnou a zápornou regulační energii ukazuje obrázek 18. Na pozadí tohoto obrázku je vidět hodinový průměr poskytnutého množství regulační energie v jednotlivých měsících let 2010 až 2019.

Figure 18 documents the trend in average hourly payments for positive and negative regulating energy rendered. The chart also shows average hourly volumes of provided regulating energy in specific months of 2010-2019.

Obrázek 18 • Figure 18

Vývoj průměrných hodinových plateb za poskytnutou regulační energii a průměrného hodinového objemu využité regulační energie v jednotlivých měsících v letech 2010–2019

Average hourly payments paid for regulating energy rendered and average hourly volumes of utilized regulating energy in specific months in 2010–2019



ZMĚNA DODAVATELE

Od 1. 1. 2006 je trh s elektřinou v ČR otevřen všem odběratelům, každý z nich si může vybrat dodavatele elektřiny podle svého rozhodnutí. V Centrálním systému operátora trhu (CS OTE) je každá změna dodavatele vztažena ke konkrétnímu odběrnému místu (OPM), tj. k měřenému místu, kde dochází k předání a převzetí elektřiny mezi dvěma účastníky trhu, resp. k odběru elektrické energie. Každá změna dodavatele, kterou je nahrazen obchodník vertikálně integrovaného podnikatele, si tak vyžádá novou registraci odběrného místa v systému operátora trhu. Tím je zajištěna evidence měřených dodávek a odběrů elektrické energie jednotlivých dodavatelů do soustavy České republiky a jejich přiřazení k příslušným subjektům zúčtování. Vývoj počtu výrobních a spotřebních OPM dle jednotlivých typů měření je znázorněn na obrázku 19. Významný nárůst počtu odběrných míst registrovaných v CS OTE, který je z grafu patrný zejména ve druhé polovině roku 2017, je způsoben postupnou registrací odběrných míst v CS OTE i v případech, kdy dodávku elektřiny do těchto odběrných míst zajišťuje tzv. obchodník vertikálně-integrovaného podnikatele. V letech 2018 a 2019 jednotliví provozovatelé distribučních soustav v tomto trendu postupné registrace

CHANGE OF SUPPLIER

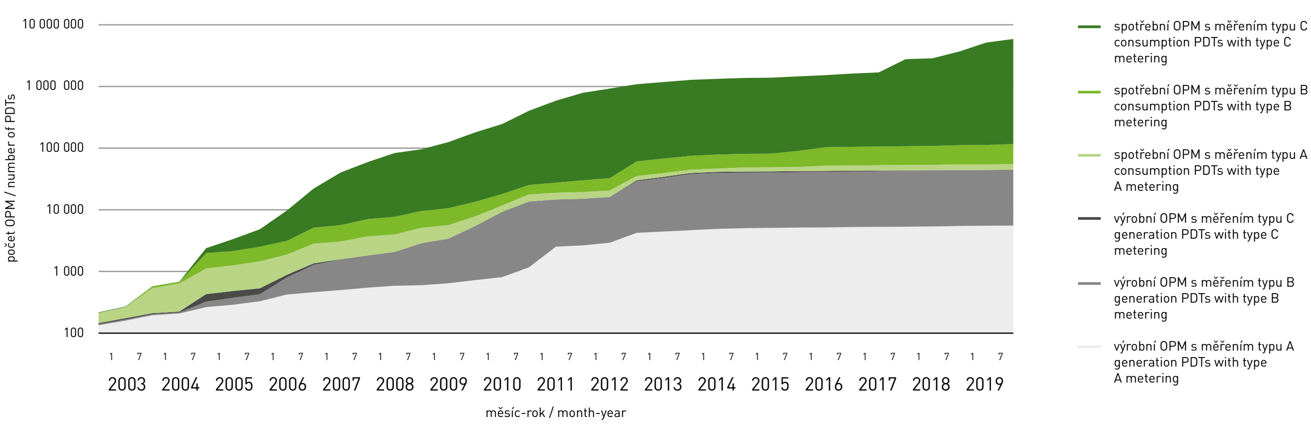
Since 1 January 2006, the electricity market in the Czech Republic has been open for all customers. Each consumer may select a supplier of his choice. In the Central System of the Market Operator (CS OTE), each change of supplier is assigned to a specific point of delivery/transfer (PDT), i.e. to the place of metering electricity supplied and taken between two market participants, or electricity consumption. Each change of supplier, which results in the replacement of the trader of a vertically integrated entity, necessitates new registration of PDT in the Market Operator's system. This ensures recording of specific suppliers' metered electricity supplied to and taken from the power system of the Czech Republic and their allocation to respective balance responsible parties. Figure 19 shows the numbers of generation and consumption PDTs according to types of metering. A significant increase in the number of points of delivery registered in CS OTE, which can be seen in the chart in particular in the second half of 2017, is due to the ongoing registration of points of delivery in CS OTE even in cases where supply of electricity to these points of delivery is provided by traders of vertically integrated entities. In 2018 and 2019, individual distribution system operators continued this trend of všech odběrných míst v centrálním systému operátora trhu pokračovali. Na konci roku 2019 tak bylo dosaženo cílového stavu, kdy každé odběrné místo připojené do české elektrizační soustavy (v ČR je cca 6 mil. takových odběrných míst) je samostatně registrováno v CS OTE.

gradual registration of all supply points in the central system of the market operator. Thus, at the end of 2019, the target state was reached, with each point of delivery/transfer connected to the Czech electricity system (there are approximately 6 million such points of delivery/transfer in the Czech Republic) separately registered in CS OTE.

Obrázek 19 • Figure 19

Počet výrobních a spotřebních OPM registrovaných v Centrálním systému operátora trhu

Number of generation and consumption PDTs registered with the Central System of the Market Operator



Tabulka 2 udává počty OPM, na kterých v daném roce a měsíci došlo ke změně dodavatele.

Table 2 shows the number of PDTs where changes of supplier occurred in the specific year and month.

Tabulka 2 • Table 2

Počet uskutečněných změn dodavatele elektřiny

Number of executed changes of electricity supplier

měsíc / month	počet uskutečněných změn dodavatele elektřiny / number of executed changes of electricity supplier rok / year			
	2003-2016	2017	2018	2019
leden / January	653 948	100 449	89 526	128 928
únor / February	183 116	19 468	25 993	32 056
březen / March	182 829	24 268	27 377	31 097
duben / April	195 735	22 104	32 322	24 762
květen / May	167 478	23 718	49 988	28 282
červen / June	174 463	22 183	55 039	30 790
červenec / July	181 235	27 449	26 026	30 084
srpen / August	191 610	24 574	22 075	28 439
září / September	192 010	28 022	145 277	27 443
říjen / October	197 725	22 230	35 036	27 945
listopad / November	208 561	21 170	36 565	31 306
prosinec / December	205 258	22 212	25 287	29 565
celkem / total	**2 733 968**	**357 847**	**570 511**	**450 697**
celkem 2003–2019 / total in 2003–2019		**4 113 023**		

V roce 2019 bylo v systému operátora trhu registrováno 450 697 změn dodavatele elektrické energie na jednotlivých OPM. Tradičně se nejvíce změn dodavatele uskutečňuje k 1. 1., ať už z důvodu ročních výběrových řízení či obchodní politiky jednotlivých dodavatelů, ale i v ostatních měsících je patrná snaha dodavatelů získat další zákazníky, což potvrzuje poměrně rovnoměrné rozložení počtu změn dodavatele během roku.

Ze statistiky počtu změn dodavatele evidovaných v Centrálním systému operátora trhu lze vypozorovat, že podobně jako v minulých letech i v roce 2019 spotřebitelé hojně využívali možnost změnit si svého dodavatele elektřiny. Patrně hlavním důvodem, který koncové zákazníky ke změně dodavatele elektřiny vede, je výrazný růst velkoobchodních cen energií, které následně obchodníci promítají do koncových cen pro zákazníky. Odběratelé se tak daleko více zajímají, zda by změnou dodavatele mohli snížit stoupající náklady za dodávku elektřiny a v případě výhodnější nabídky na trhu přecházejí ke konkurenčnímu dodavateli. Trh s elektřinou však i v roce 2019 muselo opustit několik společností, které v průběhu roku již nebyly schopny dodávat elektřinu svým zákazníkům. Ti tak byli převedeni k dodavateli poslední instance nebo si vybrali jiného dodavatele. Mezi důvody patřilo nezajištění služby distribuční soustavy a následné zrušení licence pro obchod s elektřinou nebo neplnění finančních podmínek zúčtování odchylek. Dodavatel poslední instance má zákonnou povinnost dodávat elektřinu zákazníkovi nejdéle po dobu 6 měsíců. Během této doby si však dotčení zákazníci převedení k dodavateli poslední instance, mají možnost zvolit jiného dodavatele elektřiny. Kumulovaný počet uskutečněných změn dodavatele registrovaných v systému operátora trhu od roku 2010 je znázorněn na obrázku 20.

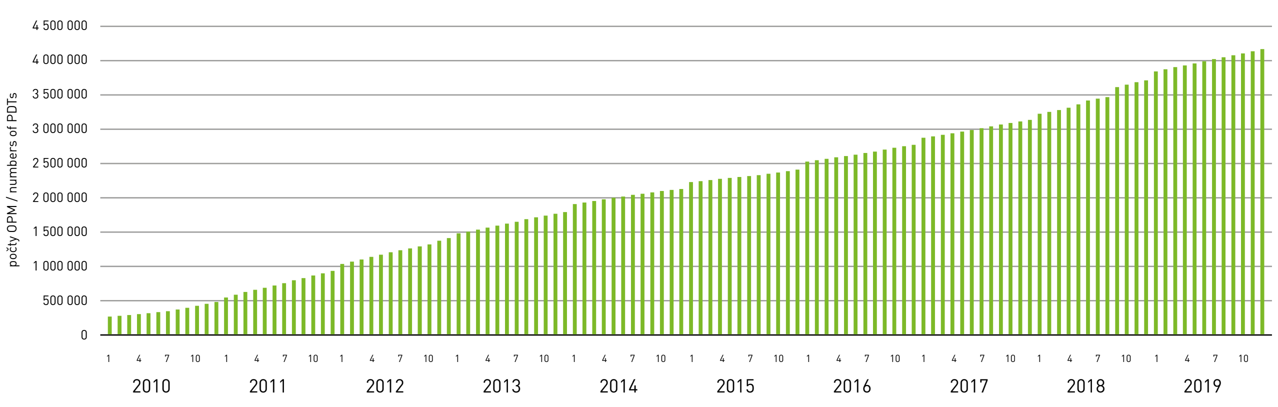
A total of 450,697 changes of electricity supplier at PDTs were registered in the Market Operator's system in 2019. Typically, most changes occur as at 1 January due to annual tenders and business policies of suppliers, nonetheless, suppliers endeavour to win over more customers in other months of the year as well, which is evidenced by a relatively even distribution of change of supplier numbers during the year.

From the statistics on the number of changing of supplier recorded in the Central System of the Market Operator, it can be seen that, as in previous years, in 2019 consumers used the opportunity to change their electricity supplier abundantly. Perhaps the main reason for end customers to change their electricity supplier is a significant increase in wholesale energy prices, which are then reflected in retail prices by customers. Consumers are therefore much more interested in changing their supplier to reduce rising electricity supply costs and switching to a competing supplier. However, in 2019 the electricity market had to leave several companies that were no longer able to supply electricity to their customers during the year. They were transferred to the supplier of last resort or chose another supplier. The reasons were the failure to secure the distribution system service and the subsequent cancellation of the electricity trading license or the non-compliance with the financial conditions for the settlement of imbalances. The supplier of last resort is legally obliged to supply electricity to the customer for a maximum period of 6 months. However, during that time, the customers transferred to the supplier of last resort have the option to choose another electricity supplier. The cumulative number of vendor changes registered in the market operator system since 2010 is shown in Figure 20.

Obrázek 20 • Figure 20

Kumulovaný nárůst počtů změn dodavatele (údaje k 31. 12. 2019)

Cumulated number of registered changes of supplier (data as available at 31 December 2019)



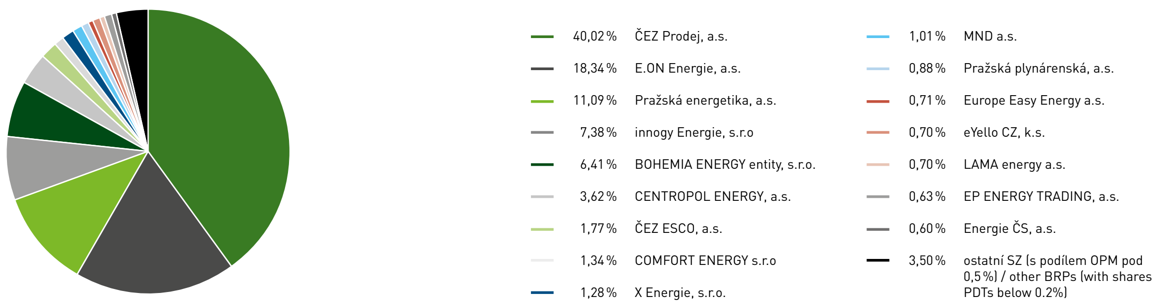
Obrázek 21 ukazuje přibližný podíl dodavatelů elektřiny na počtu odběrných a předacích míst v elektroenergetice k 31. 12. 2019.

Figure 21 shows approximate shares of electricity suppliers in the number of points of delivery/transfer in the power sector as at 31 December 2019.

Obrázek 21 • Figure 21

Podíl dodavatelů na počtu OPM k 31. 12. 2019

Shares of suppliers in the number of PDTs at 31 December 2019



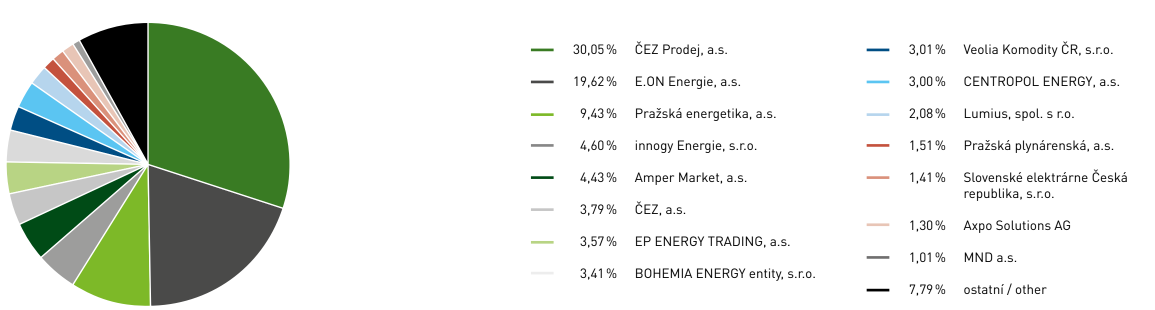
V souladu s legislativou musí být každému odběrnému nebo předacímu místu účastníka trhu s elektřinou přiřazen subjekt zúčtování. Jinými slovy – odběr elektřiny nebo dodávka elektřiny do předávacího místa bez smlouvy o zúčtování odchylek nebo smlouvy, jejímž předmětem je přenesení odpovědnosti za odchylku na subjekt zúčtování, který trvá déle než 10 pracovních dní, je považován za neoprávněný odběr elektřiny z elektrizační soustavy nebo za neoprávněnou dodávku elektřiny do elektrizační soustavy. Obrázek 22 zachycuje podíly jednotlivých SZ na spotřebě elektřiny v ČR v roce 2019 po zohlednění předání odpovědností za odchylky v odběrných místech mezi jednotlivými dodavateli a příslušnými SZ.

In accordance with legislation, each point of delivery/transfer of the market participant must have assigned a balance responsible party. In other words, consumption of electricity from the point of delivery or supply of electricity to the point of delivery without an Agreement on settlement of imbalances or an Agreement for transfer of responsibility for imbalances to the balance responsible party, for the duration of more than 10 business days, are deemed unauthorized offtake of electricity from the electric power system or unauthorized supply of electricity to the electric power system. Figure 22 shows shares of individual BRPs in electricity consumption in the Czech Republic in 2019 after taking into account transfer of responsibility for imbalances at points of delivery between suppliers and relevant BRPs.

Obrázek 22 • Figure 22

Podíly jednotlivých SZ na spotřebě elektřiny v ČR za rok 2019 (graf zobrazuje jen SZ s podílem vyšším než 1 %)

Shares of specific BRPs in electricity consumption in CR in 2019 (the chart shows only BRPs with shares larger than 1%)



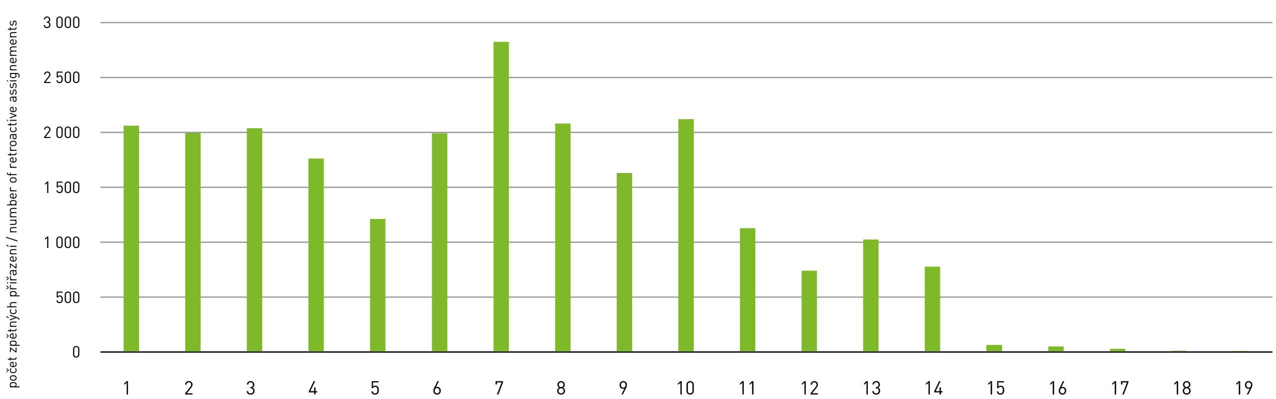
Podle energetického zákona je od 1. 1. 2016 za neoprávněný odběr elektřiny z elektrizační soustavy považován mj. i odběr elektřiny bez smlouvy o zúčtování odchylek nebo smlouvy, jejímž předmětem je přenesení odpovědnosti za odchylku na subjekt zúčtování trvající déle než 10 pracovních dní. Jestliže u odběrného místa registrovaného u operátora trhu dojde ke změně dodavatele, je od 1. 1. 2016 dle platných právních předpisů tento nový dodavatel a příslušný subjekt zúčtování v informačním systému operátora trhu přiřazen k odběrnému místu zákazníka také až na bezprostředně předcházejících 10 pracovních dní, pokud v tomto období dané odběrné místo u operátora trhu nemá registrovaného žádného dodavatele. V roce 2019 byl tento postup řešící registraci nenavazující dodávky uplatněn operátorem trhu u 22 139 odběrných míst. Z obrázku 23 je patrné, že v roce 2019 bylo z hlediska období trvání přetržky rozložení těchto případů poměrně rovnoměrné.

As at 1 January 2016, under the Energy Act, unauthorized consumption of electricity from the power system shall be deemed, inter alia, consumption of electricity without a contract for settlement of imbalances or a contract for transfer of imbalance responsibility to the balance responsible party for more than ten business days. If a point of delivery registered with the Market Operator changes its supplier, as at 1 January 2016 pursuant to applicable regulations the new supplier and the relevant balance responsible party shall be assigned in the Market Operator's information system to the customer point of delivery also for immediately preceding ten business days, provided the relevant point of delivery has not registered any supplier with the Market Operator in this period. In 2019 the Market Operator applied the procedure addressing registration of discontinued supply for 22,139 points of delivery. Figure 23 demonstrates that the distribution is fairly uniform in cases of supplier's registration interruptions lasting one day or more.

Obrázek 23 • Figure 23

Počet zpětných přiřazení dodavatele k odběrnému místu v roce 2018 dle délky období (1 až 19 dnů), v němž ke zpětnému přiřazení dodavatele došlo

Number of retroactive assignments of suppliers to points of delivery/transfer in 2019 according to the length of the period (1–19 days), in which the retroactive assignment of the supplier occurred



ÚČASTNÍCI TRHU S ELEKTŘINOU

Na trhu s elektřinou působí aktivně tito licencovaní účastníci:
- subjekt zúčtování (SZ),
- dodavatel,
- účastník s přístupem na vyrovnávací trh (VT),
- poskytovatel podpůrných služeb,
- provozovatel distribuční soustavy (PDS),
- provozovatel přenosové soustavy,
- výrobci (viz kapitola Podporované zdroje energie a záruky původu).

Obchodníky na trhu s elektřinou mohou být buď dodavatelé koncovým zákazníkům s přenesenou odpovědností za svou odchylku, nebo subjekty zúčtování, kterým je kromě dodávky elektřiny umožněno také obchodovat na krátkodobých trzích s elektřinou.

Na energetickém trhu vystupují vedle velkých obchodníků i malé a střední společnosti nejčastěji v roli dodavatele energií, což potvrzuje nárůst počtu dodavatelů s přenesenou odpovědností za svou odchylku v roce 2019, který dosáhl 18 % oproti předešlému roku. Nárůst nastal i u subjektů zúčtování, kde došlo k meziročnímu nárůstu o 6 % oproti roku 2018. U ostatních kategorií registrovaných účastníků trhu, např. u poskytovatelů podpůrných služeb či provozovatelů lokálních distribučních soustav, byl zaznamenán mírný meziroční pokles, přičemž někteří provozovatelé lokálních distribučních soustav jsou zároveň dodavateli do vlastní distribuční soustavy. Tabulka 3 znázorňuje počet registrovaných účastníků trhu s elektřinou podle typu účastníka ke dni 31. 12. 2019 a meziroční změnu oproti dni 31. 12. 2018.

ELECTRICITY MARKET PARTICIPANTS

The following licenced participants take an active part in the electricity market:
- Balance responsible party (BRP),
- Supplier,
- Participant with access to the balancing market (BMR),
- Provider of ancillary services (AS),
- Distribution system operator (DSO),
- Transmission system operator (TSO),
- Producers (see chapter Supported Energy Sources and Guarantees of Origin).

Electricity market traders may be suppliers to final customers with transferred responsibility for their imbalances or balance responsible parties that, in addition to supplying electricity, are also licenced to trade on short-term electricity markets.

On the energy market, besides large traders, small and medium-sized companies are also most often in the role of energy supplier, confirming the increase in the number of delegated suppliers for their imbalance in 2019, reaching 18% compared to the previous year. There was also an increase in the number of balance responsible parties, where there was a year-on-year increase of 6% compared to 2018. Other categories of registered market participants, such as providers of ancillary services or local distribution system operators, recorded a slight year-on-year decline, while some local distribution system operators are also suppliers to their own distribution system. Table 3 shows the number of registered electricity market participants by type of participant as at 31 December 2019 and the year-on-year change from 31 December 2018.

Tabulka 3 • Table 3

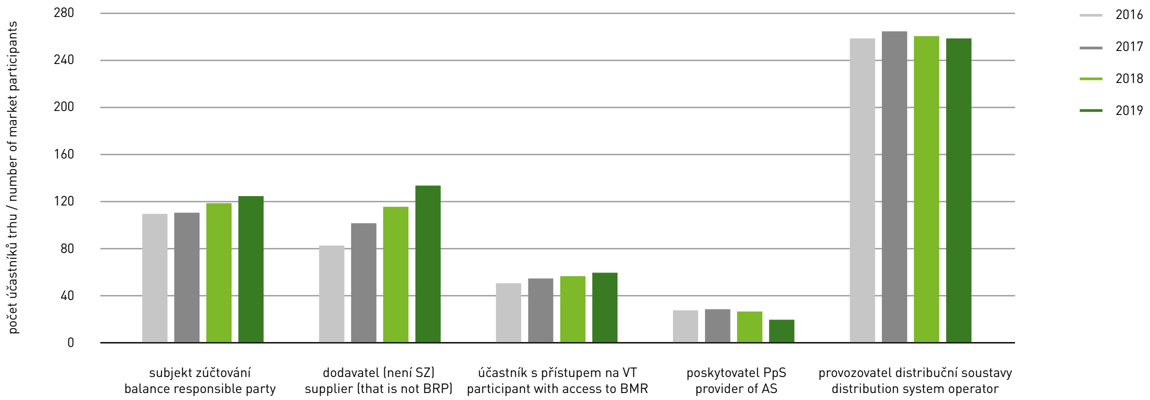
Počet účastníků trhu s elektřinou ke dni 31. 12. 2019
Number of electricity market participants at 31 December 2019

typ účastníka / type of participant	počet k 31. 12. 2019 number at 31 December 2019	meziroční změna year-on-year change
subjekt zúčtování / balance responsible party	124	+6
dodavatel / supplier	133	+18
účastník s přístupem na VT / participant with access to BMR	59	+3
poskytovatel PpS / AS provider	19	-7
provozovatel distribuční soustavy / distribution system operator	258	-2
provozovatel přenosové soustavy / transmission system operator	1	0

Obrázek 24 • Figure 24

Počet účastníků na trhu s elektřinou registrovaných u OTE v letech 2016–2019

Number of electricity market participants registered with OTE in 2016–2019



Jsme připraveni na nové výzvy a příležitosti vycházející z unijní legislativy.

We are ready for new challenges and opportunities based on EU legislation.

TRH S PLYNEM
GAS MARKET

Rok 2019 byl rokem desátým, ve kterém operátor trhu prováděl vypořádání a zúčtování odchylek subjektů zúčtování působících na liberalizovaném trhu s plynem. Každý takový subjekt musí registrovat své požadavky na plyn dodaný do soustavy a odebraný ze soustavy. Odchýlení se od požadavků nebo nezohlednění přesné výše spotřeby zákazníků je přirozenou součástí procesu a vytváří odchylku, za kterou je subjekt zodpovědný (stejně jako na trhu s elektřinou). Princip stanovení odchylek a jejich vypořádání vyplývá z technického charakteru soustav – tj. z požadavku na vyrovnanost nabídky (dodávky) a poptávky (odběru) plynu za určité časové období.

Celá ČR tvoří jednu bilanční zónu, tzv. virtuální obchodní bod (VOB), kde jsou všechny obchody s plynem registrovány (vyjma starých tranzitních smluv, pro které neplatí princip Entry-Exit), jak znázorňuje obrázek 25.

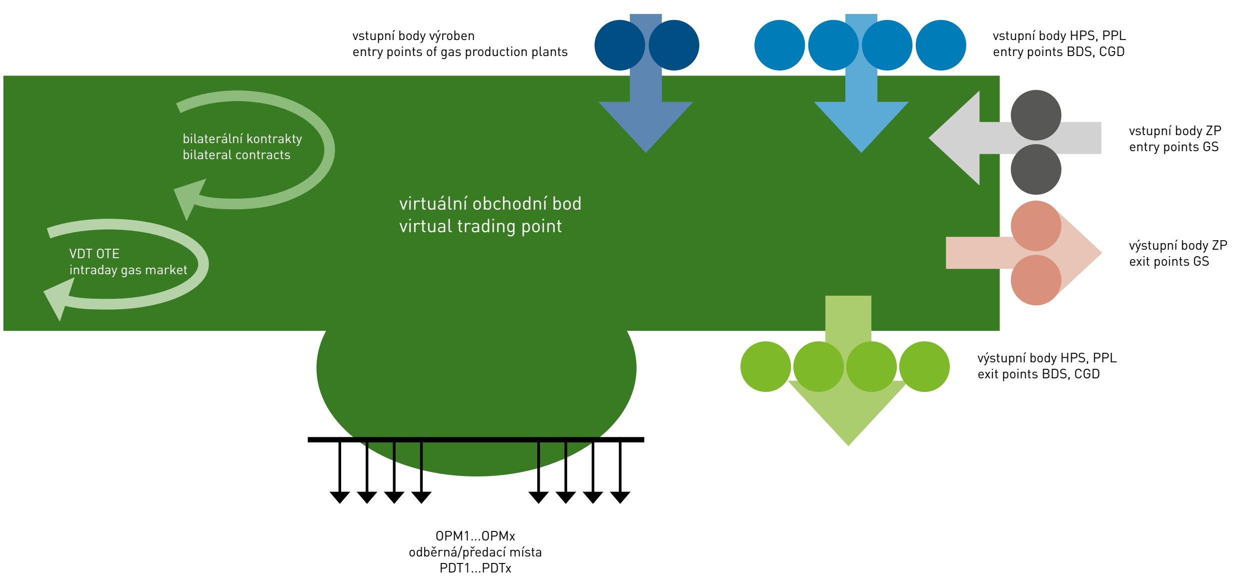
2019 was the tenth year for the Market Operator to provide settlement of imbalances for balance responsible parties operating on the liberalized gas market. Each balance responsible party must register its requests for gas supplied to and taken from the gas system. Any aberration from the requests or failure to factor in exact volumes of customer consumption is a natural part of the process, creating imbalances for which the balance responsible parties are responsible (similarly to the electricity market). The principle of calculation and settlement of imbalances ensues from the technical nature of the systems, i.e. from the principle of balancing offer (supply) and demand (consumption) of gas for a defined period.

The entire territory of the Czech Republic is one balancing zone, the so-called Virtual Trading Point (VTP), at which all gas transactions are registered (excluding old transit contracts, for which the Entry-Exit rule does not apply), as Figure 25 illustrates.

Obrázek 25 • Figure 25

Bilanční zóna ČR pro trh s plynem

Czech Republic's balancing zone for gas trading



Obchodní jednotkou je v souladu s evropskou legislativou jeden plynárenský den, který začíná v 6:00 hodin daného kalendářního dne a končí v 6:00 hodin následujícího kalendářního dne.

Registrace obchodů a přepravovaných množství plynu se uskutečňuje zasláním tzv. nominací. Nominace se dělí na:

- **nominace přepravy** – příkaz k přepravě plynu ve vstupních a výstupních bodech hraničních předávacích stanic (HPS), neboli export a import plynu z/do přepravní soustavy na území ČR, příkaz k přepravě plynu ve vstupních a výstupních bodech virtuálních zásobníků plynu (VZP) nebo příkaz k přepravě plynu do odběrného místa zákazníka přímo připojeného k přepravní soustavě s rezervovanou kapacitou větší nebo rovnou 5 000 MWh/den[3],
- **nominace uskladnění** – příkaz k vtláčení nebo čerpání uvedeného množství plynu do/z virtuálního zásobníku plynu,
- **nominace distribuce** – příkaz k distribuci plynu ve vstupních bodech výroben plynu a na vstupních a výstupních bodech přeshraničních plynovodů (PPL), neboli export a import plynu z/do dané distribuční soustavy na území ČR[4],
- **nominace závazku dodat (ZD) a závazku odebrat (ZO)** – obchody, které jsou uskutečňované přes VOB mezi jednotlivými obchodníky (předání plynu na VOB), přičemž na VOB platí, že co je nominováno, to je dodáno/odebráno.

Veškeré nominace subjekt zúčtování registruje u operátora trhu nebo u příslušných provozovatelů do 14:00 hodin dne předcházejícího začátku plynárenského dne dodávky. Po tomto čase dochází k sesouhlasení (angl. matching) nominací přepravy se sousedními provozovateli přepravních soustav, nominací distribuce se sousedními provozovateli distribučních nebo přepravních soustav, nominací uskladňování mezi provozovatelem přepravní soustavy a provozovatelem zásobníku plynu a nominací na virtuálním obchodním bodě mezi jednotlivými subjekty zúčtování. Tím ale možnost úpravy obchodní pozice pro účastníky trhu nekončí. Až téměř do konce plynárenského dne „D" může subjekt zúčtování upravit svou pozici zasláním renominace neboli opravné nominace svých závazků. Nominuje se najednou množství na celý jeden plynárenský den[5]. Obrázek 26 ukazuje časové uspořádání trhu s plynem v ČR platné pro rok 2020 z pohledu vybraných činností OTE.

3 Nominace přepravy do odběrných míst zákazníků přímo připojených k přepravní soustavě s rezervovanou kapacitou nižší než 5 000 MWh/den se nepodává.

4 Nominace přepravy a distribuce plynu k zákazníkům není uplatňována vzhledem k tomu, že celá plynárenská soustava ČR tvoří jednu bilanční zónu.

5 Nominace přepravy na HPS je možné zadat též po jednotlivých hodinách plynárenského dne. Tyto hodnoty jsou využity pouze pro sesouhlasení nominací přepravy mezi provozovateli.

In accordance with the EU legislation, the trading unit is one gas day, which begins at 6:00 of the relevant calendar day and ends at 6:00 of the following calendar day.

Registration of transactions and transmitted quantities of gas is carried out through submission of nominations. Nominations are grouped as follows:

- **transmission nomination** – a request for gas transmission at entry and exit points of border delivery stations (BDS), i.e. gas export from and import to the transmission system in the Czech Republic; a request to transmit gas at entry and exit points of virtual gas storage facilities (VGS); or a request to transmit gas to the customer delivery point directly connected to the transmission system with a reserved capacity of above or equal to 5,000 MWh/day[3],
- **storage nomination** – a request for injection or withdrawal of a specified quantity of gas into/from the virtual gas storage,
- **distribution nomination** – a request for gas distribution at entry points of gas producing facilities and entry and exit points of cross-border gas ducts (CGD), i.e. gas export from or import to the relevant distribution system in the Czech Republic[4],
- **nominations of obligation to supply (OS) and obligation to take (OT)** – transactions executed through VTP between traders (gas delivery at VTP), whereby it applies that all that is nominated at VTP is actually supplied/taken.

Balance responsible parties register all nominations with the Market Operator or relevant operators by 14:00 on the day preceding the beginning of the gas day of delivery. After the deadline, gas transmission nominations are matched between neighbouring TSOs, distribution nominations are matched between neighbouring DSOs or TSOs, and storage nominations are matched between the TSO and gas storage operators. However, market participants have more options to adjust their trading positions. Almost until the end of the gas day "D", balance responsible parties may adjust their positions by sending renominations, i.e. corrective nominations of their obligations. The quantity for one whole gas day shall be always nominated at once[5]. Figure 26 shows the gas market schedule in the Czech Republic in terms of OTE's selected activities that is in effect for 2020.

3 Transmission nomination to customer points of delivery directly connected to the transmission system with a reserved capacity of below 5,000 MWh/day is not submitted.

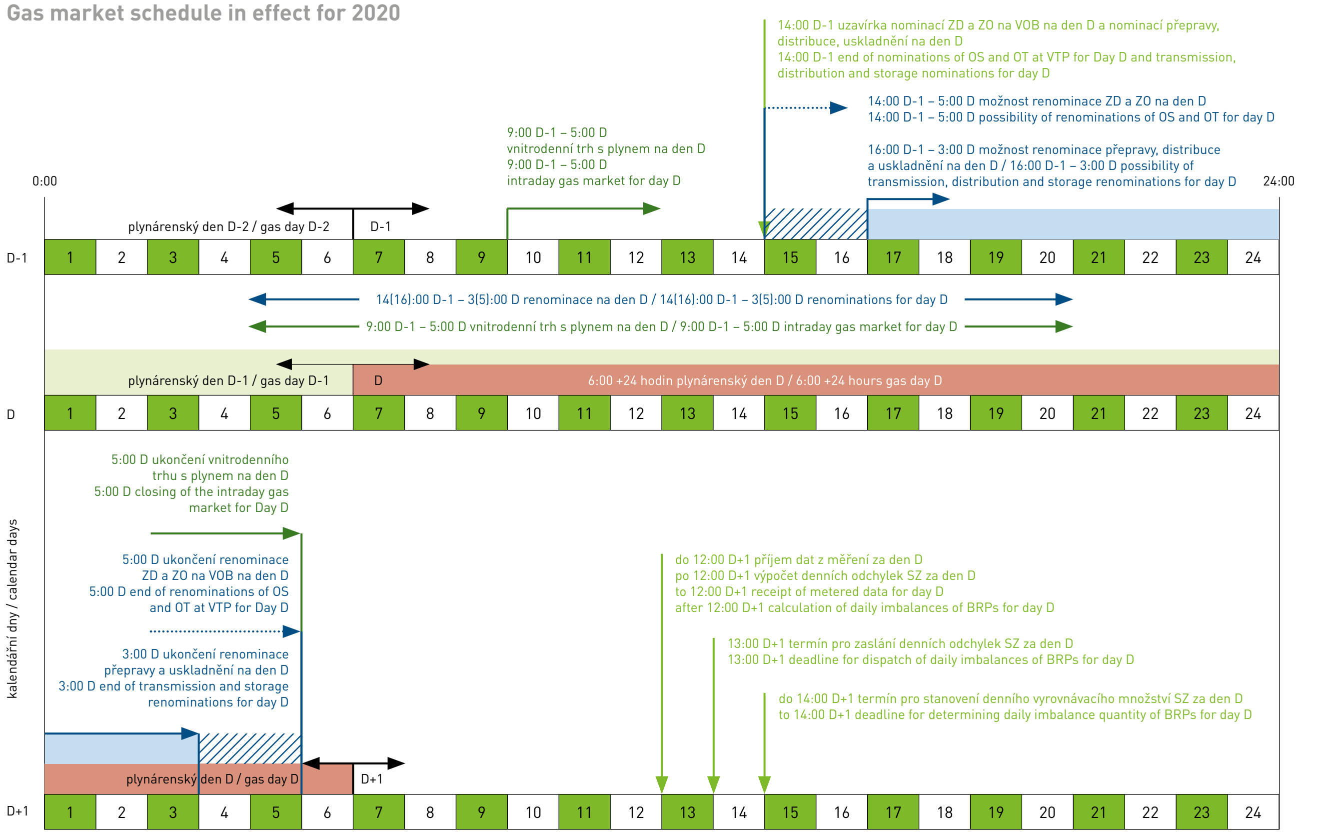
4 Transmission nomination and gas distribution to customers do not apply since the entire gas system of the Czech Republic is a single balancing zone.

5 Transmission nominations at BDS may be submitted for each separate hour of the gas day. These values are used solely for matching of transmission nominations between operators.

Obrázek 26 • Figure 26

Časové uspořádání trhu s plynem platné pro rok 2020

Gas market schedule in effect for 2020



DVOUSTRANNÉ OBCHODOVÁNÍ

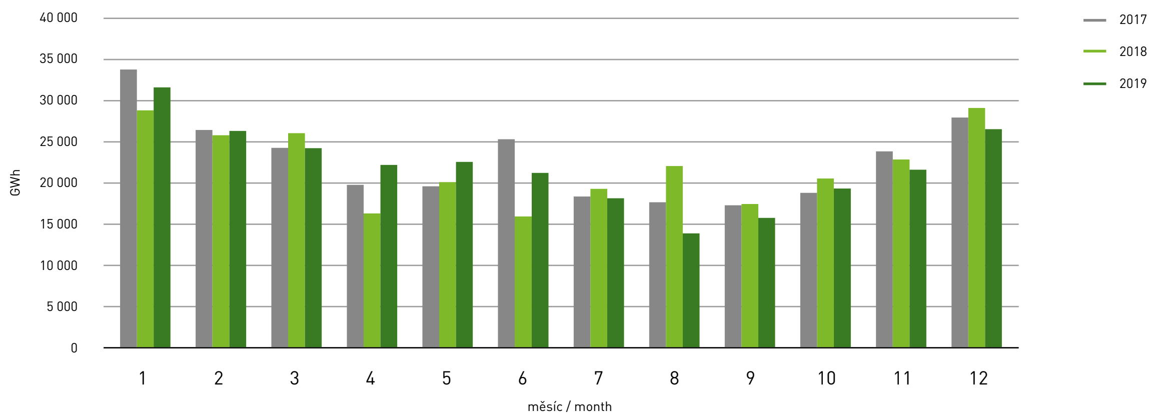
Pro výměnu plynu mezi subjekty zúčtování byly i v roce 2019 nejvíce využívány závazky dodat a odebrat ve formě dvoustranných kontraktů. Dvoustranné kontrakty nemají stejně jako obchody na krátkodobém trhu s plynem fyzikální odraz v soustavě. Při jejich realizaci nedochází k toku plynu, jen se virtuálně převede disponibilní právo k plynu mezi subjekty zúčtování. OTE z dvoustranných kontraktů registruje pro účely vyhodnocení odchylek pouze technické údaje, tj. množství převedeného plynu v energetických jednotkách bez udání ceny. Finanční vypořádání těchto obchodů probíhá mezi jednotlivými subjekty a OTE v tomto případě není centrální protistranou. Objemy registrovaných dvoustranných kontraktů realizovaných subjekty zúčtování na virtuálním obchodním bodě v CS OTE za roky 2017 až 2019 jsou znázorněny po jednotlivých měsících na obrázku 27. Celkové množství takto zobchodovaného plynu v roce 2019 bylo 265 299 GWh (v roce 2018: 266 271 GWh). Obchodování prostřednictvím krátkodobého trhu s plynem v roce 2019 se podrobněji věnuje kapitola Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou a plynem.

BILATERAL TRADING

In 2019, most gas exchanges between BRPs were executed through obligations to supply and obligations to take under bilateral contracts. Similarly to trading on the short-term gas market, bilateral contracts do not have any physical impact on the system. Their performance does not encompass any gas flow, the right to gas is only virtually transferred between BRPs. For the purpose of imbalance evaluation, OTE registers only technical data from these contracts, i.e. the quantity of transferred gas in energy units, without any price indication. Financial settlement of these transactions is carried out between specific entities, whereby OTE is not the central counterparty in this case. Volumes of registered bilateral contracts executed by balance responsible parties at the Virtual Trading Point in CS OTE in 2017–2019 are shown for specific months in Figure 27. The total volume of gas traded in this way in 2019 was 265,299 GWh (266,271 GWh in 2018). Trading on the short-term gas market in 2019 is described in more detail in the chapter Organized Short-term Electricity and Gas Markets.

Obrázek 27 • Figure 27

Objem dvoustranných kontraktů (GWh) registrovaných v systému OTE v letech 2017–2019
Volumes of bilateral contracts (in GWh) registered in OTE system in 2017–2019



Nominace závazku dodat (prodej plynu) jsou v systému OTE při uzavírce hlavního nominačního nebo renominačního okna zkontrolovány mimo jiné z hlediska finančního zajištění, které mají SZ složené u OTE z důvodu potenciálního vzniku odchylek SZ. V případě nedostatečného finančního zajištění jsou nominace odpovídajícím způsobem kráceny.

Export a import plynu realizuje SZ prostřednictvím nominace přepravy plynu přes hraniční předávací stanice v přepravní soustavě nebo prostřednictvím nominace distribuce plynu přes přeshraniční plynovody, které se nacházejí v distribučních soustavách. Nominace přepravy či distribuce na rozdíl od nominace závazku dodat a odebrat znamená tok plynu v soustavě. Nominace přepravy nebo distribuce do výstupního bodu plynárenské soustavy je v systému OTE zkontrolována z hlediska finančního zajištění a teprve poté je odeslána příslušnému provozovateli k sesouhlasení se sousedními (zahraničními) provozovateli.

Přeprava plynu se v současnosti realizuje prakticky pouze na principu Entry–Exit, tedy takovým modelem pro přístup k plynárenské soustavě, který umožňuje obchodníkům rezervovat přepravní kapacitu nezávisle na všech vstupních a výstupních bodech soustavy. Jinými slovy, přeprava plynu na principu Entry–Exit je realizována skrze obchodní zónu jako celek, nikoli (jako tomu bylo dříve) konkrétní smluvně ošetřenou přepravní

Nominations of the obligation to supply (sale of gas) are checked in the OTE system at the time of the close of the main nomination or renomination window, among other in terms of the financial security deposited by BRPs with OTE to settle possible imbalances of the relevant BRP. In case of an insufficient financial security, nominations are reduced accordingly.

Balance responsible parties carry out gas export and import through gas transmission nominations via border delivery stations in the transmission system or through gas distribution nominations via cross-border gas ducts within the distribution systems. Unlike nominations of obligation to supply or take, transmission or distribution nominations refer to the gas flow in the system. Transmission or distribution nominations for gas system exit points are checked in the OTE system in respect of the financial security and then sent to the respective operator for matching with neighbouring (foreign) operators.

Currently gas transmission is carried out almost solely using the Entry-Exit model. This model for access to the gas network allows traders to reserve transmission capacity independently at all entry and exit points of the gas system. In other words, gas transmission using the Entry-Exit model is carried out via a trade area as a whole instead of via (previous) contracted transmission routes[6]. Mutual independence of entry and exit

[6] Tento model přístupu k plynárenské soustavě se označoval jako Point–to–Point, vycházel ze starých tranzitních kontraktů a v současnosti jej již nelze v souladu se směrnicemi EU aplikovat na nové smlouvy o přepravě.

[6] This model of access to the gas system was called Point-to-Point and was executed under old transit contracts, According to EU directives, it can no longer be applied for new transmission contracts.

trasou[6]. Nezávislost vstupních a výstupních kapacit vůči sobě navzájem je podporována existencí virtuálního obchodního bodu, kde obchodník může dovezený plyn přímo prodat, nebo naopak nakoupit těsně před jeho vývozem. V tomto systému mohou být také jednoduše měněna vlastnická práva k plynu, což napomáhá rozvoji celého trhu s plynem.

Přeprava plynu modelem Entry–Exit je realizována buď subjekty zúčtování, nebo zahraničními účastníky, kteří nejsou subjekty zúčtování ve smyslu energetického zákona (tzv. čistí tranzitéři). Systém OTE registruje od roku 2013 množství přepraveného a uskladněného plynu modelem Entry–Exit všech přepravujících obchodníků.

Obrázek 28 ukazuje množství dovezeného (importovaného) a vyvezeného (exportovaného) plynu do/z plynárenské soustavy ČR modelem Entry–Exit (vnitrostátní i tranzitní přepravou) přes hraniční předávací stanice a přeshraniční plynovody v jednotlivých měsících roku 2019 v porovnání s roky 2017 a 2018 (bez toku tranzitním plynovodem Gazela[7], který je vyjmut z přístupu třetích stran). Hodnoty importu a exportu odpovídají hodnotám uzavřených přeshraničních obchodů a nemusí respektovat skutečné fyzické toky plynu. Celkové množství importovaného plynu v roce 2019 bylo 209 105 GWh (v roce 2018: 173 246 GWh), celkové množství exportovaného plynu bylo 108 167 GWh (v roce 2018: 89 320 GWh).

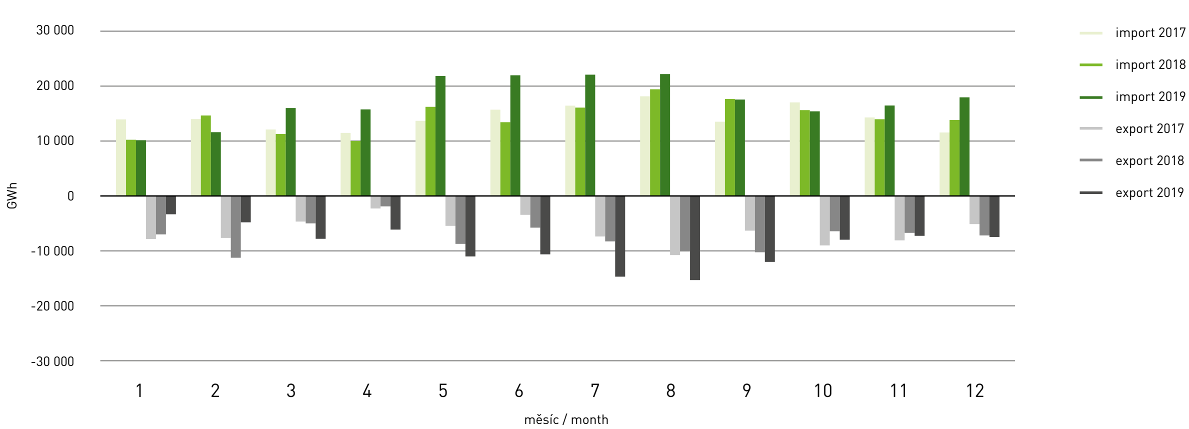
capacities is further supported by the existence of the virtual trading point where the trader can directly sell imported gas or, conversely, buy it just before it is exported. This system also allows for simple change of ownership rights to gas, which contributes to the development of the entire gas market.

Gas transmission via the Entry-Exit model is carried out either by balance responsible parties or by foreign participants that are not balance responsible parties pursuant to the Energy Act (gas traders with transit contracts only). Since 2013 the OTE system has been using only the Entry-Exit model for registering volumes of transmitted and stored gas of all transmitting traders.

Figure 28 shows volumes of imported and exported gas to/from the Czech gas system, using the Entry-Exit model (intra-state and transit transmission) via border delivery stations and cross-border gas ducts in specific months of 2019 in comparison with 2017 and 2018 (without flows via the Gazela[7] transit gas pipeline that is excluded from third-party access). The import/export values correspond to the values of contracted cross-border transactions and may not reflect the actual physical gas flows. The total volume of imported gas in 2019 was 209,105 GWh (173,246 GWh in 2018), and the total volume of exported gas was 108,167 GWh (89,320 GWh in 2018).

Obrázek 28 • Figure 28

Množství importovaného a exportovaného plynu v jednotlivých měsících let 2017–2019
Volumes of imported and exported gas in specific months of 2017–2019



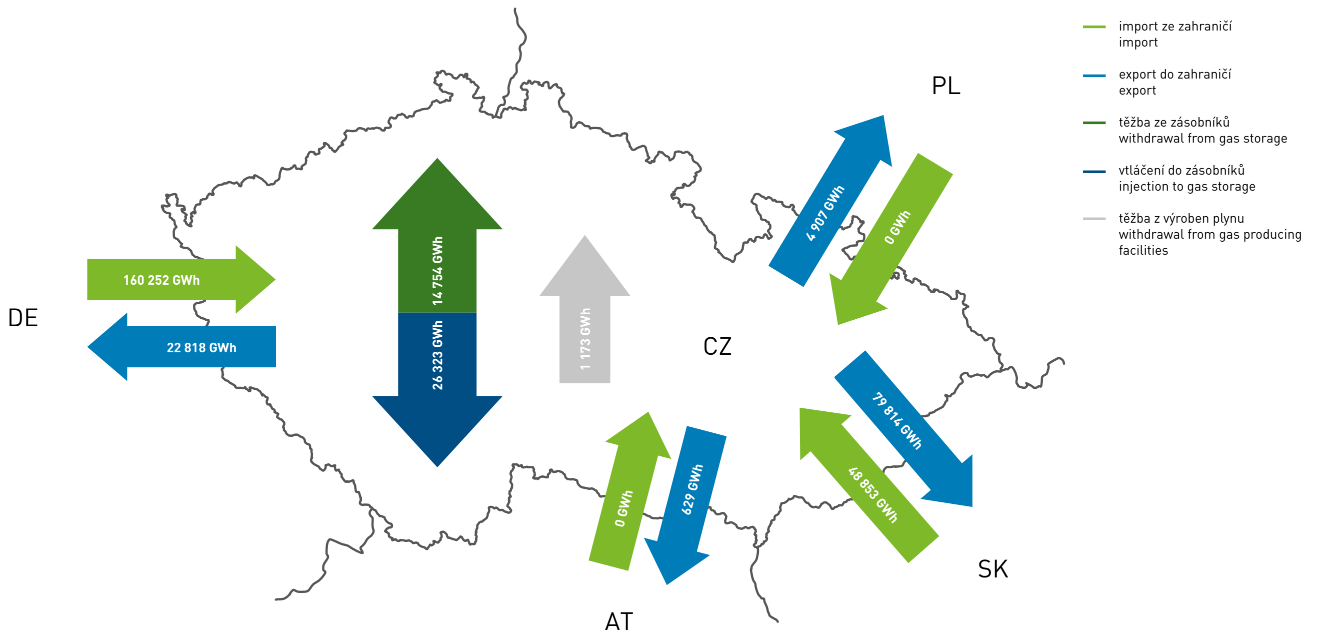
[7] Plynovod Gazela je vlastněn společností BRAWA, a.s., a provozován společností NET4GAS, s.r.o.

[7] The Gazela gas pipeline is owned by BRAWA, a.s., and operated by NET4GAS, s.r.o.

Obrázek 29 • Figure 29

Množství plynu vstupujícího/vystupujícího do/z plynárenské soustavy ČR v roce 2019

Volumes of gas supplied to/taken from the Czech gas system in 2019



Obrázek 29 ukazuje celkovou obchodní bilanci plynárenské soustavy včetně tranzitních toků (opět bez přepravy plynovodem Gazela) za rok 2019. Z obrázku je zřejmé, že největší objemy toků plynu jsou realizovány na hranicích s Německem (profil Entry CZ–DE) a významné množství plynu je dodáno též na území Slovenska (profil Exit CZ–SK).

Od 1. 10. 2018 do 30. 9. 2019 bylo nově možné zasílat nominace přepravy na bod propojující českou a rakouskou přepravní soustavu[8] na základě služby TRU (Trading Region Upgrade). Službu poskytovali v uvedeném období provozovatelé rakouské a české přepravní soustavy Gas Connect Austria a NET4GAS i bez existence přímé fyzické infrastruktury mezi oběma zeměmi. Fyzická přeprava plynu byla realizována prostřednictvím přepravní soustavy Slovenska (trasa Lanžhot–Baumgarten) provozované společností eustream, a.s. Na obrázku 29 je znázorněna obchodní přeprava plynu na profilu CZ-AT

Figure 29 shows the total trade balance of the gas system including transit flows (again without the Gazela pipeline transmission) for 2019. The chart demonstrates the largest volumes of gas flows at the border with Germany (Entry CZ-DE profile); a substantial volume of gas is also delivered to Slovak territory (Exit CZ-SK profile).

From 1 October 2018 to 30 September 2019, transmission nominations were able to be sent also to a point connecting the Czech and Austrian transmission systems[8] based on the TRU (Trading Region Upgrade) service. The service was in this period provided by the Austrian and Czech transmission system operators, Gas Connect Austria and NET4GAS, even without existing direct physical infrastructure between the two countries. Physical gas transmission was carried out via Slovakia's transmission system (the Lanžhot-Baumgarten route) operated by eustream, a.s. Figure 29 shows the separate commercial

[8] Přeshraniční plynovod Hevlín (CZ) – Laa an der Thaya (AT), který je provozován provozovatelem distribuční soustavy GasNet, s.r.o., není službou TRU a je stále funkční. V roce 2019 byl využit v průběhu několika srpnových dnů k pomocným dodávkám plynu na území Rakouska.

[8] The cross-border gas duct Hevlín (CZ) – Laa an der Thaya (AT), operated by the GasNet distribution system operator, is not a TRU service and is still functional. It was used for several days in August 2019 to transmit auxiliary gas supply to Austrian territory.

samostatně (obchodní tok plynu na profilu CZ-SK není fyzickým tokem plynu do Rakouska ovlivněn). I když byla přeshraniční kapacita mezi Českou republikou a Rakouskem na základě služby TRU obchodníky hojně využívána, byla tato služba koncem září 2019 pozastavena, jelikož nedošlo k dohodě na jejím pokračování mezi českým, slovenským a rakouským provozovatelem přepravní soustavy.

gas transmission via the CZ-AT profile (the commercial gas flow via the CZ-SK profile is not affected by the physical gas flow to Austria). Although cross-border capacity between the Czech Republic and Austria was widely used by traders based on the TRU service, this service was suspended at the end of September 2019 due to no agreement on its continuation between the Czech, Slovak and Austrian transmission system operators.

TĚŽBA A VTLÁČENÍ

Plyn lze na rozdíl od elektřiny efektivně skladovat. Ke konci roku 2019 se nacházelo na území ČR celkem devět zásobníků plynu (ZP), přičemž celková obchodní kapacita zásobníků plynu provozovaných v rámci české plynárenské soustavy[9] činila přibližně 3,3 mld. m^3. Obchodníci s plynem, kteří mají zajištěnou kapacitu v zásobnících plynu, realizovali těžbu a vtláčení plynu z/do zásobníků prostřednictvím nominací uskladňování. Souběžně s těmito nominacemi musí předkládat nominace přepravy, aby mohlo dojít k sesouhlasení nominací mezi provozovatelem zásobníku plynu a provozovatelem přepravní soustavy. Pro zasílání a zpracování nominací přepravy a uskladnění proto platí podobná pravidla.

Obrázek 30 ukazuje množství vytěženého a vtlačeného plynu do zásobníků plynu modelem Entry–Exit v jednotlivých měsících let 2017 až 2019. Z obrázku je patrný typický průběh

WITHDRAWAL AND INJECTION

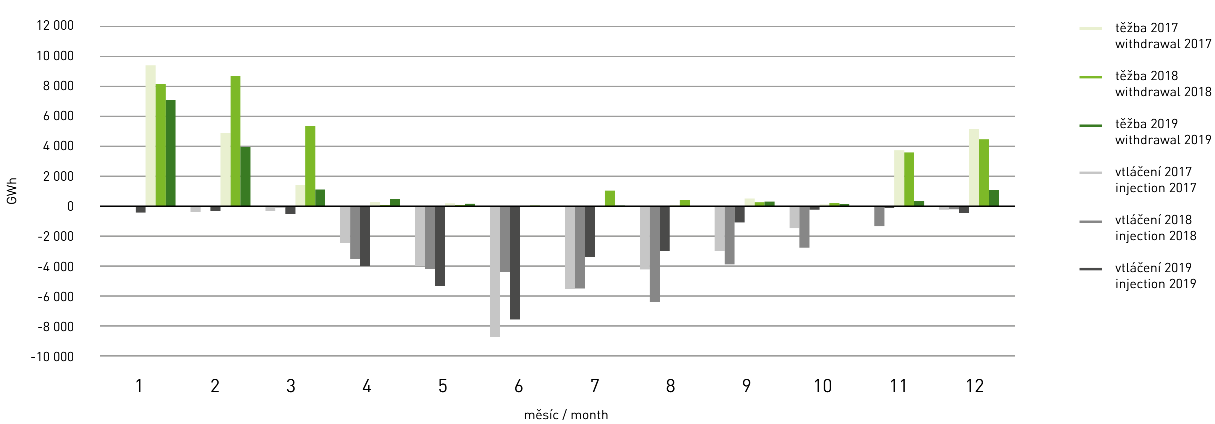
Unlike electricity, gas can be effectively stored. There were nine gas storage facilities (GS) in Czech Republic territory at the end of 2019 and the total commercial capacity of gas storage facilities operated within the Czech gas system[9] was approximately 3.3 billion m^3. Gas traders with secured capacity in storage facilities carried out withdrawals and injections of gas from/to gas storage through storage nominations. In parallel with the storage nominations, they are required to submit transmission nominations to allow matching between gas storage operators and transmission system operators. As a result, similar rules apply for sending and processing transmission and storage nominations.

Figure 30 documents volumes of withdrawn and injected gas from and into gas storage facilities using the Entry-Exit model in specific months of 2017–2019. The figure shows a typical trend

Obrázek 30 • Figure 30

Množství vytěženého a vtlačeného plynu z/do zásobníků plynu v jednotlivých měsících let 2017–2019

Volumes of withdrawn and injected gas from/to gas storage facilities in specific months of 2017–2019



9 Se zahrnutím všech zásobníků na území ČR by šlo o obchodní kapacitu ve výši cca 4,0 mld. m^3.

9 The commersial capacity, including all gas storage facilities in Czech territory, totals 4.0 billion m^3.

obou řad, tj. téměř výhradní vtláčení plynu do zásobníků v letních měsících a téměř výhradní čerpání plynu v zimním období. Celkové množství vtlačeného plynu v roce 2019 bylo 26 323 GWh (v roce 2018: 32 312 GWh), celkové množství vytěženého plynu bylo 14 754 GWh (v roce 2018: 32 645 GWh). Významně vyšší vtláčení plynu oproti těžbě bylo způsobeno na jedné straně mírnější zimou, na straně druhé velmi nízkou cenou plynu v létě a zejména též na podzim 2019.

ZÚČTOVÁNÍ ODCHYLEK

OBECNÝ POPIS MODELU

Vyhodnocení a vypořádání odchylek na trhu s plynem v roce 2019 prováděl OTE na základě energetického zákona a postupoval podle Pravidel trhu s plynem. Odchylky účastníků trhu s plynem se vyhodnocují:

- každý den za předcházející plynárenský den (denní odchylky),
- po skončení měsíce za předchozí plynárenský měsíc (měsíční odchylky),
- po skončení příjmu opravných dat, tedy ve 4. měsíci po vyhodnocovaném měsíci (závěrečné měsíční odchylky).

Denní odchylka jednoho obchodníka v jednom plynárenském dni se vypočítá podle následujícího vzorce:

$$O = \sum AlokaceEntry - \sum ZD + \sum ZO - \sum AlokaceExit,$$

kde

AlokaceEntry	je součet změřeného množství plynu vstupujícího do plynárenské soustavy z hraničních předávacích stanic, přeshraničních plynovodů, virtuálních zásobníků plynu a z výroben plynu v plynárenském dni,
ZD	je součet všech závazků dodat v daném plynárenském dni do VOB, tedy např. prodej plynu druhému obchodníkovi nebo prodej na krátkodobém trhu,
ZO	je součet všech závazků odebrat v daném plynárenském dni z VOB, tedy např. nákup plynu od druhého obchodníka nebo nákup na krátkodobém trhu,
AlokaceExit	je součet změřeného množství plynu vystupujícího z plynárenské soustavy přes hraniční předávací stanice, přeshraniční plynovody, zásobníky plynu a spotřebovaného množství plynu zákazníky daného obchodníka v plynárenském dni.

in both lines, i.e. almost exclusive injection of gas into storage facilities in summer months and almost exclusive withdrawal of gas in winter months. In 2019, the total volume of injected gas was 26,323 GWh (32,312 GWh in 2018), and the total volume of withdrawn gas was 14,754 GWh (32,645 GWh in 2018). Significantly higher gas injection versus withdrawal was due on the one hand, milder winters, on the other hand, very low gas prices in the summer and autumn 2019 in particular.

SETTLEMENT OF IMBALANCES

GENERAL MODEL DESCRIPTION

OTE performed evaluation and settlement of imbalances on the gas market in 2019 pursuant to the Energy Act in accordance with the Gas Market Rules. Market participants' imbalances are evaluated as follows:

- daily for each preceding gas day (daily imbalances),
- after the end of the month for the previous gas month (monthly imbalances),
- after the end of the receipt of data-related claims, i.e. the fourth month following the evaluated month (final monthly imbalances).

Any trader's daily imbalance for one gas day is calculated according to the following formula:

$$O = \sum AllocationEntry - \sum OS + \sum OT - \sum AllocationExit,$$

where

AllocationEntry	is the sum of metered volumes of gas entering the gas system from border delivery stations, cross-border gas ducts, virtual gas storage facilities and gas producing facilities on the relevant gas day,
OS	is the sum of all obligations to supply at VTP on the relevant gas day, such as sale of gas to another trader or sale on the short-term gas market,
OT	is the sum of all obligations to take at VTP on the relevant gas day, such as purchase of gas from another trader or purchase on the short-term gas market,
AllocationExit	is the sum of metered volumes of gas exiting the gas system through border delivery stations, cross-border gas ducts, virtual gas storage facilities, and volumes of gas consumed by the trader's customers on the relevant gas day.

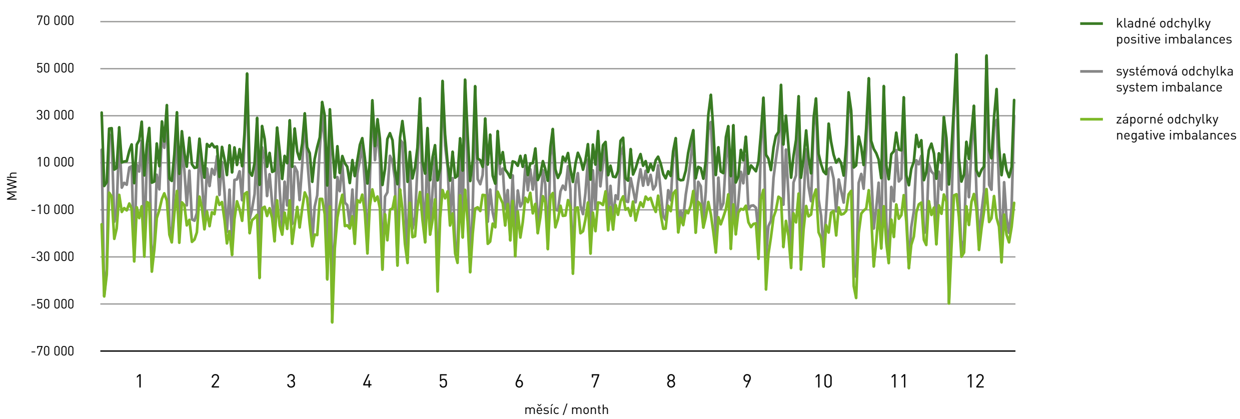
Systémová odchylka (SO) celé plynárenské soustavy v daném plynárenském dni je pak rovna součtu odchylek všech obchodníků v tomto dni, a to včetně tranzitujících obchodníků, kteří nejsou SZ. Výsledky výpočtu jsou každému SZ dostupné na internetové adrese **https://portal.ote-cr.cz** a souhrnné hodnoty jsou zveřejňovány i na veřejném webu OTE. Obrázek 31 ukazuje vývoj denní systémové odchylky a součtu kladných denních a záporných denních odchylek v průběhu roku 2019. Suma záporných odchylek činila -5 118 GWh, suma kladných odchylek činila 5 253 GWh.

The system imbalance (SI) of the entire gas system on the relevant gas day equals a sum of all traders' imbalances on the same gas day, including traders with transit contracts only that are not BRPs. Results of the calculation are available for each balance responsible party at **https://portal.ote-cr.cz**, and summarized values are also posted on OTE's public website. Figure 31 provides an overview of the daily system imbalance and the sum of positive daily and negative daily imbalances in 2019. The sum of negative imbalances amounted to -5,118 GWh and the sum of positive imbalances amounted to 5,253 GWh.

Obrázek 31 • Figure 31

Vývoj kladných a záporných odchylek a systémové odchylky v průběhu roku 2019

Overview of positive and negative imbalances and system imbalances in 2019



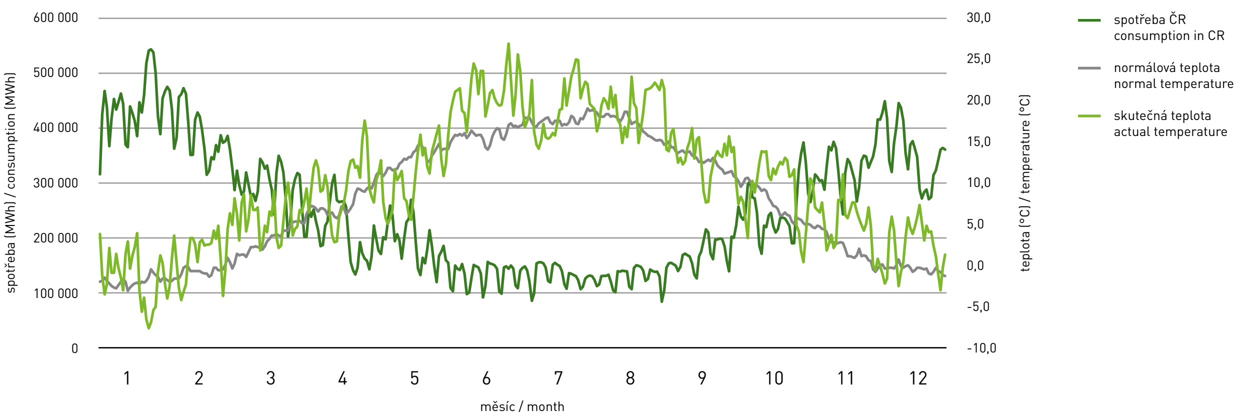
Spotřeba plynu v celé ČR je značně závislá na teplotě vzduchu. Obrázek 32 ukazuje tuto závislost na konkrétních hodnotách spotřeby plynu, které byly stanoveny v rámci agregace měřených dat a následného vyhodnocení odchylek jednotlivých SZ v průběhu roku 2019. Zvláště v zimních měsících je zřejmý prudký nárůst spotřeby při propadu teplot. Naopak v letních měsících je závislost spotřeby na teplotě minimální; spotřeba se ustaluje na denní hodnotě kolem 130 000 MWh, na které se podílejí zejména technologická spotřeba plynu v průmyslu, provoz paroplynové elektrárny Počerady vyrábějící elektřinu z plynu a dále spotřeba plynu na vaření a ohřev teplé užitkové vody. V tomto období lze rovněž pozorovat vliv pracovního týdne na průběh spotřeby.

Gas consumption in the Czech Republic largely depends on air temperature. Figure 32 illustrates this dependence on the specific values of gas consumption determined within the framework of metered data aggregation and subsequent evaluation of imbalances of the particular balance responsible party in 2019. Notably in winter there is demonstrably rapid growth in consumption when temperatures decline. Conversely, in summer months the dependence of consumption on temperature is very low; consumption is stable at around 130,000 MWh a day, which includes in particular technological gas consumption in industry, operation of CCGT Počerady producing electricity from gas and also gas consumption for cooking and hot water preparation. During this period the effect of business week on the consumption trend may also be observed.

Obrázek 32 • Figure 32

Spotřeba plynu v průběhu roku 2019 v porovnání se skutečnou a normálovou teplotou

Gas consumption in 2019 compared to actual and normal temperatures



Obrázek poskytuje též srovnání skutečných a normálových teplot[10]. Celková skutečná spotřeba všech subjektů zúčtování dosáhla v roce 2019 hodnoty 90 880 503 MWh[11], tj. po zaokrouhlení 90,9 TWh, což je o 4,0 TWh více než v roce 2018 (86,9 TWh).

Od roku 2011 přijímá OTE každý den od Českého hydrometeorologického ústavu (ČHMÚ) předpověď teplot vzduchu pro celé území ČR na následujících sedm dnů. Obrázek 33 ukazuje statistiku přesnosti těchto předpovědí vzhledem ke skutečným teplotám. Graf respektuje normální (Gaussovo) rozdělení se střední hodnotou kolem nuly a s klesajícím rozptylem s přibližujícím se dnem, pro který je předpověď provedena. Statistika byla vypracována za 730 dnů v období od 1. 1. 2018 do 31. 12. 2019. Je zřejmé, že předpovědní model je obecně chladnější. To je způsobeno tím, že skutečné denní teploty pro plynárenství jsou vypočítány z údajů všech měřicích stanic ČHMÚ položených v nadmořské výšce do 700 m n. m., zatímco předpověď teplot s tímto omezením nepracuje.

In addition, the chart provides a comparison of actual and normal temperatures[10]. The total consumption of all balance responsible parties in 2019 amounted to 90,880,503 MWh[11], rounded to 90.9 TWh, representing an increase of 4.0 TWh year-on-year (86.9 TWh in 2018).

Since 2011 OTE has been receiving from the Czech Hydrometeorologic Institute (ČHMÚ) daily forecasts of air temperatures for the entire territory of the Czech Republic for the next seven days. Figure 33 presents statistics of the forecast accuracy in relation to actual temperatures. The chart observes standard (Gauss') division with the median value around zero and with a descending variance as the day of forecast approaches. The statistics were prepared for 730 days in the period from 1 January 2018 to 31 December 2019. It appears that the forecast model generally predicts colder temperature. This is due to the calculation of actual daily temperatures for the gas market from data of all ČHMÚ measuring stations located below 700 metres above sea level, whereby temperature forecasts are not limited in this way..

[10] Normálovou teplotou v plynárenství se rozumí průměr denních teplot vzduchu z let 1971–2000 vypočítaný z údajů všech měřicích stanic ČHMÚ položených v nadmořské výšce do 700 m n. m. Od 1. 1. 2020 došlo ke změně normálových teplot, které nově vychází z let 1989–2018.

[11] Hodnota spotřeby publikovaná ERÚ může zahrnovat i spotřebu v ostrovních provozech, proto se mohou údaje OTE a ERÚ mírně odlišovat.

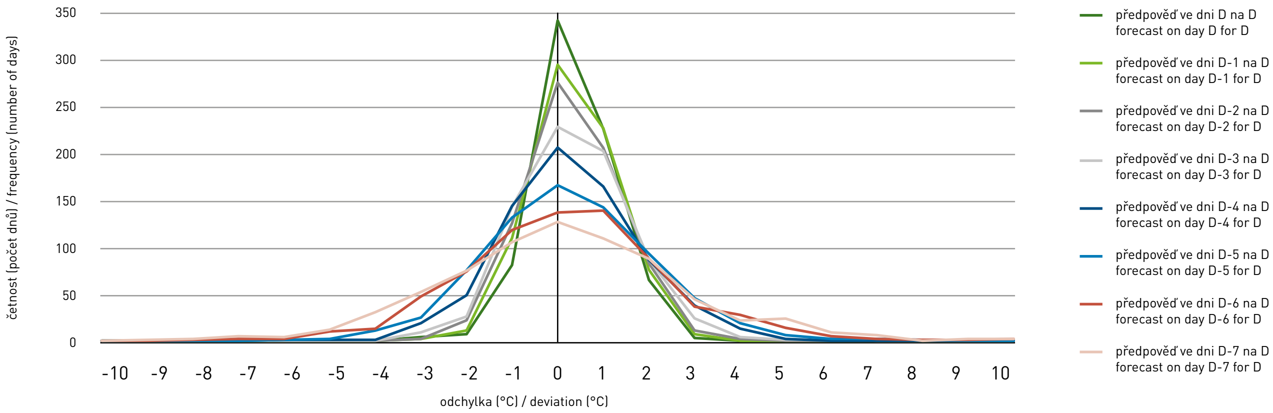
[10] Normal temperature in the gas sector means the average of daily air temperatures from 1971–2000 calculated from data of all CHMU measuring stations located below 700 metres above sea level. Since 1 January 2020, the normal temperatures have changed, which is newly based on the years 1989–2018.

[11] Volumes of consumption published by ERO may include consumption in island operations, therefore OTE and ERO data may slightly differ.

Obrázek 33 • Figure 33

Statistika přesnosti předpovědi skutečné teploty v průběhu let 2018–2019

Statistics of accuracy of forecasts of actual temperatures for 2018–2019



PRINCIPY VYHODNOCOVÁNÍ A ZÚČTOVÁNÍ ODCHYLEK

Na rozdíl od trhu s elektřinou, kde jsou veškeré odchylky vypořádány finančně za cenu stanovenou v závislosti na směru a velikosti systémové odchylky, je v plynárenství možné při vyhodnocování a vypořádávání odchylek využít tzv. flexibilitu prostřednictvím akumulace (linepack flexibility service). Díky ní je umožněna oscilace obchodní pozice subjektů zúčtování v rámci stanovené výše flexibility tak, že pokud nejsou překročeny tyto meze, nejsou generovány dodatečné náklady na vyrovnávání vzniklých odchylek. Flexibilita prostřednictvím akumulace je tak jediný nástroj, který umožňuje subjektům zúčtování využívat přirozenou vlastnost plynárenské soustavy, a to změnu akumulace, která nemá vliv na bezproblémové a bezpečné provozování plynárenské soustavy. Tato flexibilita je poskytována zdarma těm subjektům zúčtování, které mají rezervovanou kapacitu na hraničních bodech nebo bodech zásobníků plynu (pouze však tehdy, pokud na nich pro daný plynárenský den neplatí alokační pravidlo OBA zajišťující rovnost nominace a alokace), a subjektům zúčtování odpovědným za odchylku v jednotlivých odběrných místech zákazníků. Velikost poskytované flexibility je odvozená od velikosti rezervovaných kapacit a jejich využití nebo náhradním způsobem u odběrných míst s neprůběhovým měřením typu C nebo CM.

Tabulka 4 udává alokační pravidla, která platila ke konci roku 2019 na hraničních bodech přepravní soustavy (včetně virtuálních), přeshraničních plynovodech a virtuálních zásobnících plynu (VZP). S účinností od 1. 11. 2018 byl provozovatelem přepravní soustavy zřízen virtuální hraniční

PRINCIPLES OF EVALUATION AND SETTLEMENT OF IMBALANCES

Unlike imbalance settlement in the electricity market, where all imbalances are subject to financial settlement at a price determined in accordance with the direction and quantity of the system imbalance, the gas market allows to evaluate and settle imbalances using a linepack flexibility service. It facilitates oscillations of trading positions of balance responsible parties within the flexibility limit so that no additional costs of managing gas imbalances are incurred unless these limits are exceeded. The linepack flexibility service is, therefore, the only tool allowing balance responsible parties to make use of the inherent capability of the gas system, which is linepack change that has no impact on the smooth and secure operation of the gas system. The flexibility service is provided free to those balance responsible parties that have a reserved capacity at border points or at gas storage points (unless the allocation rule OBA ensuring nomination and allocation balance applies for the relevant gas day), and those balance responsible parties responsible for imbalances at specific customer points of delivery. The amount of the provided flexibility is derived from the volume of the reserved capacities and their utilization, or by employing a substitute method for the point of delivery with non-interval type of metering C or CM.

Table 4 specifies allocation rules applicable at the end of 2018 at transmission system interconnection points, including virtual interconnection points, cross-border gas ducts and virtual gas storage facilities (VGS). As at 1 November 2018, the transmission system operator established the virtual interconnection point (VIP) Brandov – GASPOOL instead of the previous interconnection bod (VIP) Brandov – GASPOOL namísto stávajících hraničních bodů Hora Svaté Kateřiny, Hora Svaté Kateřiny – Olbernhau II, Brandov – OPAL, Brandov – Stegal a Brandov – EUGAL. Dále byl s účinností od 1. 3. 2019 provozovatelem přepravní soustavy zřízen VIP Waidhaus – NCG, který je tvořen vstupním a výstupním hraničním bodem Waidhaus.

Na vstupních a výstupních bodech přepravní soustavy a VZP je od 1. 1. 2019 poskytována flexibilita ve výši 0,4 % (0,6 % do konce roku 2018) z rezervované kapacity na daném bodě, na výstupních bodech přeshraničních plynovodů 3,4 % (4,3 % do konce roku 2018) a v odběrných místech zákazníků 3,9 % (5,0 % do konce roku 2018) z rezervované kapacity na daném bodě. Jak je zřejmé z porovnání předchozích čísel, došlo k meziročnímu snížení poskytované flexibility cca o 22 %. Přesná výše flexibility nezávisí na míře využití této kapacity obchodníkem v daném plynárenském dni.

points Hora Svaté Kateřiny, Hora Svaté Kateřiny – Olbernhau II, Brandov – OPAL, Brandov – Stegal and Brandov – EUGAL. In addition, with effect from 1 March 2019, the transmission system operator established VIP Waidhaus - NCG, which consists of entry and exit interconnection point Waidhaus.

As at 1 January 2019, flexibility at entry and exit points of the transmission system and VGS is provided at 0.4% (0.6% until the end of 2018) of the reserved capacity at the relevant point, at exit points of cross-border gas ducts at 3.4% (4.3% until the end of 2018), and at customer points of delivery at 3.9% (5.0% until the end of 2018) of the reserved capacity at the relevant point. The figures above show that the flexibility provided decreased by 22% year-on-year. The exact flexibility amount does not depend on the rate of the trader's use of this capacity on the given gas day.

Tabulka 4 • Table 4

Alokační pravidla na HPS, PPL a VZP ke konci roku 2019
Allocation rules at BDS, CGD and VGS at the end of 2019

HPS/PPL/VZP / BDS/CGD/VGS	vstup / entry	výstup / exit
HPS Waidhaus – OGE / BDS Waidhaus – OGE	OBA	OBA
HPS Lanžhot / BDS Lanžhot	OBA	OBA
HPS VIP Brandov – GASPOOL / BDS VIP Brandov – GASPOOL	OBA	OBA
HPS Český Těšín / BDS Český Těšín	OBA	OBA
PPL Laa CZ–AT / CGD Laa CZ–AT	Pro rata	Pro rata
PPL Branice CZ–PL / CGD Branice CZ–PL	Pro rata	Pro rata
PPL Bärenstein CZ–DE / CGD Bärenstein CZ–DE	Pro rata	Pro rata
VZP MND Gas Storage / VGS MND Gas Storage	OBA	OBA
VZP innogy Gas Storage / VGS innogy Gas Storage	OBA	OBA
VZP Moravia Gas Storage / VGS Moravia Gas Storage	OBA	OBA

Každému subjektu zúčtování je v systému OTE evidován tzv. „účet flexibility" a „bilanční účet odchylek". Každému novému subjektu zúčtování je při registraci nastaven výchozí stav bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování na nulovou hodnotu, přičemž stav tohoto účtu je každý den operátorem trhu aktualizován podle výsledku vyhodnocení odchylek.

Počáteční stav účtu odchylek subjektu zúčtování pro daný plynárenský den dodávky je roven stavu účtu odchylek subjektu zúčtování po předcházejícím plynárenském dni. Lze říci, že stav účtu odchylek subjektu zúčtování odpovídá množství plynu, které má subjekt zúčtování do/ze soustavy dodat/odebrat tak, aby bylo jeho saldo plynu v plynárenské soustavě rovno nule.

Each balance responsible party has a "flexibility account" and an "aggregated account of imbalances" registered in the OTE system. Upon registration, the default balance of the aggregated account of imbalances is set at zero value for each BRP, whereby the Market Operator updates the balances of the account each day based on the results of the evaluation of imbalances.

The initial balance of the aggregated account of imbalances of a balance responsible party for the relevant gas day of delivery equals the balance of the balance responsible party's aggregated account of imbalances after the previous gas day. It can be said that the balance of the balance responsible party's aggregated account of imbalances corresponds to the quantity of gas that the balance responsible party supply to/offtake from the gas system to make its gas balance in the gas system equal zero.

Konečný stav bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování na konci plynárenského dne je stanoven jako součet počátečního stavu bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování na začátku plynárenského dne a denní odchylky subjektu zúčtování, pokud je tento součet v rámci flexibility subjektu zúčtování.

V případě, že je stav bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování mimo flexibilitu subjektu zúčtování, je hodnota tohoto překročení rovna dennímu vyrovnávacímu množství subjektu zúčtování a toto množství je vyrovnáno finančně za jednotkovou cenu. To však neplatí, pokud subjekt zúčtování nakoupí nevyužitou flexibilitu v potřebné výši (tj. na pokrytí celého denního vyrovnávacího množství) na trhu s nevyužitou flexibilitou.

Trh s nevyužitou flexibilitou představuje platformu, která umožňuje tržním způsobem přímo mezi jednotlivými subjekty zúčtování vypořádat takové odchylky, které sice překračují flexibilitu subjektu zúčtování, avšak v rámci celkové pozice plynárenské soustavy nepředstavují situaci, která by vyžadovala vyrovnávací akci provozovatele přepravní soustavy. Motivací subjektů zúčtování k účasti na tomto trhu s nevyužitou flexibilitou je předejít finančnímu vypořádání denního vyrovnávacího množství. Pokud však bude existovat taková systémová odchylka (suma všech denních odchylek subjektů zúčtování a zahraničních účastníků), která by mohla zapříčinit stav soustavy vyžadující vyrovnávací akci provozovatele přepravní soustavy, pak je principy trhu s nevyužitou flexibilitou zajištěno, že takovouto odchylku nebude možné na trhu s nevyužitou flexibilitou uplatnit (tj. nebude možné získat nevyužitou flexibilitu jiných subjektů zúčtování pro její pokrytí), a subjekt zúčtování tak zaplatí za odchylku nad svou flexibilitu použitelnou cenu. Trh s nevyužitou flexibilitou tedy znamená další obchodní příležitost pro subjekty zúčtování.

Nevyužitá flexibilita každého subjektu zúčtování je pro příslušný plynárenský den stanovena jako rozdíl mezi aktuálním stavem účtu flexibility tohoto subjektu zúčtování (před uzávěrkou trhu s nevyužitou flexibilitou) a velikostí flexibility poskytované pro příslušný den tomuto subjektu zúčtování s respektováním směru prodávané a nakupované flexibility.

The final balance of the aggregated account of imbalances of a balance responsible party at the end of the gas day is defined as the sum of the initial balance of the balance responsible party's aggregated account of imbalances at the beginning of the gas day and the daily imbalance of the balance responsible party provided the sum is within the flexibility limit of the respective balance responsible party.

In the event the balance of the aggregated account of imbalances of a balance responsible party exceeds the flexibility limit of that balance responsible party, the excess amount equals the daily imbalance quantity of the balance responsible party and this amount is settled financially at an applicable price. This procedure does not apply if the balance responsible party purchases the necessary amount of unused flexibility (i.e. to cover the entire daily balancing amount) on the unused flexibility market.

The unused flexibility market is a platform that enables individual balance responsible parties to use market approach for settling directly between them imbalances exceeding the flexibility limit of the balance responsible party, but in view of the overall position of the gas system the imbalances do not represent a situation that would require a balancing action of the TSO. Balance responsible parties are motivated to participate in the unused flexibility market to prevent financial settlement of the daily balancing amount. However, if a system imbalance (the sum of all daily imbalances of balance responsible parties and foreign participants) occurs that could lead to the gas system requiring a balancing action of the transmission system operator, the rules of the unused flexibility market ensure that such an imbalance cannot be used on the unused flexibility market (i.e. it will not be possible to acquire unused flexibility of other balance responsible parties to cover the imbalance), and the balance responsible party will pay an applicable price for this imbalance exceeding the flexibility limit. Therefore, the unused flexibility market offers balance responsible parties another business opportunity.

Unused flexibility of every balance responsible party is determined for the relevant gas day as the difference between the current balance of the flexibility account of the relevant balance responsible party (prior to the close of the unused flexibility market) and the amount of flexibility provided for the relevant day to this balance responsible party, while respecting the direction of the purchased and sold flexibility.

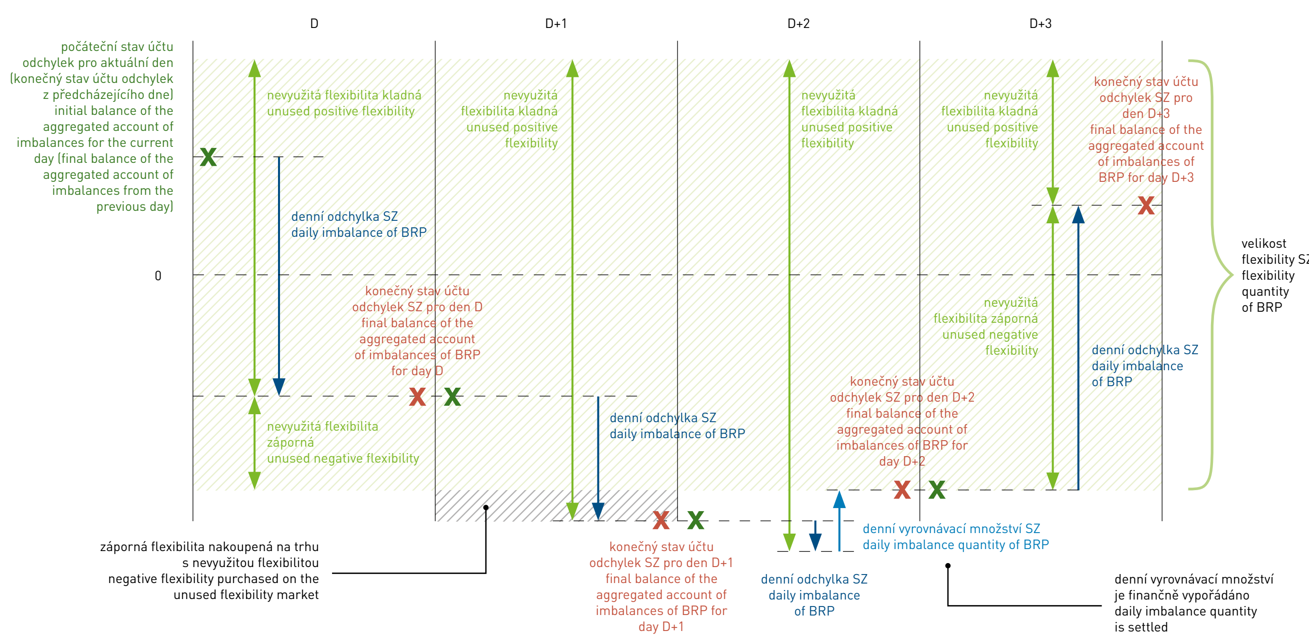
Konečný stav bilančního účtu odchylek subjektu zúčtování je tedy součet počátečního stavu účtu odchylek subjektu zúčtování na začátku plynárenského dne, denní odchylky subjektu zúčtování a denního vyrovnávacího množství subjektu zúčtování s respektováním znaménkové konvence. Pro názornost je práce s bilančním účtem odchylek, flexibilitou a denním vyrovnávacím množstvím ve čtyřech po sobě jdoucích dnech zjednodušeně znázorněna na obrázku 34.

The final balance of the aggregated account of imbalances of a balance responsible party is thus the sum of the initial balance of the aggregate account of imbalances of the balance responsible party at the beginning of the gas day, daily imbalances of the balance responsible party and the daily imbalance quantity of the balance responsible party, while respecting the convention for positive/negative signs. For illustration, Figure 34 documents in a simplified manner how to work with the aggregated account of imbalances, flexibility and daily imbalance quantity on four consecutive days.

Obrázek 34 • Figure 34

Účet odchylek s dokoupenou nevyužitou flexibilitou

Imbalance account with purchased unused flexibility



Na obrázku 34 je zobrazena situace, při které je SZ přidělena, resp. vypočítána, určitá velikost flexibility (viz zelená šrafovaná oblast). Subjekt zúčtování se na počátku dne D pohybuje svým účtem odchylek v kladné oblasti flexibility (viz počáteční stav účtu odchylek). Denní odchylka subjektu zúčtování je ve dni D záporná, čímž se jeho účet odchylek dostane do záporné oblasti flexibility (viz konečný stav účtu odchylek pro den D). Subjektu zúčtování zbývá za den D kladná a záporná nevyužitá flexibilita, kterou může prodat na organizovaném trhu s nevyužitou flexibilitou. Ve dni D+1 subjekt zúčtování způsobí opět zápornou denní odchylku (například obchodník nakoupil méně, než činila spotřeba jeho zákazníků). Tím se však jeho účet odchylek ve dni

Figure 34 shows a situation where a certain flexibility amount (see the green shaded field) is assigned to or calculated for a BRP. At the beginning of day D, the balance responsible party's aggregated account of imbalances is in the positive flexibility range (see the initial balance of the aggregated account of imbalances). The daily imbalance of the balance responsible party on day D is negative, which shifts the imbalance account to the negative flexibility range (see the final balance of the aggregated account of imbalances for day D). On day D, the balance responsible party has both positive and negative unused flexibility available, which it may sell on the organized unused flexibility market. On day D+1 the balance responsible party again causes a negative daily imbalance

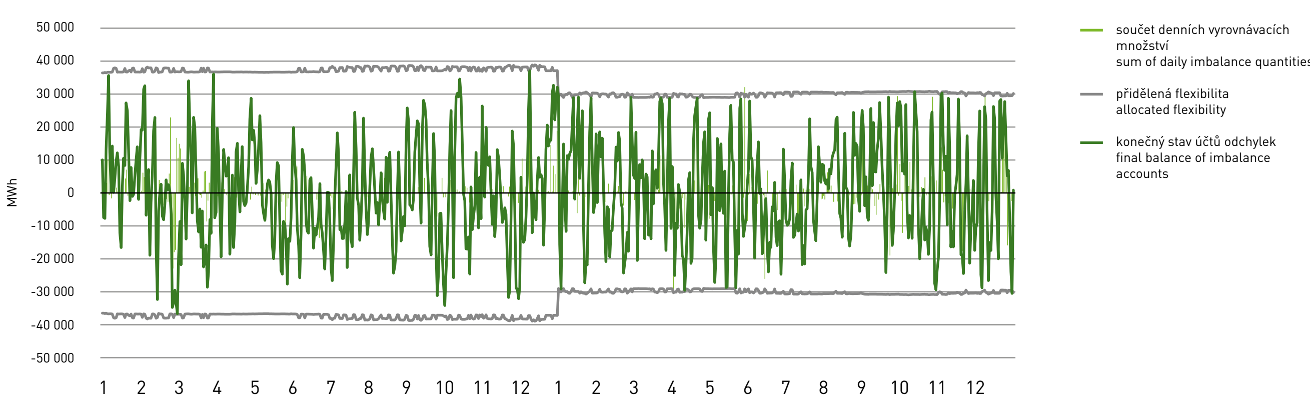
D+1 dostane mimo svou (základní) flexibilitu. Aby se vyvaroval finančního vypořádání denního vyrovnávacího množství ve dni D+1, musel tento subjekt zúčtování nakoupit prostřednictvím trhu s nevyužitou flexibilitou volnou zápornou nevyužitou flexibilitu jiného subjektu zúčtování (viz modrá šrafovaná oblast). Konečný stav účtu odchylek subjektu zúčtování ve dni D+1 je tedy na hranici celkové (součet základní a dokoupené) flexibility subjektu zúčtování. Ve dni D+2 subjekt zúčtování opět způsobil mírnou zápornou denní odchylku, čímž se ještě více vzdálil svému pásmu flexibility. Nicméně, v tomto dni se subjektu zúčtování nepodařilo nakoupit zápornou nevyužitou flexibilitu jiného subjektu zúčtování – vzniklo denní vyrovnávací množství subjektu zúčtování, které musí subjekt zúčtování vypořádat s operátorem trhu finančně za tzv. použitelnou cenu. Za povšimnutí stojí, že ve dni D+2 zbyla subjektu zúčtování velká kladná nevyužitá flexibilita, kterou může prodat na organizovaném trhu s nevyužitou flexibilitou. Aby se účet odchylek subjektu zúčtování nedostal ve dni D+3 znovu mimo svou (základní) flexibilitu, musí být subjekt zúčtování ve dni D+3 buď vyrovnaný (jeho denní odchylka bude nulová), nebo musí způsobit menší kladnou denní odchylku. Pokud by byla tato denní odchylka záporná nebo velká kladná, subjekt zúčtování by se dostal svým účtem odchylek opět mimo svou flexibilitu s rizikem potřeby opětovného dokoupení buď záporné, nebo kladné nevyužité flexibility. Konečný stav účtu odchylek subjektu zúčtování ve dni D+3 je opět v rámci jeho (základní) flexibility.

(e.g. a trader purchased less than the volume of consumption of its customers). This, however, will shift its imbalance account on day D+1 outside its (basic) flexibility range. To avoid financial settlement of the daily imbalance quantity on day D+1, the balance responsible party had to purchase on the unused flexibility market free unused negative flexibility of another balance responsible party (see the blue shaded field). The final balance of the imbalance account of the balance responsible party on day D+1 is therefore just within the limit of the overall (the sum of basic and purchased flexibility of the balance responsible party. On day D+2 the balance responsible party again caused a moderate daily negative imbalance and exceeded even more its flexibility range. However, on this day the balance responsible party failed to purchase unused negative flexibility of another balance responsible party, resulting in the balance responsible party's daily imbalance quantity that the balance responsible party had to settle with the Market Operator at an applicable price. It should be noted that on day D+2 the balance responsible party had a large quantity of unused positive flexibility that could be sold on the organized unused flexibility market.
To keep the aggregate account of imbalances of the balance responsible party on day D+3 within the (basic) flexibility range, the balance responsible party must be either balanced on day D+3 (its daily imbalance quantity is zero), or it must cause a lesser positive daily imbalance. Should the daily imbalance be negative or, conversely, large positive, the balance responsible party's aggregate account of imbalances would not stay within its flexibility limit and there would be a risk of the need to repeatedly purchase either negative or positive unused flexibility. The final balance of the aggregated account of imbalances of the balance responsible party on day D+3 is back within the (basic) flexibility range.

Obrázek 35 • Figure 35

Přidělená flexibilita, konečný stav účtů odchylek a součet denních vyrovnávacích množství všech SZ v průběhu let 2018 a 2019

Allocated flexibility, final balances of imbalance accounts and the sum of daily imbalance quantities of all BRPs during 2018 and 2019



Obrázek 35 ukazuje vývoj konečných bilančních účtů odchylek všech SZ, množství přidělené flexibility a součet denních vyrovnávacích množství všech SZ v průběhu let 2018 a 2019 pro ilustraci meziročního snížení celkové flexibility systému. Veškeré odchylky přesahující dostupnou flexibilitu subjektu zúčtování v rámci daného plynárenského dne představují denní vyrovnávací množství subjektu zúčtování.

Trh s nevyužitou flexibilitou organizuje OTE v měně Kč na principu sesouhlasení křivek nabídky a poptávky každý plynárenský den za předchozí plynárenský den. Jde v podstatě o 2 samostatné trhy – trh s kladnou nevyužitou flexibilitou a trh se zápornou nevyužitou flexibilitou, kde může dojít k nákupu i prodeji kladné/záporné nevyužité flexibility mezi subjekty zúčtování. Výsledky obchodování na trhu s kladnou nevyužitou flexibilitou v průběhu roku 2019 ukazuje obrázek 36, výsledky obchodování na trhu se zápornou nevyužitou flexibilitou jsou znázorněny na obrázku 37.

Shrneme-li výše popsané principy, model vyhodnocování a zúčtování odchylek je koncipován tak, aby do jisté míry umožnil existenci „bezplatných" odchylek subjektům zúčtování. Obchodníkům s plynem tak nemusejí vznikat (velké) dodatečné náklady na vyrovnávání jejich portfolií s dopadem na ceny plynu pro konečné zákazníky. Tento přístup bere ohled na přijatý informační model podle základního scénáře[12], kdy obchodníkům s plynem sice vznikají odchylky, které nelze ani při využití sofistikovaných predikčních mechanizmů ovlivnit, nicméně poskytnutou flexibilitou a možností s ní dále obchodovat dochází k snížení nebo eliminaci vzniku denních vyrovnávacích množství, která by byla předmětem finančního vypořádání. Pravidla vyhodnocování a zúčtování odchylek jsou tedy nastavena protržně a nevytvářejí malým obchodníkům bariéry, které by jim bránily v účasti na trhu s plynem v České republice.

[12] Viz článek 3 odst. 19 nařízení 312/2014, kterým se stanoví kodex sítě pro vyrovnávání plynu v přepravních sítích.

Figure 35 maps out the development of the final balances of aggregate accounts of imbalances of all balance responsible parties, the quantity of allocated flexibility, and the sum of daily imbalance quantities of all balance responsible parties during 2018 and 2019 to illustrate a year-on-year reduction in overal system flexibility. Any imbalance exceeding the available flexibility limit of the balance responsible party within the relevant gas day constitutes the daily imbalance quantity of the balance responsible party.

OTE organizes the unused flexibility market in CZK currency on the principle of matching supply and demand curves each gas day for the preceding gas day. Essentially, there are two separate markets – the unused positive flexibility market and the unused negative flexibility market where balance responsible parties can buy and sell positive/negative unused flexibility from/to each other. Figure 36 documents the results of trading on the unused positive flexibility market and Figure 37 documents the results of trading on the unused negative flexibility market in 2019.

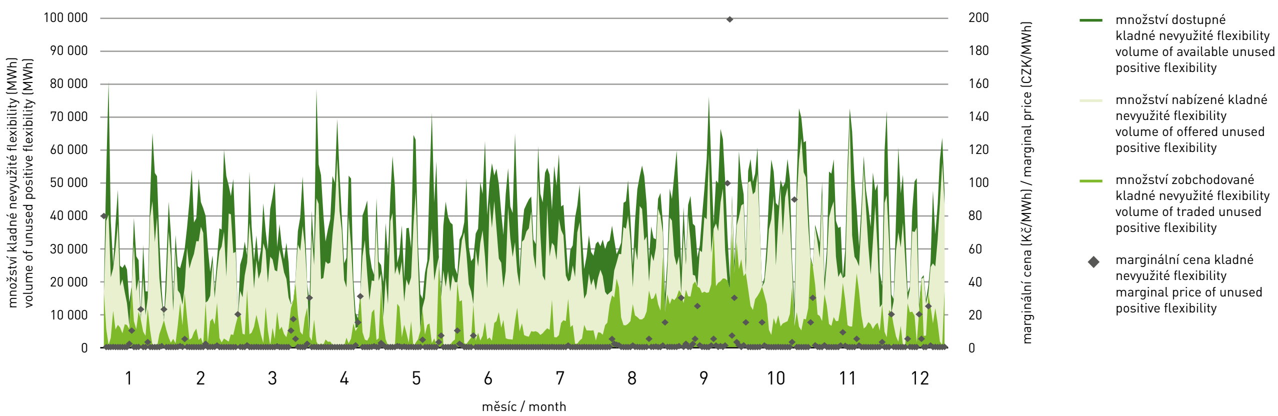
Summing up the foregoing rules, the model of evaluation and settlement of imbalances is designed to allow to an extent the existence of "free" imbalances of balance responsible parties. As a result, gas traders need not incur (substantial) additional costs of balancing their portfolios with an impact on gas prices for final customers. This approach takes into account the adopted information model under the base case[12], where gas traders have to deal with imbalances that even the use of sophisticated prediction mechanisms cannot influence, but the available flexibility and options to trade it help to reduce or eliminate the occurrence of daily imbalance quantities subject to financial settlement. The rules of evaluation and settlement of imbalances are therefore defined to have a pro-market effect and to avoid creating barriers for small-scale traders preventing them from participating in the gas market in the Czech Republic.

[12] See Article 3 (19) of Regulation No. 312/2014 establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks.

Obrázek 36 • Figure 36

Výsledky obchodování na trhu s kladnou nevyužitou flexibilitou v průběhu roku 2019

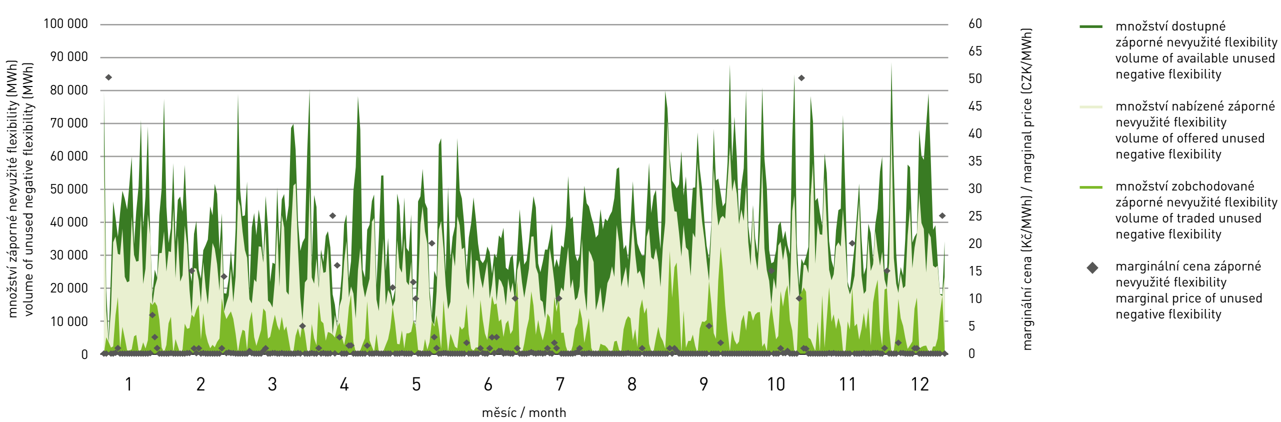
Results of trading on the unused positive flexibility market in 2019



Obrázek 37 • Figure 37

Výsledky obchodování na trhu se zápornou nevyužitou flexibilitou v průběhu roku 2019

Results of trading on the unused negative flexibility market in 2019



FINANČNÍ VYPOŘÁDÁNÍ ODCHYLEK

K určení výše jednotkové ceny pro vyrovnání denního vyrovnávacího množství subjektu zúčtování (tzv. použitelná cena) platí následující pravidla:

- Pro záporné denní vyrovnávací množství se použije vyšší z těchto dvou cen v EUR:
  - nejvyšší cena relevantního nákupu provozovatele přepravní soustavy (relevantním se rozumí nákup plynu provozovatelem přepravní soustavy na organizovaných trzích, který je spojený s vyrovnávací akcí), pokud tato cena existuje,
  - vážená průměrná denní cena pro plynárenský den podle Indexu OTE[13] pro příslušný den, která je zvýšena o malou cenovou úpravu, jež je funkcí systémové odchylky (výše cenové úpravy je v rozmezí 2–5 %).

- Pro kladné denní vyrovnávací množství se použije nižší z těchto dvou cen v EUR:
  - nejnižší cena relevantního prodeje provozovatele přepravní soustavy (relevantním se rozumí prodej plynu provozovatelem přepravní soustavy na organizovaných trzích, který je spojen s vyrovnávací akcí), pokud tato cena existuje,
  - vážená průměrná denní cena pro plynárenský den podle Indexu OTE[13] pro příslušný den, která je snížena o malou cenovou úpravu, která je funkcí systémové odchylky (výše cenové úpravy je v rozmezí 2–5 %).

Pro potřeby finančního vypořádání denního vyrovnávacího množství je použitelná cena přepočtena na Kč denním kurzem Kč/EUR, vyhlašovaným ČNB pro daný den (tj. pro den, za který tato cena vznikla).

Na obrázku 38 je znázorněn průběh finančně vypořádaných denních vyrovnávacích množství (DVM) a použitelných cen v průběhu roku 2019. Kladné denní vyrovnávací množství znamená pro subjekt zúčtování přebytek plynu, za který dostane zaplaceno, záporné denní vyrovnávací množství znamená pro subjekt zúčtování nedostatek plynu, který musí uhradit. Součet všech kladných denních vyrovnávacích množství v roce 2019 činil 834 773 MWh; subjektům zúčtování bylo za toto množství operátorem trhu vyplaceno celkem 272 874 752 Kč. Součet všech záporných denních vyrovnávacích množství ve stejném období činil -668 539 MWh; subjekty zúčtování za toto množství zaplatily operátorovi trhu celkem 239 183 521 Kč.

[13] Metodika stanovení Indexu OTE je určena Pravidly trhu.

FINANCIAL SETTLEMENT OF IMBALANCES

To determine the amount of applicable price for managing the daily imbalance quantity of the balance responsible party, the following rules apply:

- For negative daily imbalance quantity, the higher of the two prices below shall be applied in EUR:
  - the highest price of the relevant purchase of the transmission system operator (relevant shall mean the purchase of gas by the transmission system operator in organized markets associated with a balancing action) if such price exists,
  - weighted average daily price for the gas day according to the OTE Index[13] for the relevant day, increased by a minor price adjustment that represents the function of a system imbalance (the price adjustment is in the range of 2% – 5%).

- For positive daily imbalance quantity, the lower of the two prices below shall be applied in EUR:
  - the lowest price of the relevant sale of the transmission system operator (relevant shall mean the sale of gas by the transmission system operator in organized markets associated with a balancing action) if such price exists,
  - weighted average daily price for the gas day according to the OTE Index[13] for the relevant day, reduced by a minor price adjustment that represents the function of a system imbalance (the price adjustment is in the range of 2% – 5%).

For the needs of financial settlement of the daily imbalance quantity, the applicable price is translated into CZK, using the daily EUR/CZK exchange rate published by the Czech National Bank (CNB) for the relevant day (i.e. for the day on which the price was established).

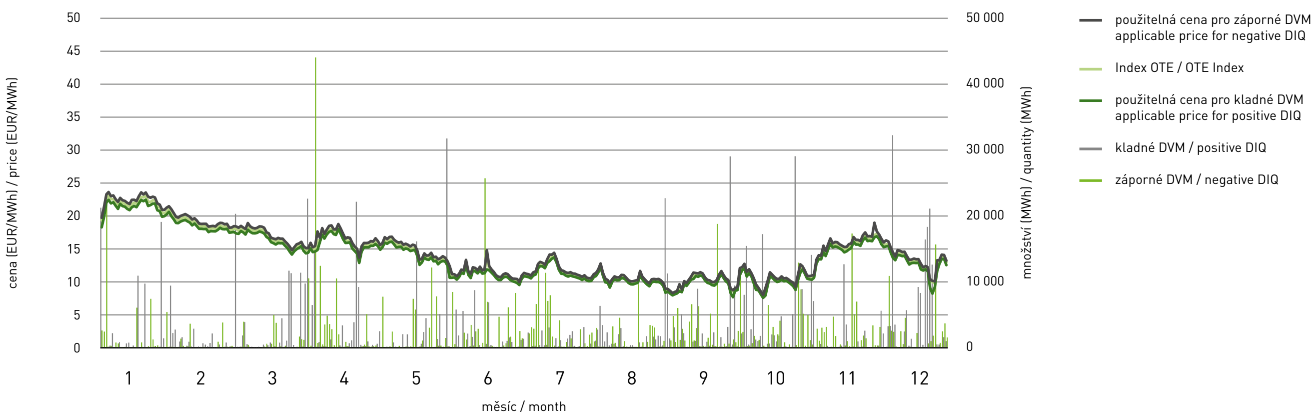
Figure 38 documents the development of settled daily imbalance quantities (DIQ) and applicable prices in 2019. For a balance responsible party, positive DIQ means excess gas for which the BRP gets paid, whereas negative DIQ means missing gas that must be paid for. The sum of all positive daily imbalance quantities amounted to 834,773 MWh in 2019 and the Market Operator paid balance responsible parties a total of CZK 272,874,752 for these quantities. The sum of all negative daily imbalance quantities in the same period amounted to -668,539 MWh and balance responsible parties paid the Market Operator a total of CZK 239,183,521.

[13] The methodology of determining the OTE Index is governed by the Gas Market Rules.

Obrázek 38 • Figure 38

Denní vyrovnávací množství (DVM) a jejich ceny v průběhu roku 2019

Daily imbalance quantities (DIQ) and their prices in 2019



Platby plynoucí z finančního vypořádání denních vyrovnávacích množství mezi subjekty zúčtování a operátorem trhu za použitelnou cenu jsou následně souhrnně vypořádány mezi operátorem trhu a provozovatelem přepravní soustavy.

Vznik denního vyrovnávacího množství nemusí nutně vyvolat neodkladné řešení ze strany provozovatele přepravní soustavy (tj. vyrovnávací akci). Saldo denních vyrovnávacích množství je kumulováno do tzv. konta PPS[14], které obhospodařuje provozovatel přepravní soustavy i s ohledem na aktuální stav přepravní soustavy. V souladu s NC BAL musí pravidla vyrovnávání odrážet skutečné potřeby soustavy.

Index OTE je stanovován na základě cen dosažených na vnitrodenním trhu s plynem organizovaném operátorem trhu. Na obrázku 39 je znázorněn průběh Indexu OTE a ceny realizované na burzách EEX v Německu (Daily Reference Price pro zónu NCG[15]) a CEGH v Rakousku v průběhu let 2017 až 2019. Za povšimnutí stojí především velký nárůst spotové ceny plynu na přelomu února a března 2018. Tento nárůst souvisel s prudkým propadem teplot prakticky v celé Evropě a neplánovanými výpadky plynárenské infrastruktury (zejména ve Velké Británii), díky nimž se dramaticky snížila nabídka plynu v některých lokalitách. Situace ve Velké Británii, Itálii, Dánsku

Payments arising from the settlement of daily imbalance quantities between balance responsible parties and the Market Operator at an applicable price are subsequently settled in aggregate between the Market Operator and the TSO.

Any emergence of daily imbalance quantity does not create an immediate need for the transmission system operator to provide a solution (i.e. a balancing action). The balance of daily imbalance quantities is cumulated into a TSO's account[14], administered by the transmission system operator with regard to the current state of the transmission system. In accordance with the NC BAL, the balancing rules must meet the actual system needs.

The OTE Index is determined on the basis of prices obtained on the intraday gas market organized by the Market Operator. Figure 39 documents the trend in the OTE Index and prices realized at exchanges EEX in Germany (Daily Reference Price for NCG zone[15]) and Central European Gas Hub AG (CEGH) in Austria in 2017-2019. A considerable increase in spot prices of gas at the turn of February and March 2018 is particularly noteworthy. The increase is related to a sharp drop in temperatures practically across Europe and to unscheduled gas infrastructure outages (notably in the UK), which dramatically reduced gas supply in some areas. The situation in the UK, Italy, Denmark and Sweden

---

10 Více o kontu provozovatele v části Vyrovnávací akce

11 Net Connect Germany, společná obchodní zóna několika provozovatelů přepravních soustav v Německu

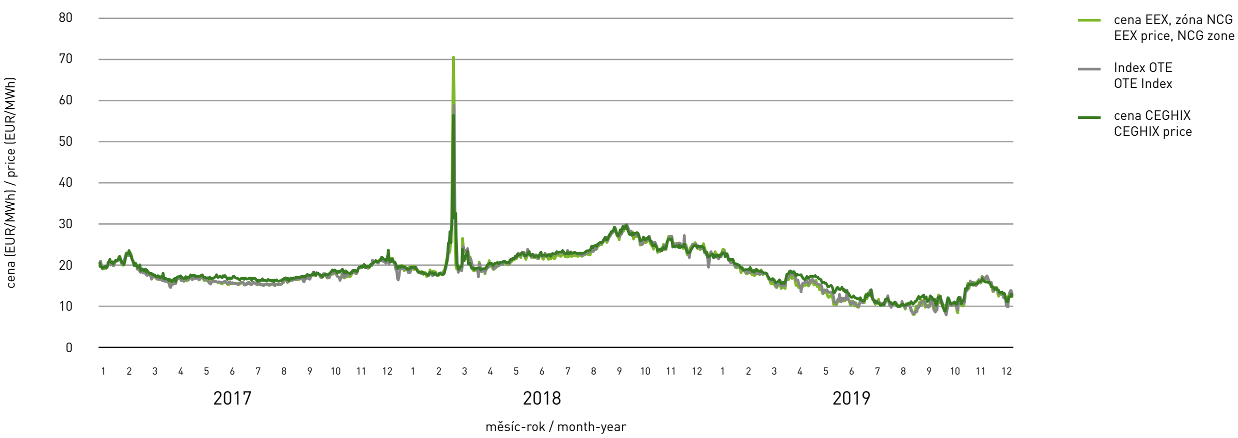
10 For more information on the Operator's account, see chapter Balancing Action

11 Net Connect Germany, a joint trade area of several transmission system operators in Germany.

Obrázek 39 • Figure 39

Porovnání Indexu OTE a cen realizovaných na burzách EEX (zóna NCG) a CEGH v letech 2017 až 2019

Comparison of OTE Index and EEX (NCG zone) and CEGH prices in 2017-2019



a Švédsku byla natolik vážná, že lokální autority vyhlásily stav včasného varování, který umožňuje provozovatelům přepravních soustav dotčených zemí flexibilněji reagovat na vzniklou situaci. V průběhu celého roku 2019 docházelo k postupnému poklesu ceny plynu díky zvýšenému dovozu LNG do Evropy, který způsobil přebytek plynu na burzách.

Obrázek 40 ukazuje četnosti rozdílů cen spotových burz EEX a CEGH proti ceně OTE v roce 2019. Obecně lze konstatovat, že ceny plynu v ČR v podstatné většině dnů odpovídají cenám v Německu, ceny v Rakousku jsou v průměru o 20 až 50

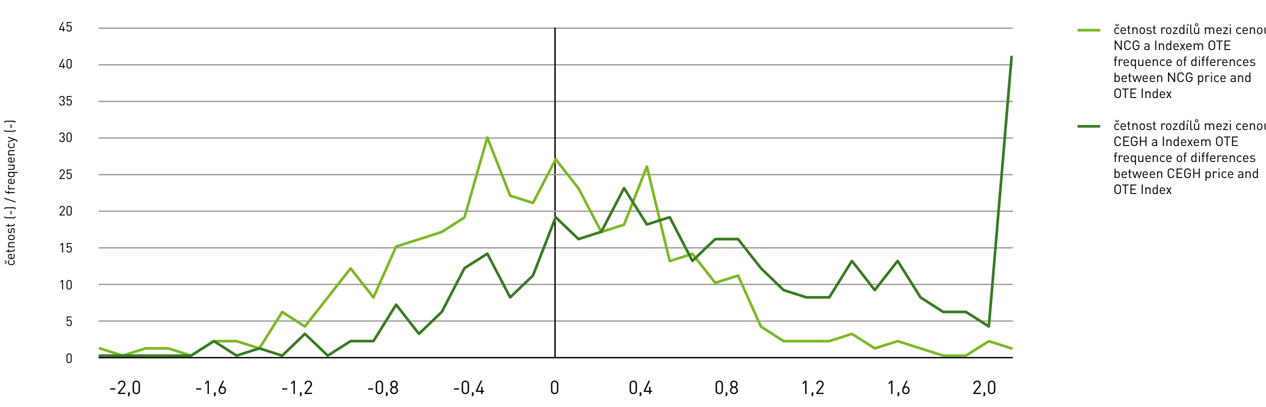
was so serious that local authorities declared an Early Warning Level that allowed the transmission system operators of the countries concerned to respond to the gas supply situation in a flexible manner. Throughout 2019 there was a gradual decline in gas prices due to increased imports of LNG into Europe, which caused a surplus of gas on the exchanges.

Figure 40 shows the frequency of price differences between EEX and CEGH spot exchanges and OTE in 2019. In general, gas prices in the Czech Republic correspond with gas prices in Germany for most of the gas days, whilst gas prices in Austria are on average

Obrázek 40 • Figure 40

Četnosti rozdílů mezi cenami OTE, EEX a CEGH v roce 2019

Frequency of price differences between OTE, EEX and CEGH in 2019



euro centů vyšší, v tomto případě však nejsou výjimkou ani rozdíly převyšující 2 EUR/MWh. Velkoobchodní cena plynu v ČR je tedy poměrně úzce navázána na cenu plynu v sousedním Německu. Vysoká korelace cen plynu na trhu OTE a burze EEX je dokladem dostatečných přeshraničních kapacit a vyspělosti českého organizovaného krátkodobého trhu s plynem, ačkoli je porovnáván s nepoměrně větším trhem.

Všechny ceny za vypořádání rozdílů mezi denními a měsíčními odchylkami a mezi měsíčními a závěrečnými měsíčními odchylkami (řešení chyb měření, včetně chyb na vstupu do distribučních zón) odpovídají denní hodnotě Indexu OTE, jelikož jde o realokaci již dodaného a spotřebovaného plynu mezi subjekty zúčtování. Vypořádání rozdílů mezi skutečnými a alokovanými hodnotami spotřeby za měření typu C (clearing TDD) probíhá po jednotlivých měsících za cenu stanovenou jako průměr hodnot Indexu OTE za odpovídající měsíc. Pro potřeby finančního vypořádání je cena Indexu OTE přepočtena kurzem ČNB pro daný den z měny EUR na měnu Kč. Veškeré finanční vypořádání tedy probíhá v měně Kč.

VYROVNÁVACÍ AKCE

Na potřebu fyzicky vyrovnávat soustavu reaguje PPS nákupem nebo prodejem vyrovnávacího plynu. Důvodů pro takový nákup nebo prodej může mít PPS hned několik, od technických (např. změny tlakových poměrů v soustavě v návaznosti na směr toku plynu) po obchodní. Činnosti PPS související se skutečným nebo očekávaným vyrovnáváním obchodních odchylek subjektů zúčtování se považují za vyrovnávací akce. V případě její realizace PPS využívá vnitrodenního trhu s plynem organizovaného OTE, jiných dostupných krátkodobých trhů (včetně zahraničních) nebo aktivace vyrovnávací služby[16].

Pro účely vypořádání fyzického vyrovnávání odchylek operátor trhu na základě Pravidel trhu s plynem vede tzv. konto PPS, jehož hodnota se mění na základě finančně vypořádaných denních vyrovnávacích množství subjektů zúčtování a realizací vyrovnávacích akcí. Dále jsou v rámci konta PPS stanoveny dvě úrovně stavu konta, které slouží provozovateli přepravní soustavy jako signál pro případné provedení vyrovnávací akce. Zjednodušeně řečeno, pokud stav konta PPS přesahuje první nebo druhou úroveň, může provozovatel přepravní soustavy realizovat vyrovnávací akci nákupem nebo prodejem plynu v režimu buď na následující plynárenský den (day-ahead), nebo v režimu na probíhající plynárenský den (within-day), a srovnat tak stav konta PPS na hodnotu blízkou nule. Rozdíl mezi

[16] V prioritách podle uvedeného pořadí

higher by 20 to 50 eurocents, however, in this case, differences exceeding EUR 2 / MWh are no exception. Wholesale gas prices in the Czech Republic are demonstrably closely linked to gas prices in the neighbouring Germany. The high correlation of gas prices on the OTE market and the EEX market is evidence of sufficient cross-border capacities and maturity of the Czech organized short-term gas market, although it is compared to a disproportionately larger market.

All prices for settlement of differences between daily and monthly imbalances and between monthly and final monthly imbalances (resolving metering errors, including errors at the entry to distribution zones) correspond to the daily value of the OTE Index, since it constitutes a reallocation of already delivered and consumed gas between balance responsible parties. Settlement of differences between the actual and allocated consumption values for the type C metering (LP clearing) is carried out for each month at the price calculated as the average of OTE Index values for the relevant month. For the purpose of financial settlement, the price of the OTE Index is translated into the CZK currency, using the CNB exchange rate for the relevant day. Hence all financial settlements are executed in CZK.

BALANCING ACTION

The TSO responds to the need to physically balance the system by purchasing or selling balancing gas. There are several reasons for the TSO to buy or sell gas, ranging from technical issues (such as changes in pressure in the system in relation to the direction of the gas flow, to commercial reasons. The TSO's activities associated with the actual or anticipated balancing of balance responsible parties' trade imbalances are deemed to be balancing actions. To undertake balancing actions, the TSO uses the intraday gas market organized by OTE, other available short-term markets (including foreign markets) or activation of the balancing service[16].

For purposes of the settlement of physical balancing of imbalances in the gas system, the Market Operator maintains the TSO's account pursuant to the Market Rules. The account volume varies according to settled daily imbalance quantities of balance responsible parties and executed balancing actions. Furthermore, there are two levels stipulated for the TSO's account that signal the TSO to undertake a prospective balancing action. To put it simply, if the TSO's account volume exceeds the first or second level, the transmission system operator may undertake a balancing action by buying or selling gas, either under the day-ahead regime, or the within-day

[16] Prioritized according to the given order

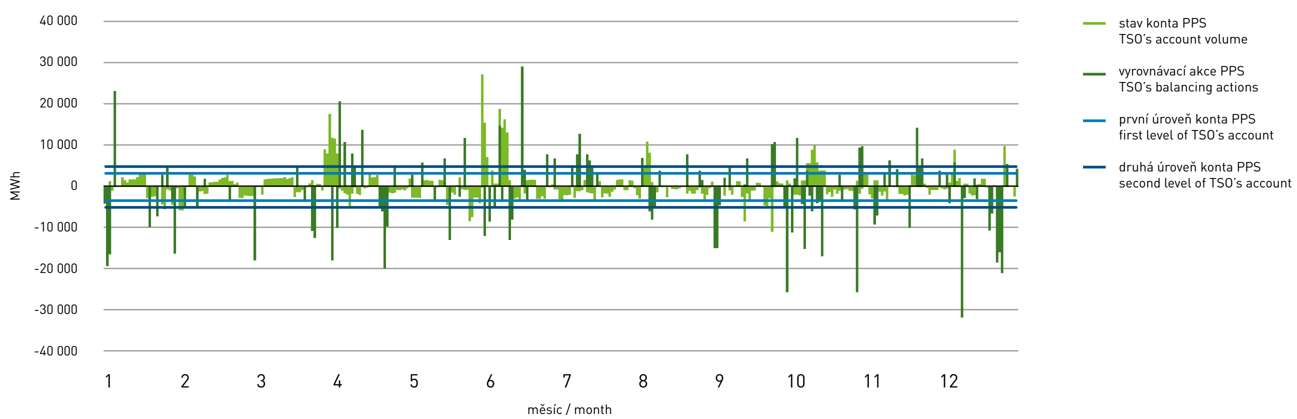
překročením první a druhé úrovně konta PPS je v rychlosti obchodování vyrovnávací akce a v možnosti PPS využít jiné nástroje pro realizaci vyrovnávací akce, pokud by nebylo možné vyrovnávací akci zobchodovat na vnitrodenním trhu OTE. Vývoj konta PPS spolu se znázorněním jednotlivých úrovní a vliv vyrovnávacích akcí na stav konta ukazuje obrázek 41. Vyrovnávací akce jsou na obrázku znázorněny v plynárenských dnech, ve kterých došlo k uskutečnění nákupu (kladná hodnota), resp. prodeje (záporná hodnota), což nemusí odpovídat samotnému plynárenskému dni dodávky.

regime, and restore the TSO's account balance to near zero. The difference between exceeding the first and second level of the TSO's account lies in the speed of the balancing action trading and the TSO's option to use other instruments for executing the balancing action provided the balancing action cannot be traded on OTE's intraday market. Figure 41 shows the trend in the TSO's account volume with documented account levels and the impact of balancing actions on the account volume. Balancing actions are shown on gas days on which gas was purchased (positive value) or sold (negative value); the balancing action might not correspond to the actual gas day of delivery.

Obrázek 41 • Figure 41

Vývoj konta PPS, první a druhá úroveň a přehled vyrovnávacích akcí v roce 2019

Trend in TSO's account, first and second levels and overview of balancing actions in 2019



Na základě novely Pravidel trhu sleduje operátor trhu od roku 2019 cenový vývoj obchodů na vnitrodenním trhu s plynem. Pokud by nastala významná změna spotové ceny plynu v průběhu obchodování plynárenského kontraktu, operátor trhu vyšle varovný signál provozovateli přepravní soustavy, který zrealizuje malou vyrovnávací akci pro daný plynárenský kontrakt bez ohledu na potřeby soustavy. Tímto způsobem dojde k ovlivnění použitelné ceny tak, aby obchodníci nemohli využít nastaveného mechanizmu vyhodnocení odchylek ke spekulativním účelům.

Jak již bylo zmíněno v části Finanční vypořádání odchylek, operátor trhu je při vypořádání odchylek příjmově neutrální. Nicméně, samotný model vyhodnocování odchylek podle NC BAL není příjmově neutrální, nýbrž mírně přebytkový. To je dáno určením výše použitelných cen pro kladné a záporné denní vyrovnávací množství. Použitelná cena pro kladné denní

Pursuant to an amendment to the Market Rules, since 2019 the Market Operator has been monitoring the pricing on the intraday gas market. In the event gas spot prices change significantly during trading of a gas contract, the Market Operator alerts the transmission system operator, which executes a minor balancing action for the relevant gas contract regardless of the system needs. In this way, the applicable price is affected to prevent traders from using the imbalance evaluation mechanism for speculative purposes.

As indicated in the chapter Settlement of Imbalances, the Market Operator's imbalance settlement is revenue-neutral. However, the imbalance evaluation model defined in NC BAL is not revenue-neutral, but slightly in surplus. This is due to the determination of applicable prices for the positive and negative daily imbalance quantities. The applicable price for the positive daily imbalance quantity where the Market Operator pays the balance responsible vyrovnávací množství, kdy operátor trhu platí subjektům zúčtování, je nižší než použitelná cena pro záporné denní vyrovnávací množství, kdy subjekty zúčtování platí operátorovi trhu . Za účelem evidence příjmů a výdajů souvisejících nejen s vypořádáním odchylek, ale i s vyrovnávacími akcemi, sleduje operátor trhu tzv. konto neutrality, které je od roku 2019 i zveřejňováno na webu OTE. Stav konta neutrality ke konci roku 2019 činil -4 040 069 Kč (-23 507 931 Kč ke konci roku 2018).

Vyrovnávací služba je poskytována těmi subjekty zúčtování, které splní požadavky PPS na tuto službu a registrují se u OTE jako nominace vyrovnávací služby mezi subjektem zúčtování a PPS. Jde o specifický typ dvoustranného kontraktu, který je promítnut do fyzického toku plynu (alokace) ve virtuálním bodě PPS. V roce 2019 k aktivaci vyrovnávací služby nedošlo zejména vzhledem k vysoké likviditě vnitrodenního trhu s plynem, na kterém se prioritně realizují veškeré vyrovnávací akce provozovatele přepravní soustavy.

ZMĚNA DODAVATELE

Od 1. 1. 2007 mají všichni koneční odběratelé plynu právo na bezplatnou změnu dodavatele, a tím také možnost ovlivnit část svých celkových nákladů za dodávku plynu. Rok 2019 tak byl již 13. rokem fungování otevřeného trhu s plynem, na kterém si každý odběratel plynu mohl zvolit dodavatele podle svého rozhodnutí. V systému operátora trhu jsou jednotlivě registrována všechna odběrná místa zákazníků (OPM), u kterých byl změnou dodavatele nahrazen obchodník příslušející k dané síti, nebo byla jejich registrace explicitně tímto obchodníkem vyžádána. Zbylá OPM (tj. odběrná místa obchodníka příslušejícího k dané síti) jsou registrována v systému operátora trhu v sumě. Tím je zajištěna evidence všech měřených dodávek a odběrů plynu jednotlivých dodavatelů a současně jejich přiřazení subjektům zúčtování. Obrázek 42 znázorňuje vývoj počtu spotřebních OPM dle jednotlivých typů měření, jejichž registrace předcházela první změně dodavatele (od počátku roku 2010). Údaje jsou vždy k poslednímu dni měsíce, údaj za rok 2020 je ke dni 31. 1. 2020. K tomuto dni evidoval operátor trhu přibližně 1 388 tis. spotřebních OPM, což činí 49 % z celkového počtu cca 2 834 tis. spotřebních OPM v ČR . V průběhu roku 2017 došlo v CS OTE ke skokovému nárůstu počtu odběrných míst s měřením typu C z důvodu zaregistrování všech odběrných míst v soustavě E.ON Distribuce, a.s. Další skokový nárůst počtu OPM v CS OTE je očekáván ke dni 1. 4. 2020, kdy dojde k registraci všech odběrných míst v sítích GasNet.

[17] Veškeré rozdíly jsou finančně vypořádány mezi operátorem trhu a provozovatelem přepravní soustavy.

[18] Převzato ze statistik ERÚ

parties is lower than the applicable price for the negative daily imbalance quantity where the balance responsible parties pay the Market Operator . In order to record revenues and expenses related to the settlement of imbalances but also to balancing actions, the Market Operator tracks the neutrality charges posted on OTE's website since 2019. The neutrality account balance at the end of 2019 was CZK -4,040,069 (CZK -23,507,931 at the end of 2018).

The balancing service is provided by the balance responsible parties that meet the TSO's requirements for this service. It is registered with OTE as balancing service nominations between the balance responsible party and the TSO. This involves a specific type of bilateral contract, reflected in the physical gas flow (allocation) at the TSO virtual point. The balancing service was not activated in 2019, primarily due to high liquidity of the intraday gas market which is the priority market for all balancing actions of the transmission system operator.

CHANGE OF SUPPLIER

As at 1 January 2007, all final consumers of gas are entitled to free change of supplier, i.e. they also have an opportunity to influence some of their total costs of gas supply. 2019 was the thirteenth year of a fully open gas market where each gas consumer could choose a supplier according to his decision. The Market Operator's system registers separately all consumer points of delivery (PDT) where change of supplier resulted in change of the trader assigned to the respective system, or where registration was explicitly requested by this trader. The remaining PDTs (i.e. points of delivery pertaining to the given system) are registered in the Market Operator's system as a sum. This ensures records of metered gas supply and consumption of separate suppliers and, at the same time, their assignment to balance responsible parties. Figure 41 shows numbers of consumer PDTs according to types of metering that were registered prior to the first change of supplier (since the beginning of 2010). The data are valid as at the last day of the month, data for 2020 are valid at 31 January 2020. At this date, the Market Operator registered approximately 1,388 thousand consumer PDTs, which accounted for 49% of the total number of 2,834 thousand consumer PDTs in the Czech Republic . In 2017 there was a steep increase in the number of points of delivery with C type metering due to registration of all points of delivery in the E.ON Distribuce, a.s. A further surge in the number of PDTs in CS OTE is expected as at 1 April 2020, when all points of delivery in the GasNet networks will be registered.

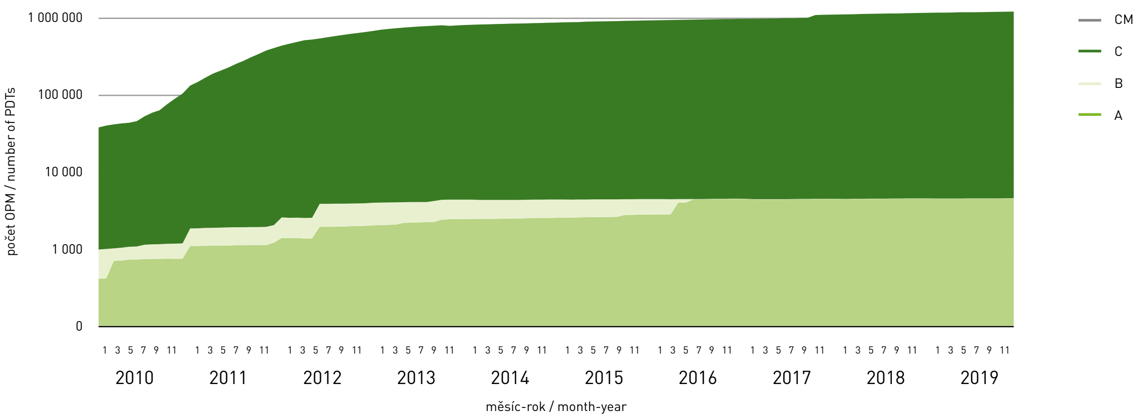
[17] All differences are settled between the Market Operator and the transmission system operator.

[18] Sourced from ERO statistics

Obrázek 42 • Figure 42

Vývoj počtu spotřebních OPM registrovaných u OTE od roku 2010

Trend in numbers of consumer PDTs registered with OTE since 2010



Měřením typu A se rozumí průběhové měření s denním dálkovým přenosem dat. Tímto typem měření jsou podle energetického zákona vybavena odběrná místa, jejichž odběr plynu byl v předcházejícím kalendářním roce vyšší než 15 mil. m³ (cca 157 GWh).

Měřením typu B se rozumí ostatní průběhové měření, kterým jsou vybavena odběrná místa, jejichž odběr plynu byl v předcházejícím kalendářním roce vyšší než 400 tis. m³ (cca 4 200 MWh).

Měřením typu C se rozumí neprůběhové měření, které je nainstalováno u zákazníků, jejichž roční odběr plynu v jednom odběrném místě nepřesáhne 400 tis. m³. Časový průběh měření pro vyhodnocování spotřeb a odchylek subjektů zúčtování je u tohoto typu měření nahrazen typovým diagramem dodávek (TDD). Od roku 2011 existuje celkem 12 tříd TDD v závislosti na charakteru a velikosti ročního odběru plynu zákazníkem s neprůběhovým měřením.

Měřením typu CM se rozumí měření typu C s pravidelným měsíčním odečtem.

Tabulka 5 udává počty OPM podle kategorie odběru, u kterých došlo v jednotlivých měsících roku 2019 ke změně dodavatele. Za rok 2019 proběhlo celkem 214 428 změn, což je přibližně o 49 tis. méně než v roce 2018 (263 425 změn). Jedná se tak o téměř 19% meziroční pokles počtu změn dodavatele. Tabulka 5 v členění podle typu měření je k dispozici na **www.ote-cr.cz**.

Type A metering refers to interval metering with daily remote data transfer. Pursuant to the Energy Act, this type of metering is used at points of delivery where gas consumption exceeded 15 million m³ (approx. 157 GWh) in the previous calendar year.

Type B metering refers to other types of interval metering and is used at points of delivery where gas consumption exceeded 400 thousand m³ (approx. 4,200 MWh) in the previous calendar year.

Type C metering refers to non-interval metering, installed for customers whose yearly gas consumption at a single point of delivery does not exceed 400 thousand m³. In this type of metering, the interval character of metering for evaluation of consumption and imbalances of balance responsible parties is replaced with load profiles (LP). Since 2011, 12 LP classes have been used depending on the nature and volume of annual gas consumption by customers with non-interval metering.

Type CM metering refers to type C metering with regular monthly readings.

Table 5 shows the number of PDTs according to the type of supply where a change of supplier was registered in specific months of 2019. A total of 214,428 changes were made in 2019, which is about 49 thousand less changes than in 2018 (263,425 changes). This represents an almost 19% year-on-year decline in the number of changes of supplier. Table 5 listing PDTs according to type of metering is posted on **www.ote-cr.cz**.

Trh s plynem musela v únoru 2019 opustit společnost Dream Energy a.s., jejíž zákazníci byli převedeni k dodavateli poslední instance nebo si vybrali jiného dodavatele. Důvodem bylo, že tato společnost pozbyla možnost dodávat plyn svým zákazníkům. Dodavatel poslední instance má zákonnou povinnost dodávat plyn zákazníkovi nejdéle po dobu 6 měsíců, během této doby si však dotčení zákazníci musí zvolit opět standardní dodávky plynu. Dále v září 2019 došlo k uzamčení společnosti STABIL ENERGY s.r.o., z důvodu neplnění platebních povinností vůči operátorovi trhu. Tato společnost tak nemohla dále vykonávat činnosti subjektu zúčtování na trhu s plynem. V okamžiku uzamčení nebyla společnost STABIL ENERGY s.r.o., evidována na žádném odběrném místě v roli dodavatele plynu.

Na obrázku 43 jsou pro srovnání graficky znázorněny počty změn dodavatele v letech 2007 až 2019[19]. Operátor trhu do konce roku 2019 zaregistroval (kumulativně od roku 2010) celkem 2 379 189 schválených změn dodavatele plynu na odběrných místech.

In February 2019 Dream Energy a.s. had to terminate its operations on the gas market and its customers were switched to a supplier of last resort or they opted for a different supplier. The reason was that the company lost the opportunity to supply gas to its customers. The supplier of last resort is legally obliged to supply gas to the customer for a maximum of 6 months, during which time the customers concerned must again choose standard gas supplies. Furthermore, in September 2019, the company STABIL ENERGY s.r.o. was locked due to non-fulfillment of payment obligations towards the market operator. The company was therefore no longer able to pursue the activities of the cleared entity on the gas market. At the moment of deadline the company STABIL ENERGY s.r.o. wasn´t registered at any point of delivery as a gas supplier.

For comparison, figure 43 illustrates numbers of changes of supplier in 2007–2019[19]. Until the end of 2019, the Market Operator registered (cumulatively since 2010) a total of 2,379,189 approved changes of gas supplier at points of delivery.

Tabulka 5 • Table 5

Počet změn dodavatele plynu u OPM podle kategorie odběru v jednotlivých měsících roku 2019

Number of changes of gas supplier at PDTs according to type of supply in specific months of 2019

měsíc / month	celkem / total	kategorie odběru / supply category			
		VO	SO	MO	DOM
leden / January	37 378	266	887	9 029	27 196
únor / February	16 607	3	18	1 384	15 202
březen / March	14 665	9	16	1 140	13 500
duben / April	12 351	5	27	1 246	11 073
květen / May	16 815	3	13	1 455	15 344
červen / June	16 369	1	16	1 161	15 191
červenec / July	14 771	7	26	1 904	12 834
srpen / August	15 688	3	12	924	14 749
září / September	16 978	3	26	941	16 008
říjen / October	16 949	4	35	1 351	15 559
listopad / November	17 644	6	28	1 110	16 500
prosinec / December	18 213	4	19	900	17 290
celkem za 2019 / total in 2019	**214 428**	**314**	**1 123**	**22 545**	**190 446**

Kategorií odběru VO se rozumí zákazníci z řad velkoodběratelů, jejichž odběrná plynová zařízení jsou připojena k přepravní nebo distribuční soustavě a jejichž roční odběr plynu v odběrném místě přesahuje 4 200 MWh.

The "VO" supply category means wholesale customers whose consumer gas installations are connected to a transmission or distribution system and whose annual gas consumption at the point of delivery exceeds 4,200 MWh.

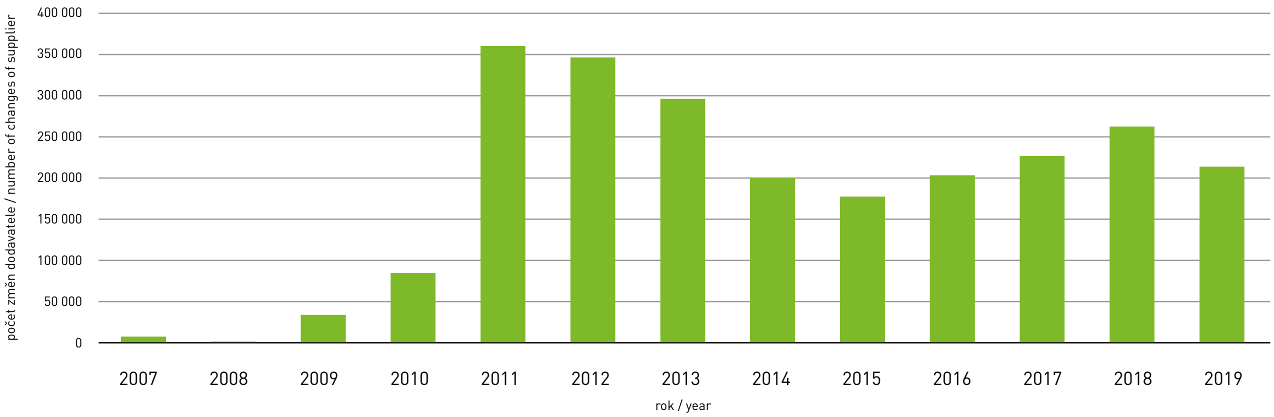
[19] Do statistik nejsou započítány převody OPM k dodavateli poslední instance.

[19] The statistics do not include switching of PDTs to a supplier of last resort.

Obrázek 43 • Figure 43

Počet změn dodavatele plynu v letech 2007–2019

Number of changes of gas supplier in 2007–2019



Kategorií odběru SO se rozumí zákazníci z řad středních odběratelů, jejichž odběrná plynová zařízení jsou připojena k přepravní nebo distribuční soustavě a jejichž plánovaná roční spotřeba plynu v odběrném místě přesahuje 630 MWh a roční odběr plynu nepřesahuje 4 200 MWh.

Kategorií odběru DOM se rozumí zákazníci z řad domácností, kteří odebírají plyn k uspokojování svých osobních potřeb souvisejících s bydlením nebo osobních potřeb členů jejich domácnosti.

Kategorií odběru MO se rozumí zákazníci, kteří nespadají do kategorií VO, SO, DOM.

Obrázek 44 ukazuje přibližný podíl dodavatelů plynu na počtu odběrných míst v plynárenství k 1. 1. 2020. Vzhledem k tomu, že v systému operátora trhu nejsou v současné době registrována všechna odběrná místa, byl počet OPM zákazníků, kterým dodává původní (regionální) dodavatel v odpovídající síti, odvozen z dostupné statistiky ERÚ.

V souladu s legislativou musí být ke každému jednotlivému odběrnému místu zákazníka přiřazen právě jeden subjekt zúčtování. Není-li subjekt zúčtování k odběrnému místu přiřazen, jsou odběry plynu v daném odběrném místě posuzovány v souladu s aktuálním zněním energetického zákona jako hrozící neoprávněný odběr nebo neoprávněný odběr plynu z plynárenské soustavy. Na obrázku 45 jsou znázorněny podíly jednotlivých SZ na spotřebě plynu v ČR za celý rok 2019 (po zohlednění předání zodpovědností za odchylky na odběrných místech mezi jednotlivými dodavateli a příslušnými SZ).

The "SO" supply category means medium-sized customers whose consumer gas installations are connected to a transmission or distribution system and whose planned annual gas consumption at the point of delivery exceeds 630 MWh and the annual gas consumption does not exceed 4,200 MWh.

The "DOM" supply category means household customers who buy gas to meet their personal needs related to housing or to personal needs of household members.

The "MO" supply category means customers who are not included in the VO, SO or DOM category.

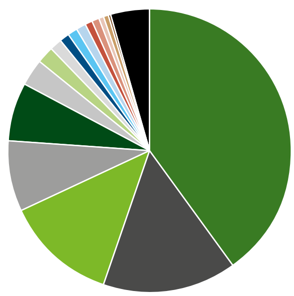
Figure 44 shows the approximate shares of gas suppliers in the number of points of delivery in the gas sector as at 1 January 2020. Since not all points of delivery are currently registered in the Market Operator system, the number of PDT customers buying gas from the original (regional) supplier within the relevant network was derived from the available ERO statistics.

In accordance with legislation, each point of delivery/transfer of the customer must have assigned a balance responsible party. If no balance responsible party is assigned to the point of delivery, pursuant to the applicable Energy Act consumption of gas at the point of delivery is deemed impending unauthorized consumption of gas or unauthorized consumption of gas from the gas system. Figure 45 shows shares of individual BRPs in gas consumption in the Czech Republic in 2019 after taking into account transfer of responsibility for imbalances at points of delivery between suppliers and relevant BRPs.

Obrázek 44 • Figure 44

Podíl dodavatelů na počtu odběrných míst k 1. 1. 2020

Shares of suppliers in the number of points of delivery as at 1 January 2020

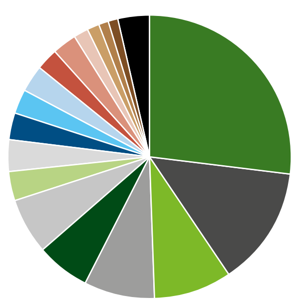


40,26 %	innogy Energie, s.r.o.	1,09 %	X Energie, s.r.o.
15,04 %	ČEZ Prodej, a.s.	1,07 %	LAMA energy a.s.
12,75 %	Pražská plynárenská, a.s.	0,88 %	EP ENERGY TRADING, a.s.
8,06 %	E.ON Energie, a.s.	0,82 %	Europe Easy Energy a.s.
6,88 %	BOHEMIA ENERGY entity s.r.o.	0,52 %	SPP CZ, a.s.
2,95 %	MND a.s.	0,51 %	Dobrá Energie s.r.o.
1,84 %	CENTROPOL ENERGY, a.s.	0,5 %	Energie ČS, a.s.
1,55 %	COMFORT ENERGY s.r.o.	4,18 %	ostatní SZ (s podílem OPM pod 0,5%) / other BRPs (with shares of PDTs below 0.2%)
1,09 %	ARMEX ENERGY, a.s.		

Obrázek 45 • Figure 45

Podíly jednotlivých SZ na spotřebě plynu v ČR za rok 2019

Shares of specific BRPs in gas consumption in CR in 2019



27,09 %	innogy Energie, s.r.o.	2,82 %	UNIPETROL RPA, s.r.o.
13,66 %	Pražská plynárenská, a.s.	2,81 %	MND a.s.
8,96 %	E.ON Energie, a.s.	2,67 %	EP ENERGY TRADING, a.s.
7,93 %	ČEZ, a. s.	2,64 %	VNG Energie Czech s.r.o.
6,23 %	ČEZ Prodej, a.s.	1,86 %	Lumius, spol. s r.o.
6,14 %	WINGAS GmbH	1,35 %	Veolia Komodity ČR, s.r.o.
3,59 %	BOHEMIA ENERGY entity s.r.o.	1,1 %	CENTROPOL ENERGY, a.s.
3,52 %	LAMA energy a.s.	1,02 %	ENGIE Energy Management CZ s.r.o.
3,1 %	SPP CZ, a.s.	3,51 %	ostatní SZ (pod 1 %) / other BRPs (with shares of below 1%)

ÚČASTNÍCI TRHU S PLYNEM

Pro účely zúčtování odchylek jsou u operátora trhu registrovány tyto typy účastníků:

- subjekt zúčtování,
- dodavatel,
- provozovatel distribuční soustavy,
- provozovatel přepravní soustavy,
- provozovatel zásobníku plynu,
- výrobci.

Z pohledu operátora trhu má subjekt zúčtování právo nominovat přepravu, distribuci a uskladnění, může obchodovat na krátkodobých trzích, uzavírat bilaterální kontrakty s ostatními subjekty zúčtování a dodávat plyn zákazníkům.

GAS MARKET PARTICIPANTS

For the purpose of settlement of imbalances, the following types of participants are registered with the Market Operator:

- balance responsible party,
- supplier,
- distribution system operator
- transmission system operator,
- gas storage operator,
- producer.

From the Market Operator's perspective, the balance responsible party has the right to nominate transmission, distribution and storage, trade on the short-term gas markets, enter into bilateral contracts with other balance responsible parties, and supply

Oproti tomu účastník v roli dodavatele může pouze dodávat plyn svým zákazníkům. Pro výkon této činnosti musí mít předanou odpovědnost za odchylku na alespoň jeden subjekt zúčtování. Zasílání dat měření pro vyhodnocení odchylek subjektů zúčtování zajišťují příslušní provozovatelé – provozovatel distribuční soustavy a provozovatel přepravní soustavy. Provozovatel zásobníku plynu umožňuje přístup subjektů zúčtování k zásobníkům plynu[20].

Tabulka 6 ukazuje počet registrovaných účastníků trhu s plynem podle typu účastníka ke dni 31. 12. 2019 a meziroční změny vzhledem ke dni 31. 12. 2018.

gas to customers. Conversely, a market participant in the role of supplier may only supply gas to its customers. To be permitted to do so, it must transfer imbalance responsibility to at least one balance responsible party. Sending of metered data for evaluation of imbalances of balance responsible parties is ensured by respective operators – distribution system operators and the transmission system operator. The gas storage operator provides access for balance responsible parties to gas storage facilities[20].

Table 6 shows the number of registered gas market participants by type of participant at 31 December 2019 and year-on-year changes at 31 December 2018.

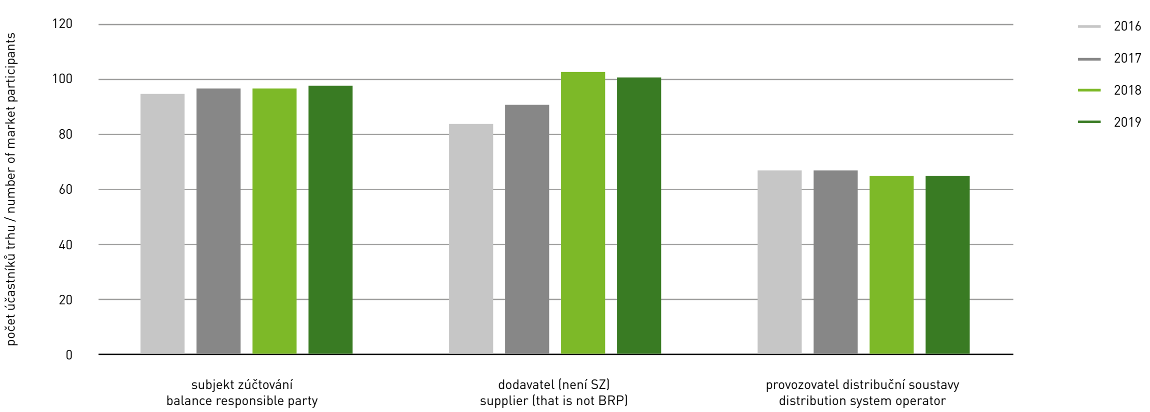
Tabulka 6 • Table 6

Počet účastníků trhu s plynem ke dni 31. 12. 2019
Numbers of gas market participants as at 31 December 2019

typ účastníka / type of participant	počet k 31. 12. 2019 number at 31 December 2019	meziroční změna year-on-year change
subjekt zúčtování / balance responsible party	98	+1
dodavatel / supplier	101	-2
provozovatel distribuční soustavy / distribution system operator	65	0
provozovatel přepravní soustavy / transmission system operator	1	0
provozovatel zásobníku plynu / gas storage operator	4	0

Obrázek 46 • Figure 46

Počet účastníků na trhu s plynem registrovaných u OTE v letech 2016–2019
Number of gas market participants registered with OTE in 2016–2019



[20] Uvedený výčet činností licencovaných účastníků je pouze orientační. Plný rozsah činností je dán energetickým zákonem a vyhláškami.

[20] The listed activities of licenced participants are indicative only. A full scope of activities is determined by the Energy Act and applicable regulations.

Přispíváme k dalšímu rozvoji mezinárodní spolupráce a obchodování s elektřinou a plynem v ČR.

We contribute to the further development of international cooperation and trade of electricity and gas in the Czech Republic.

ORGANIZOVANÝ KRÁTKODOBÝ TRH S ELEKTŘINOU A PLYNEM
ORGANIZED SHORT-TERM ELECTRICITY AND GAS MARKET

I rok 2019 potvrdil trend růstu krátkodobého obchodování s energetickými komoditami (konkrétně s elektřinou a plynem) nejen v České republice, ale i napříč Evropou. Produkce z obnovitelných zdrojů, jejíž predikce výroby je obtížná a samotná výroba vysoce závislá na přírodních podmínkách, je jedním z hlavních důvodů nárůstu likvidity na krátkodobých trzích. Současně ale vyvolává potřebu věnovat těmto trhům i jejich kapacitním a spolehlivostním parametrům maximální pozornost.

Organizovaný krátkodobý trh v ČR představuje důležitou formu obchodování s elektřinou a plynem. Pro účastníky energetického trhu je díky podstatnému nárůstu likvidity v posledních letech spolehlivou zárukou, že mohou i v době krátce před termínem dodávky (den, hodina) v reakci na aktuální situaci v soustavě nebo ve svém výrobním, resp. odběratelském portfoliu nakoupit či prodat příslušnou komoditu. Cílem a účelem krátkodobého trhu je nejen snížení rizika vzniku odchylky, ale také zvýšení bezpečnosti a spolehlivosti dodávek obou komodit. Podstatný význam likvidních krátkodobých trhů je také v jejich cenotvorbě, kdy ceny obchodů na těchto trzích jsou využívány jako podklad pro vypořádání finančních instrumentů obchodovaných na komoditních burzách či slouží jako vodítko cen jiných kontraktů mezi dodavatelem a odběratelem. Tyto skutečnosti OTE maximálně reflektuje mimo jiné také v integračních aktivitách, kterých se aktivně účastní. K již integrovanému dennímu trhu v rámci 4M Market Coupling se v listopadu 2019 integroval i vnitrodenní trh s elektřinou a nyní se zde přeshraničně obchoduje v rámci 21 zemí, které jsou zapojeny do SIDC.

Flexibilita obchodování a nabízené portfolio produktů přesvědčily již 121 tuzemských a zahraničních společností ke vstupu na krátkodobý trh s elektřinou a 98 společností ke vstupu na krátkodobý trh s plynem. Zatímco převážnou většinu evidovaných účastníků tvoří výrobci elektřiny nebo obchodníci, stále častěji zvažují možnost zapojit se i velcí spotřebitelé z řad energeticky náročných podniků, kteří se snaží diverzifikovat své portfolio nákupů energií a snižovat tak náklady na jejich pořízení. Zatímco ještě před deseti lety pořizovaly podniky veškeré

Also the year 2019 reaffirmed the trend of growth in short-term trading of energy commodities (specifically electricity and gas) in the Czech Republic and across Europe. One of the main reasons for an increase in liquidity in short-term markets is energy generation from renewable sources where production prediction is difficult and production itself is highly dependent on natural conditions. This incentivises OTE to pay close attention to these markets and their capacity and reliability parameters.

The organized short-term market in the Czech Republic is an important form of electricity and gas trading. Due to significant liquidity growth in particular in the past years, it provides market participants with a solid guarantee that they are able to purchase or sell the respective commodity even at short notice before the delivery date (day, hour) in response to the current situation in the system or in their production or consumption portfolio. The objective and purpose of the short-term market is to reduce imbalance risk and to increase security and reliability of supply in both commodities. In addition, liquid short-term markets are highly important in terms of pricing, where prices of transactions executed on these markets are used as a basis for settlement of financial instruments traded on commodity exchanges, or as guidelines for prices in other contracts between suppliers and customers. OTE makes the maximum effort to reflect these factors, among other in its integration activities in which it participates. In addition to the already integrated day-ahead electricity market within 4M Market Coupling, the intraday electricity market was integrated in November 2019, so electricity is now traded cross-border in 21 countries involved in SIDC.

The flexibility of trading and the portfolio of offered products have already attracted 121 domestic and foreign companies to enter the short-term electricity market and 98 companies to enter the short-term gas market. While the vast majority of registered participants are electricity producers or traders, also large consumers from the ranks of energy-intensive businesses are increasingly considering the possibility to engage in the markets with the aim to diversify their portfolio of energy energie prostřednictvím dlouhodobých, někdy i dlouholetých smluv, nyní pro ně může být ekonomicky výhodnější nakupovat značnou část spotřeby variabilně – po čtvrtletích, měsíčně nebo po ještě kratších úsecích. Krátkodobé trhy OTE nabízejí možnost nakupovat i prodávat energie ve velmi krátkém čase před termínem dodávky – v řádech dnů i hodin.

Operátor trhu prostřednictvím krátkodobých trhů nejen zajišťuje obchodování s komoditami, ale poskytuje také jistotu finančního vypořádání uzavřených obchodů. Vystupuje v nich jako centrální protistrana, čímž umožňuje zajistit účastníkům transparentnost a současně anonymitu obchodů, a výrazně tak snižuje možné riziko obchodujících stran.

Velkou výhodou je pro účastníky trhu skutečnost, že veškeré obchody uzavřené na těchto trzích jsou zároveň automaticky zahrnuty do jejich obchodních pozic. Na rozdíl od externích platforem účastník již nemusí provádět další dodatečnou registraci vzniklého obchodu.

Mezi základní zásady, kterými se obchodování na krátkodobých trzích OTE řídí, patří:

- poskytnutí neutrálního a bezpečného prostředí jednotlivým účastníkům trhu,
- podpora konkurence na trhu,
- poskytování informací o trhu,
- funkce centrální protistrany obchodů prováděných na principu anonymity,
- zajištění rizik na straně finančního vypořádání transakcí i na straně fyzické dodávky komodity,
- zajištění nediskriminačních podmínek obchodování všem účastníkům,
- omezování bariér pro vstup nových účastníků na trh,
- poskytování cenových signálů trhu.

Porovnání základních parametrů jednotlivých trhů je zobrazeno v tabulce 7.

purchases and therefore reduce the acquisition costs. Ten years ago, businesses sourced all energies through long-term contracts, sometimes spanning years, but today they may find it more economical to buy a substantial portion of consumption in a more flexible manner – in quarterly, monthly or even shorter intervals. OTE's short-term markets offer the opportunity to buy and sell energies a very short time before the delivery – in the order of days or hours.

In addition to commodity trading, the Market Operator ensures, through the short-term markets, a secure financial settlement of closed transactions. It acts as the central counterparty to all transactions, which allows the market participants both transparent and anonymous trading, which significantly reduces potential risks for the traders.

Of great advantage for market participants is that all deals closed on these markets are also automatically added to their positions. Contrary to external platforms, the participants do not need to perform additional registration of their transactions.

Key rules governing trading on OTE's short-term markets comprise:

- ensuring a neutral and secure environment for market participants,
- support for market competition,
- provision of market–related information,
- acting as a central counterparty for transactions executed anonymously,
- hedging risks in respect of financial settlement of transactions and physical supply of the commodity,
- ensuring non-discriminatory trading conditions for all participants,
- reducing barriers preventing market entry for new participants,
- providing price signals to the market.

Table 7 provides an overview of key specifics of short-term markets.

Tabulka 7 • Table 7

Srovnání základních parametrů jednotlivých trhů
Overview of key specifics of short-term markets

	elektřina / electricity				plyn / gas
	BT / BM	DT / DM	VDT / IM	VT / BMR	VDT / IM
forma trhu / type of market	kontinuální párování continuous matching	denní aukce daily auction	kontinuální párování continuous matching	kontinuální párování continuous matching	kontinuální párování continuous matching
obchodovaná perioda traded period	12 nebo 24 hod. 12 or 24 hours	1 hod. 1 hour	1 hod. 1 hour	1 hod. 1 hour	** 24 hod. ** 24 hours
minimální možné obchodovatelné množství minimum tradable volume	 1 MW x 12, nebo 24 hod. 1 MW x 12 or 24 hours	 0,1 MWh 0.1 MWh	 0,1 MWh 0.1 MWh	 1 MWh 1 MWh	 0,1 MWh 0.1 MWh
maximální možné obchodovatelné množství maximum tradable volume	 * 50 MW x 12, nebo 24 hod. * 50 MW x 12 or 24 hours	 99 999 MWh 99,999 MWh	 *999 MWh *999 MWh	 99 999 MWh 99,999 MWh	 99 999 MWh 99,999 MWh
nejmenší inkrement množství smallest quantity increment	1 MW x 12, nebo 24 hod. 1 MW x 12 or 24 hours	0,1 MWh 0.1 MWh	0,1 MWh 0.1 MWh	0,1 MWh 0.1 MWh	0,1 MWh 0.1 MWh
měna obchodování trading currency	Kč CZK	EUR EUR	EUR EUR	Kč CZK	EUR EUR
minimální možná cena minimum price	1 Kč/MWh CZK 1/MWh	-500 EUR/MWh EUR -500/MWh	-9 999 EUR/MWh EUR -9,999/MWh	-99 999 Kč/MWh CZK -99,999/MWh	0,01 EUR/MWh EUR 0.01/MWh
maximální možná cena maximum price	9 999 Kč/MWh CZK 9,999/MWh	***3 000 EUR/MWh *** EUR 3,000/MWh	9 999 EUR/MWh EUR 9,999/MWh	99 999 Kč/MWh CZK 99,999/MWh	4 000 EUR/MWh EUR 4,000/MWh
nejmenší možný inkrement ceny smallest price increment	1 Kč/MWh CZK 1/MWh	0,01 EUR/MWh EUR 0.01/MWh	0,01 EUR/MWh EUR 0.01/MWh	1 Kč/MWh CZK 1/MWh	0,01 EUR/MWh EUR 0.01/MWh
možnost nulové ceny zero price option	NE NO	ANO YES	ANO YES	NE NO	NE NO
čas otevření trhu market opens at	9:30 D-5 9:30 D-5	neomezené unlimited	15:00 D-1 15:00 D-1	H-1:00 H-1:00	9:00 D-1 9:00 D-1
čas uzavření trhu market closes at	13:30 D-1 13:30 D-1	11:00 D-1 11:00 D-1	H-1:00 H-1:00	H-0:30 H-0:30	5:00 D+1 5:00 D+1

* V rámci jedné nabídky / Within one bid.
** Plynárenský den od 6:00 do 6:00 hod. / Gas day from 6:00 to 6:00.
*** Druhá aukce je vyhlašována při dosažení či překročení dolní meze ceny -150 EUR/MWh nebo horní meze ceny 500 EUR/MWh.
Second auction is announced whenever the bottom price limit of EUR -150/MWh or the top price limit of EUR +500/MWh are reached or exceeded.

ČINNOST NOMINOVANÉHO ORGANIZÁTORA TRHU S ELEKTŘINOU

Společnost OTE, a.s., úspěšně prokázala, že splnila potřebná kritéria a požadavky dle čl. 6 nařízení CACM, a proto byla 7. října 2015 ustanovena Energetickým regulačním úřadem nominovaným organizátorem trhu s elektřinou (Nominated Electricity Market Operator – NEMO), který zajišťuje jednotné propojení denních trhů (SDAC) a jednotné propojení vnitrodenních trhů (SIDC). Toto ustanovení bylo v říjnu roku 2019 prodlouženo ze strany ERÚ na další čtyři roky, konkrétně do konce roku 2023.

ACTIVITIES OF A NOMINATED ELECTRICITY MARKET OPERATOR

The company OTE, a.s. has successfully demonstrated that it met the necessary criteria and requirements pursuant to Art. 6 of CACM and therefore was on 7 October 2015 designated by the Energy Regulatory Authority as Nominated Electricity Market Operator (NEMO), which develops and operates a Single Day-Ahead Coupling (SDAC) and Single Intraday Coupling (SIDC). This provision was extended by the ERO for another four years in October 2019, namely until the end of 2023.

Spolu s ostatními evropskými burzami, které byly určeny jako NEMO, spolupracuje OTE, a.s., na plnění povinností nadále rozvíjet a provozovat Evropský propojený denní a vnitrodenní trh s elektřinou v rámci organizace všech NEMO, tzv. výboru NEMO Committee, zřízeném k implementaci požadavků plynoucích z nařízení CACM. Jedná se zejména o naplnění povinností plynoucích z plánu na společné zavedení a výkon funkcí subjektu provádějícího sesouhlasení pro propojení trhů (MCO plán) a přidružených metodologií, které NEMO postupně vypracovali a předložili ke schválení národním regulačním autoritám, resp. Agentuře pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER).

MCO plán byl dne 20. června 2017 jednomyslně schválen všemi vnitrostátními regulačními orgány a zahrnuje následující body:
- Stanovení zásad spolupráce mezi všemi NEMO a zřízení výboru NEMO Committee s jeho úlohami a povinnostmi;
- Formální přijetí technického řešení PCR a řešení XBID jako základu pro efektivní implementaci cílů SDAC, resp. SIDC, jak je stanoveno v čl. 36 odst. 4 nařízení CACM;
- Podrobný popis a navrhovaný časový plán pro implementaci SDAC a SIDC;
- Popis očekávaného dopadu podmínek nebo metodik na zřízení a výkon funkce subjektu provádějícího sesouhlasení pro propojení trhů.

I v roce 2019 byly v platnosti následující metodiky a postupy vypracované společně všemi NEMO dle článku 7 nařízení CACM a schválené ze strany národních regulačních autorit či dle rozhodnutí ACER:
- Společný návrh algoritmu pro sesouhlasení propojených denních trhů a algoritmus pro párování při kontinuálním obchodování, který zohledňuje společný soubor požadavků algoritmu pro sesouhlasení propojených denních trhů a algoritmus pro párování při kontinuálním obchodování v souladu s čl. 37 odst. 4 nařízení CACM;
- Společný návrh produktů, jež byly vzaty v úvahu pro SDAC a SIDC v souladu s čl. 40 odst. 3 a čl. 53 odst. 4 nařízení CACM;
- Metodika náhradních postupů ke splnění povinností stanovených v článcích 39 a 52 v souladu s čl. 36 odst. 3 nařízení CACM;
- Harmonizované postupy stanovení maximálních a minimálních zúčtovacích cen, jež se použijí ve všech nabídkových zónách, které se účastní SDAC a SIDC v souladu s čl. 41 odst. 1 a čl. 54 odst. 1 nařízení CACM;

Along with other European power exchanges designated as NEMOs, OTE, a.s. is cooperating to fulfill its obligations to further develop and operate the European coupled Day-ahead and Intraday Electricity Market within the organization of all NEMOs, the so-called NEMO Committee, established to implement the requirements arising from CACM Regulation. This concerns in particular the fulfillment of the obligations arising from the joint implementation and performance plan of the MCO Plan and associated methodologies, which NEMOs have gradually developed and submitted for approval by the national regulatory authorities, respectively, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).

The MCO Plan was unanimously approved by all NRAs on 20 June 2017 and includes the following points:
- Establishing principles of cooperation between all NEMOs and setting up a NEMO Committee with its roles and responsibilities;
- Formal adoption of the technical PCR solution and the XBID solution as the basis for the effective implementation of SDAC resp. SIDC objectives, as laid down in Article 36 (4) of the CACM Regulation;
- Detailed description and proposed roadmap for the implementation of SDAC and SIDC;
- A description of the expected impact of the terms and conditions or methodologies on the establishment and performance of the MCO function.

Also in 2019, the following terms and conditions or methodologies developed jointly by all NEMOs under Article 7 of the CACM and approved by national regulatory authorities or ACER decisions were in force:
- Joint design of algorithm submitted by NEMOs in accordance with Article 37 (5), including the TSOs' and NEMOs' sets of requirements for algorithm development in accordance with Article 37 (1) of the CACM;
- Joint design of products that can be taken into account by NEMOs in the SDAC and SIDC in accordance with Articles 40 (3) and 53 (4) of the CACM Regulation;
- Methodology of backup procedures to fulfill the obligations set out in Articles 39 and 52 in accordance with Article 36 (3) of the CACM Regulation;
- Harmonized procedures for setting maximum and minimum clearing prices to be applied in all bidding zones participating in SDAC and SIDC in accordance with Articles 41 (1) and 54 (1) of the CACM Regulation;

Právě prvně jmenovaná metodika prošla v druhé polovině roku 2019 revizí s cílem zakomponovat plán na vývoj a přípravu vnitrodenních aukcí s elektřinou, které by měly být součástí SIDC a doplnit vnitrodenní kontinuální obchodování. Tyto vnitrodenní aukce by měly být připraveny do začátku roku 2023 a jejich primárním cílem je možnost ocenit dostupnou přenosovou kapacitu v rámci vnitrodenního obchodování, neboť v rámci kontinuálního obchodování nedochází k tržnímu ocenění přenosové kapacity.

JEDNOTNÉ PROPOJENÍ DENNÍCH TRHŮ (SDAC)

Pokud se jedná o aktivity na denních trzích, pak cílem je vytvoření jednotného denního trhu s elektřinou v rámci celé Evropy. Integrovaný denní trh zvýší celkovou efektivitu obchodování díky podpoře účinné hospodářské soutěže, navýšení likvidity a umožnění efektivnějšího využívání výrobních zdrojů v celé Evropě. Omezená přeshraniční přenosová kapacita propojených trhů s elektřinou z různých regionů Evropy je prostřednictvím SDAC přidělována nejefektivnějším způsobem pomocí jednotného algoritmu při současném zohlednění omezení na přeshraničním propojení.

Jedná se o iniciativu mezi 17 nominovanými organizátory trhu s elektřinou a 34 provozovateli přenosových soustav, která umožňuje přeshraniční obchodování napříč Evropou prostřednictvím implicitních aukcí na následující den.

V posledních letech bylo díky různým iniciativám dosaženo značného pokroku při implementaci celoevropského jednotného denního trhu. SDAC spoléhá na řešení Price Coupling of Regions (PCR) vyvinutého a spravovaného skupinou 9 energetických burz.

PCR projekt poskytuje jednotný algoritmus známý pod názvem EUPHEMIA a sjednocené operační postupy pro efektivní stanovení cen elektrické energie a využití přeshraniční přenosové kapacity. V následujících letech je plánován intenzivní výzkum tohoto algoritmu tak, aby byla zajištěna dostatečná kvalita, robustnost a stabilita algoritmu pro jednotný denní trh v Evropě v souladu se souborem požadavků na algoritmus pro sesouhlasení propojených denních trhů. Mezi hlavní aspekty vývoje algoritmu patří zejména:

- geografická rozšíření a přirozený růst trhu,
- přechod z NTC metody na výpočet kapacity pomocí Flow-Based metody,
- možnost existence více NEMO v jedné nabídkové zóně,
- požadavky plynoucí z nařízení CACM na algoritmus,
- nové požadavky od zúčastněných subjektů,
- změny topologie sítě.

The first mentioned methodology underwent a revision in the second half of 2019 with the aim of incorporating a plan for the development and preparation of intraday electricity auctions, which should be part of the SIDC and will complement intraday continuous trading. These intraday auctions should be ready by the beginning of 2023 and their primary objective is to provide pricing for the available transmission capacity in intraday trading as there is no price of transmission capacity in continuous trading.

SINGLE DAY-AHEAD COUPLING (SDAC)

As regards day-ahead activities, the aim is to create a single day-ahead electricity market across Europe. An integrated day-ahead market will increase overall trading efficiency by fostering effective competition, increasing liquidity and enabling more efficient use of production resources across Europe. Limited cross-border transmission capacity of interconnected electricity markets from different regions of Europe is allocated through SDAC in the most efficient way using a single algorithm, taking into account the available capacities on cross-border interconnections.

It is an initiative between 17 nominated electricity market operators and 34 transmission system operators which delivers cross-border trading across Europe through implicit auctions for the following delivery day.

In recent years, considerable progress has been made in implementing the pan-European single day-ahead coupling through various initiatives. SDAC relies mainly on a Price Coupling of Regions (PCR) solution developed and managed by a group of 9 energy exchanges.

The PCR project provides a unified algorithm known as EUPHEMIA and unified operational procedures for efficient pricing of electricity and allocation of cross-border transmission capacity. In the coming years, intensive research and development of this algorithm is planned to ensure sufficient quality, robustness and stability of the algorithm for the single day market in Europe, in line with the set of algorithm requirements for matching day-ahead markets. The main aspects of algorithm development include:

- geographical expansion and natural market growth,
- transition from NTC method to capacity calculation using Flow-Based method,
- possibility of multiple NEMOs in one bidding zone,
- the requirements of the CACM Regulation on the algorithm,
- new requirements from involved parties,
- network topology changes.

V rámci EU existovaly i v roce 2019 dva klíčové regionální projekty v rámci SDAC. První region je označován jako Multi-Regional Coupling (MRC). Pokrývá více než 85 % spotřeby elektřiny v EU a zahrnuje propojené trhy Německa, Rakouska, Francie, Belgie, Nizozemska, Lucemburska, Dánska, Finska, Švédska, Norska, Velké Británie, Španělska, Portugalska, Litvy, Lotyšska, Polska, Itálie a Slovinska a Chorvatska.[21]

V regionu střední a východní Evropy probíhalo obchodování na integrovaných denních trzích s elektrickou energií České republiky, Slovenska, Maďarska a Rumunska v rámci takzvaného 4M MC, které bylo spuštěno 19. 11. 2014 a nahradilo do té doby provozovaný CZ–SK–HU Market Coupling.

V průběhu roku 2019 pokračovaly intenzivní přípravy na připojení regionu 4M MC k regionu MRC, a to v rámci dvou regionálních projektů. V prvním, přechodném kroku se jedná o propojení 4M MC, Polska a MRC zavedením implicitní alokace založené na NTC metodě výpočtu kapacity na 6 hranicích (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT a HU-AT) v rámci tzv. DE-AT-PL-4M MC projektu, jehož uvedení do provozu lze očekávat v druhé polovině roku 2020. V cílovém řešení se jedná o regionální projekt CORE na principu implicitní flow-base alokace přeshraničních kapacit. Přechod na flow-base alokaci v regionu CORE je plánován na druhou polovinu roku 2021. Tímto krokem by měla být v regionu dokončena implementace nařízení CACM v rámci denního trhu s elektřinou.

Cílem společnosti OTE je co nejdříve zprostředkovat svým účastníkům trhu možnost implicitní alokace přeshraniční kapacity na co největším množství přeshraničních profilů ČR.

[21] V rámci projektu MRC je také vyhodnocen trh Irska a Bulharska bez propojení s ostatními oblastmi.

In 2019 there were two key regional projects in the framework of SDAC. The first region is referred to as Multi-Regional Coupling (MRC). It covers more than 85% of the electricity consumption in the EU and comprises integrated markets in Germany, Austria, France, Belgium, the Netherlands, Luxembourg, Denmark, Finland, Sweden, Norway, Great Britain, Spain, Portugal, Lithuania, Latvia, Poland, Italy, Slovenia and Croatia.[21]

In Central and Eastern Europe, trading was conducted on the integrated day-ahead electricity markets of the Czech Republic, Slovakia, Hungary and Romania under the so-called 4M MC, which was launched on 19 November 2014 and replaced the previously operated CZ – SK – HU Market Coupling.

In 2019 preparations went on to connect the 4M MC to the MRC as part of two regional projects. The first, intermediate project aims to link 4M MC, Poland and MRC by introducing implicit allocation based on the NTC calculation method for six borders (PL-DE, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT and HU-AT) within the so-called DE-AT-PL-4M MC project, which is expected to be commissioned in the second half of 2020. The target solution is a CORE region project based on the implicit flow-base allocation of cross-border capacities. The transition to flow-base allocation in the CORE region is planned for the second half of 2021. This step should complete the implementation of the CACM Regulation in the day-ahead electricity market in the region.

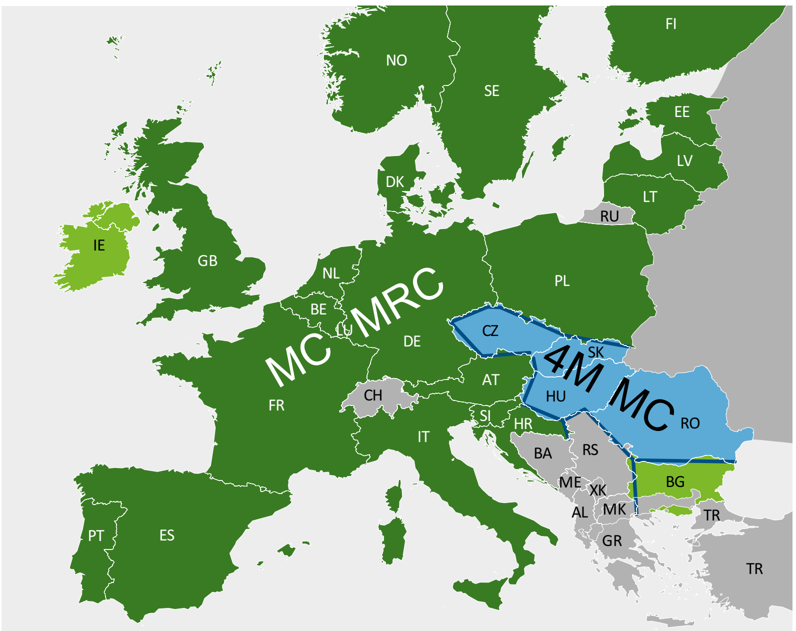
The aim of OTE is to provide its market participants with the possibility of implicit allocation of cross-border capacity on as many cross-border profiles of the Czech Republic as possible.

[21] The MRC project also evaluates the Irish and Bulgarian markets without integration with other regions.

Obrázek 47 • Figure 47

Integrace spotových trhů v Evropě v závěru roku 2019

Integration of day-ahead spot markets in Europe at the end of 2019



- MC MRC
- explicitní alokace / explicit auction
- 4M MC
- společné vypořádání s MC MRC / common clearing together with MC MRC

1996	propojení mezinárodního trhu NordPool first coupled electricity market NordPool
2006	spojení trhů FR, BE a NL na principu Market Couplingmarket coupling of FR, BE and NL based on Market Coupling principle
2007	společný trh Španělska a Portugalska – MIBEL common market of Spain and Portugal – MIBEL
2009	propojení trhů CZ–SK coupling of CZ–SK markets
2010	spojení trhů CWE NordPool a Pobaltí CWE, NordPool and Baltics coupled
2012	propojení trhů CZ–SK–HU coupling of CZ–SK–HU markets
2014	vznik MC MRC a 4M MCMC MRC and 4M MC established
2015	připojení Itálie do MC MRC – celkem 19 zemí Italy joins MC MRC – 19 countries in total
2018	připojení Chorvatska do MC MRC Croatia joins MC MRC

JEDNOTNÉ PROPOJENÍ VNITRODENNÍCH TRHŮ (SIDC)

Se zvyšujícím se množstvím nárazové obnovitelné výroby, jako je sluneční energie, se účastníci trhu stále více zajímají o obchodování na vnitrodenních trzích. Hlavním důvodem je stále obtížnější udržení rovnováhy po uzavření denního trhu. Dosažení vyrovnané pozice co nejblíže hodině dodávky je přínosné jak pro účastníky trhu, tak energetické systémy. Mimo jiné to přispívá také ke snížení potřeby rezerv a souvisejících nákladů na udržení stability energetické soustavy.

SIDC představuje přeshraniční propojení jednotlivých vnitrodenních trhů v rámci celé Evropy a reaguje tak na potřeby trhu vytvořením transparentního a efektivnějšího kontinuálního obchodního prostředí, které umožní účastníkům trhu snadno zobchodovat jejich vnitrodenní pozice napříč jednotlivými trhy EU bez nutnosti explicitní alokace přenosové kapacity. Integrovaný vnitrodenní trh zvyšuje celkovou efektivitu vnitrodenního obchodování díky:

- podpoře účinné hospodářské soutěže,
- navýšení likvidity (tj. zvýšení usnadnění, s jakým lze energii rychle nakoupit a prodávat, aniž by to ovlivnilo její cenu),
- umožnění snadnějšího sdílení výrobních zdrojů v celé Evropě a
- možnosti pro účastníky trhu snadněji reagovat na neočekávané změny ve spotřebě a ohledně výpadků.

SINGLE INTRADAY COUPLING (SIDC)

As the impact of intermitent renewable production such as solar energy increases, market participants are more and more interested in intra-day trading. The main reason for this is the increasingly difficult balance to be maintained after the day-ahead market is closed. Achieving a balanced position as close to the hour of delivery is beneficial for both market participants and energy systems. Among other things, this also contributes to reducing the need for reserves and associated costs to maintain the stability of the energy system.

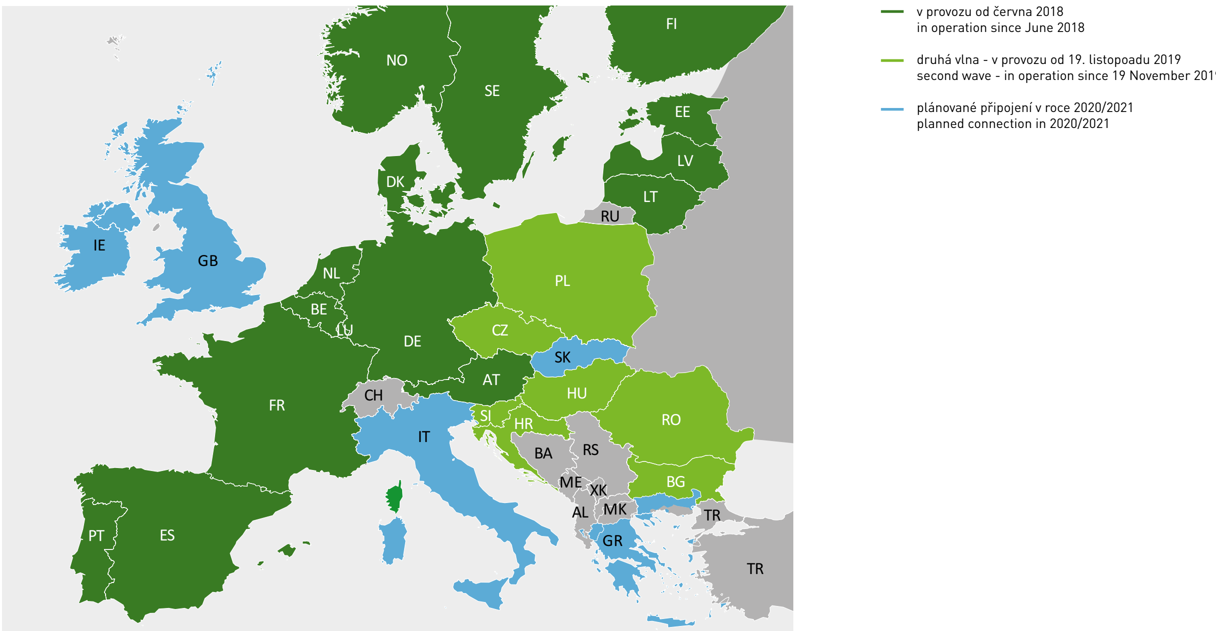
SIDC is a coupling of individual intra-day markets across Europe and responds to market needs by creating a transparent and efficient continuous marketplace that allows market participants to easily trade their intra-day positions across EU markets without the need for explicit allocation of transmission capacity. The integrated intraday market improves overall intra-day trading efficiency thanks to:

- promoting effective competition,
- increasing liquidity (ie increasing the ease with which energy can be bought and sold quickly without affecting its price),
- making it easier to share production resources across Europe; and
- opportunities for market participants to respond more easily to unexpected changes in consumption and outages.

Obrázek 48 • Figure 48

Integrace vnitrodenních trhů v Evropě na konci roku 2019

Integration of intraday markets in Europe at the end of 2019



SIDC je společná iniciativa v současné době 14 nominovaných operátorů trhu s elektřinou a 31 provozovatelů přenosových soustav, která umožňuje kontinuální přeshraniční obchodování napříč Evropou. Jedná se o pokračování projektu XBID (Cross Border Intraday), který v červnu 2018 představil technické řešení pro vytvoření jednotného vnitrodenního trhu prostřednictvím platformy vnitrodenního kontinuálního obchodování. Umožňuje integraci a rozšiřování energetických sítí v celé Evropě. Toto technické řešení bylo spuštěno 12. a 13. června 2018 ve 14 zemích Evropy.

Ve dnech 19. a 20. listopadu 2019 se OTE, a.s., jako nominovaný organizátor trhu s elektřinou v ČR a ČEPS, a.s., jako provozovatel přenosové soustavy ČR spolu s obdobnými subjekty v dalších šesti zemích Evropy připojili k SIDC v rámci druhé vlny spuštění. Tím došlo k propojení celkově 21 zemí a jedná se o velmi významný milník v rámci provozování vnitrodenního trhu v ČR.

Lze předpokládat, že v následujícím období dojde k začlenění vnitrodenních trhů zbývajících zemí EU pod SIDC, konkrétně se jedná o trhy Řecka, Itálie, Slovenska a Irska. Nejisté nadále zůstává zapojení Spojeného království Velké Británie a Severního Irska s ohledem na dopady Brexitu.

SIDC is currently a joint initiative of 14 nominated electricity market operators and 31 transmission system operators to allow continuous cross-border trading across Europe. This is a continuation of the XBID (Cross Border Intraday) project, which in June 2018 introduced a technical solution to create a single intraday market through an intraday continuous trading platform. It allows the integration and expansion of energy networks across Europe. This technical solution was launched on 12 and 13 June 2018 in 14 European countries.

On 19 and 20 November 2019, OTE, a.s., as the nominated electricity market operator in the Czech Republic and ČEPS, a.s., as the transmission system operator of the Czech Republic together with similar entities in six other European countries joined SIDC operation in the so-called second wave go-live. This step coupled together 21 countries and is a very important milestone in the operation of the intraday market in the Czech Republic.

It can be assumed that the intraday markets of the remaining EU countries will be included in the next period under SIDC, namely Greece, Italy, Slovakia and Ireland. The involvement of the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland remains uncertain given the impact of Brexit.

ORGANIZOVANÝ KRÁTKODOBÝ TRH S ELEKTŘINOU A VYROVNÁVACÍ TRH S REGULAČNÍ ENERGIÍ

Krátkodobý trh s elektřinou sestává z obchodních platforem blokového trhu, denního trhu a vnitrodenního trhu. Obchodování na všech našich trzích probíhá 7 dní v týdnu, 365 dnů v roce, přičemž jednotlivé trhy jsou koncipovány tak, aby na sebe obchodování časově navazovalo, a tím i možnost úpravy obchodních pozic jednotlivých účastníků prostřednictvím těchto trhů. Čtvrtým trhem, mírně odlišným od předcházejících, je vyrovnávací trh s regulační energií, který je organizován ve spolupráci s provozovatelem přenosové soustavy – společností ČEPS. Jeho odlišnost od ostatních trhů spočívá ve skutečnosti, že jediným poptávajícím je vždy provozovatel přenosové soustavy, který na tomto trhu opatřuje kladnou nebo zápornou regulační energii pro regulaci přenosové soustavy.

BLOKOVÝ TRH S ELEKTŘINOU

Organizovaný blokový trh s elektřinou umožňuje kontinuálním způsobem obchodovat pevně určené bloky elektřiny na daný obchodní den, konkrétně jde o standardní bloky typu Base (0:00–24:00 h), Peak (8:00–20:00 h) a Offpeak (0:00–8:00 h; 20:00–24:00 h).

Obchodování s bloky začíná již pět dní před dnem dodávky v 9:30 hodin a doba ukončení obchodování je shodná s uzávěrou dvoustranných smluv, tj. v 13:30 hodin dne před dnem dodávky. Mezi prvním a posledním dnem obchodování je trh otevřen od 6:00 do 20:00 hodin. Nejmenší obchodovatelnou jednotku na blokovém trhu tvoří 1 MW výkonu po dobu hodinově odpovídající typu bloku. Například u bloku Base jde o 1 MW x 24 hodin = 24 MWh. Obdobným způsobem jsou definovány i ostatní obchodovatelné bloky.

Ceny na blokovém trhu jsou zadávány v celých Kč, přičemž minimální cena je 1 Kč/MWh a maximální cena činí 9 999 Kč/MWh. Rozhodujícím kritériem každé objednávky je tzv. limitní cena, která určuje hranici pro danou objednávku, nebo objednávka bez limitní ceny, která automaticky reprezentuje krajní cenové rozpětí objednávek. Další výhodou tohoto trhu je funkce automatického párování. Pomocí této funkcionality se automaticky spárují odpovídající objednávky v závislosti na limitních cenách v kombinaci s časovým údajem zavedení objednávky.

Obchodovaný objem elektřiny na blokovém trhu v roce 2019 dosáhl hodnoty 5,4 GWh, což představuje meziroční pokles o 67 %. Největší výhodou tohoto trhu je možnost nakoupit nebo prodat elektřinu již 5 dní před dnem dodávky. Přesto lze vnímat tento trh jako doplňkový trh k dennímu trhu a vnitrodennímu trhu s elektřinou. I proto dosahovaná likvidita uzavřených

ORGANIZED SHORT-TERM ELECTRICITY MARKET AND BALANCING MARKET WITH REGULATING ENERGY

The short-term electricity market comprises trading platforms of the block market, the day-ahead market and the intraday market. Trading on our markets takes place seven days a week, 365 days a year. The markets are structured to ensure continuity of trading and modifications of trading positions of market participants across the markets. The fourth, slightly different, market is the balancing market with regulating energy, organized in cooperation with the transmission system operator, ČEPS. The difference from the other markets is that the only buyer is always the transmission system operator which acquires positive or negative regulating energy on this market for regulation of the transmission system.

ELECTRICITY BLOCK MARKET

The organized electricity block market allows continual trading of fixed electricity blocks on specific trading days; this applies to types of standard blocks: Base (0:00–24:00), Peak (8:00–20:00) and Off-peak (0:00–8:00; 20:00–24:00).

Block trading begins five days before the day of delivery at 9:30 and the close of trading is the same as the closing time for bilateral contracts registration, i.e. at 13:30 on the day preceding the delivery day. Between the first and the last trading day the market is open from 6:00 to 20:00. The smallest tradable unit on the block market is 1 MW for the duration (in hours) corresponding to the type of block. For the Base block, for example, this means 1 MW × 24 hours = 24 MWh. Other tradable blocks are defined in a similar manner.

Prices quoted on the block market are rounded to whole CZK; the minimum price is CZK 1 per MWh and the maximum price is CZK 9,999 per MWh. The key criterion for each order is the limit price which determines the limit for the specific order, or an order without a limit price that automatically represents the maximum possible price range of the orders. Another benefit of this market is automatic matching. This functionality facilitates automatic matching of corresponding orders in relation to limit prices and in combination with the time of submission of the orders.

The volume of electricity traded on the block market in 2019 totalled 5.4 GWh, representing a year-on-year decline of 67 %. The great advantage of this market is the option to buy or sell electricity five days before the date of delivery. Still, this market may be perceived as secondary to the day-ahead and intraday electricity markets. That is why liquidity of the transactions executed on the block market does not equal the volume of obchodů na platformě blokového trhu nedosahuje objemů uzavřených obchodů na denním trhu s elektřinou a vnitrodenním trhu s elektřinou. Jedním z důvodů může být i nabídka blokových produktů na obou těchto platformách, které svým charakterem mohou některými svými parametry suplovat blokový trh. Např. na vnitrodenním trhu bylo jen v roce 2019 prostřednictvím blokových kontraktů zobchodována elektřina v celkovém objemu 11,4 GWh.

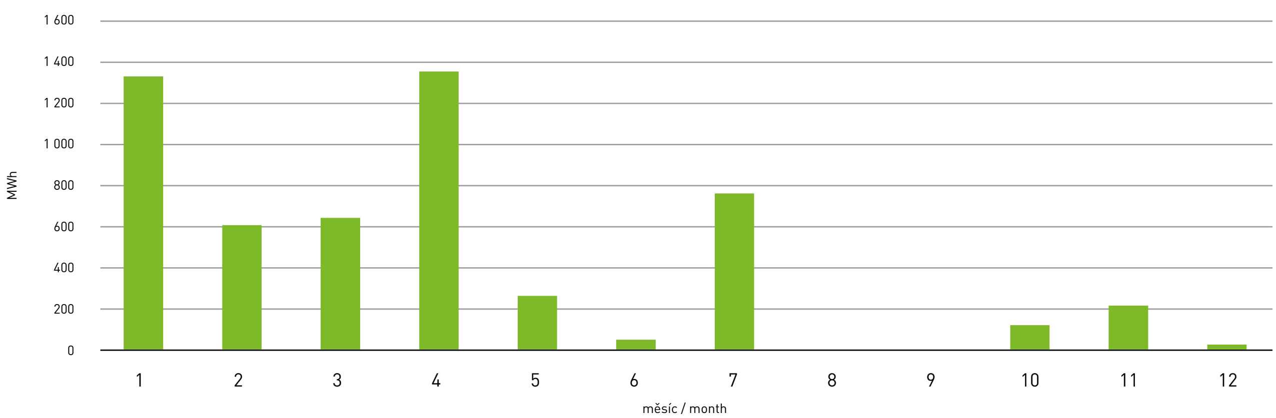
Obrázky 49 a 50 prezentují množství zobchodované elektřiny prostřednictvím blokového trhu.

transactions executed on the day-ahead electricity market and the intraday electricity market. One of the reasons for the lower volume may be that block products are offered at both these platforms with some of the specifics identical to the block market. For example, the volume of electricity traded as block contracts on the intraday market in 2019 amounted to 11.4 GWh.

Figures 49 and 50 document volumes of electricity traded on the block market.

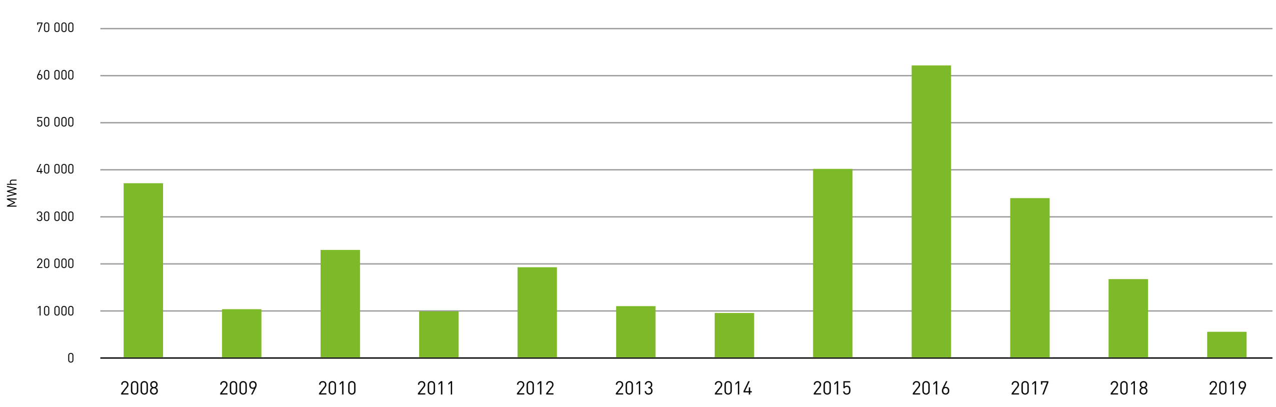
Obrázek 49 • Figure 49

Množství zobchodované elektřiny na blokovém trhu v průběhu roku 2019
Volumes of electricity traded on the block market in 2019



Obrázek 50 • Figure 50

Vývoj zobchodovaného množství elektřiny na blokovém trhu v letech 2008–2019
Trend in volumes of electricity traded on the block market in 2008–2019



DENNÍ TRH S ELEKTŘINOU

Denní trh s elektřinou v ČR je založen na principu implicitní alokace přeshraničních kapacit (MC) a je provozován společně s trhem slovenským, maďarským a rumunským pod označením 4M MC. K propojení těchto čtyř denních trhů je využito řešení PCR, které je také implementováno v propojeném regionu MRC. Integrační aktivity spojené s denním trhem jsou popsány v předcházející kapitole (SDAC).

Na denním trhu ČR provozovaném v rámci 4M MC na principu MC mohou tedy účastníci trhu v ČR, SK, HU a RO uspokojit své požadavky na nákup či prodej elektřiny na následující den ve všech čtyřech tržních oblastech bez nutnosti explicitního získání přenosové kapacity.

Díky implementaci PCR řešení mohou účastníci trhu využít rozšířené struktury nabídek o blokové nabídky stejného typu, jaké znají účastníci trhu v západní Evropě. Mohou tedy vytvářet různé výrobní a spotřební scénáře v odlišných cenových úrovních a zvýšit tak možnost realizovat svou obchodní strategii na denním trhu. Současně mohou obchodníci zadávat neomezený počet nabídek.

DAY-AHEAD ELECTRICITY MARKET

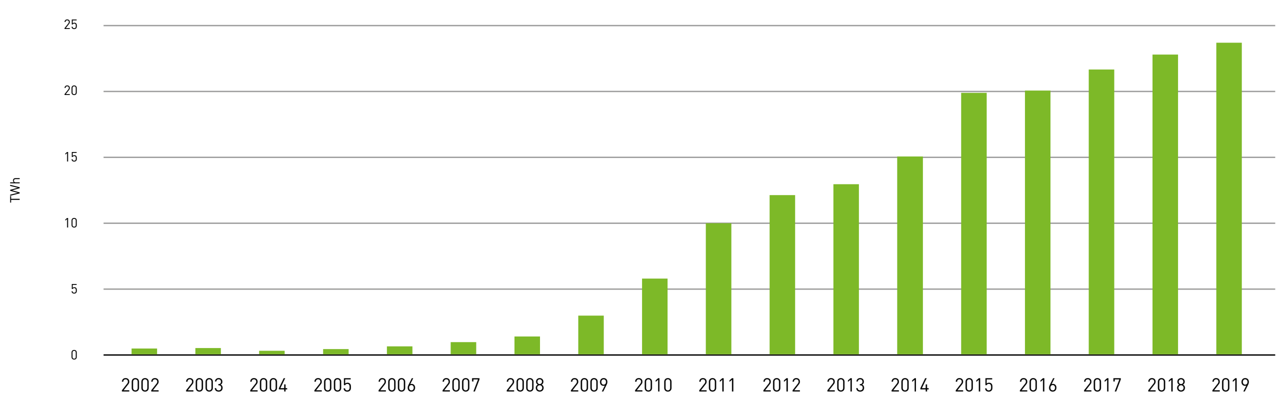
The day-ahead electricity market in the Czech Republic is based on the implicit allocation of cross-border capacities (MC) and is operated in conjunction with the Slovak, Hungarian and Romanian markets under the name 4M MC. To interconnect these four day-ahead national markets, it is required to use the PCR solution, which is also implemented in the MRC integrated region. Day-ahead market integration activities are described in the previous chapter (SDAC).

Through the day-ahead spot electricity market in the CR, operated on the MC principle within the 4M MC framework, market participants in the CR, SK, HU and RO may meet their requirements regarding the purchase or sale of electricity for the following day in all four trade areas without the need to explicitly acquire transmission capacity.

Due to the implementation of the PCR solution, market participants may use a broader bid structure, including also block bids of the same type, as known to market participants in Western Europe. This allows them to create different production and consumption scenarios at different price levels, and thus enhance the possibility to implement their business strategy on the day-ahead market. At the same time, traders can submit an unlimited number of bids.

Obrázek 51 • Figure 51

Vývoj objemů zobchodované elektřiny na DT v letech 2002–2019 (se zahrnutím EX/IM z DT)
Trend in volumes of electricity traded on day-ahead market in 2002–2019 (incl. EX/IM from DM)



Zkušenosti z již integrovaných trhů potvrzují následující skutečnosti:
- dochází k optimálnímu využití přeshraničních kapacit,
- integrace napomáhá vyrovnání elektrizačních soustav jednotlivých zemí,
- dochází ke stabilizaci cenových indexů a poklesu volatility spotových cen elektřiny,
- omezují se nákupy často nevyužitých kapacit přeshraničních profilů při explicitních aukcích,
- klesají rizika spojená s nákupem přeshraniční kapacity bez vlastnictví elektřiny pro export/import a naopak.

Na DT je možné anonymně nabízet nebo poptávat elektřinu pro každou z 24 hodin obchodního dne. Výsledkem jsou uzavřené obchody na pevně stanovená množství elektřiny a vyhlášená cena pro každou obchodní hodinu obchodního dne. Podávat nabídky na dodávku/prodej a poptávky na odběr/nákup je možné do 11:00 hodin v den před obchodním dnem. Cena je pro každou hodinu stanovena jako marginální. Minimální množství, které lze na tomto trhu zobchodovat, je 0,1 MWh, maximální množství pak 99 999 MWh. Minimální cena nabídky na denním trhu je 500 EUR/MWh, maximální cena +3 000 EUR/MWh. Množství elektřiny se zadává v MWh s rozlišením na jedno desetinné místo.

V případě, kdy výsledná spotová cena v některé obchodní hodině dne dosáhne definované prahové hodnoty nebo ji překročí (horní prahová hodnota: +500 EUR/MWh, dolní prahová hodnota: -150 EUR/MWh), je iniciována procedura tzv. druhé aukce, jejímž cílem je umožnit znovuotevření DT k aktualizaci nabídek/poptávek a případnou nápravu neobvyklého stavu na DT s elektřinou.

V průběhu roku 2019 dosahovaly ceny na denním trhu v převážné většině kladných hodnot, pouze v několika dnech dosáhly ceny vzhledem ke specifické situaci na trhu s elektřinou hodnot záporných.

Obrázek 52 ukazuje pohyb cen v dubnu 2019. Je zde zřetelně vidět pokles cen v průběhu Velikonoc, kdy došlo k situaci, že cena Offpeak load byla vyšší než ceny Base load a Peak load a navíc Peak load byl záporný. Hodinové ceny v průběhu roku 2019 však nedosáhly hodnot, při nichž by byla iniciována procedura druhé aukce.

Data gathered from the operation of integrated markets show the following:
- cross-border capacity is used in an optimum way,
- integration facilitates balancing of power supply systems of neighbouring countries,
- price indices stabilize and spot prices of electricity are less volatile,
- purchases of unused load profile cross-border capacity in explicit auctions are reduced,
- risks arising from cross-border capacity purchases without electricity ownership for export/import are mitigated and vice versa.

The day-ahead spot market allows offering or demanding electricity anonymously for every hour of the delivery day. The outcome is deals closed for fixed volumes of electricity and a set price for every trading hour of the trading day. Both sale bids and purchase bids may be submitted until 11:00 on the day preceding the trading day. Prices are set as market clearing prices for every hour. The minimum tradable volume is 1 MWh, the maximum volume was 99,999 MWh. The minimum bid price on the day-ahead market has been EUR -500 per MWh. The maximum bid price has been EUR +3,000.00/MWh. The volume of electricity is specified in MWh, with one decimal place.

In the event the resulting spot price at a trading hour reaches or exceeds the defined threshold values (top threshold value: EUR +500/MWh, bottom threshold value: EUR -150/MWh), a second auction procedure is initiated with the aim to enable reopening of DM for updating bids and, if needed, to correct any unusual situation on the day-ahead electricity market should it occur.

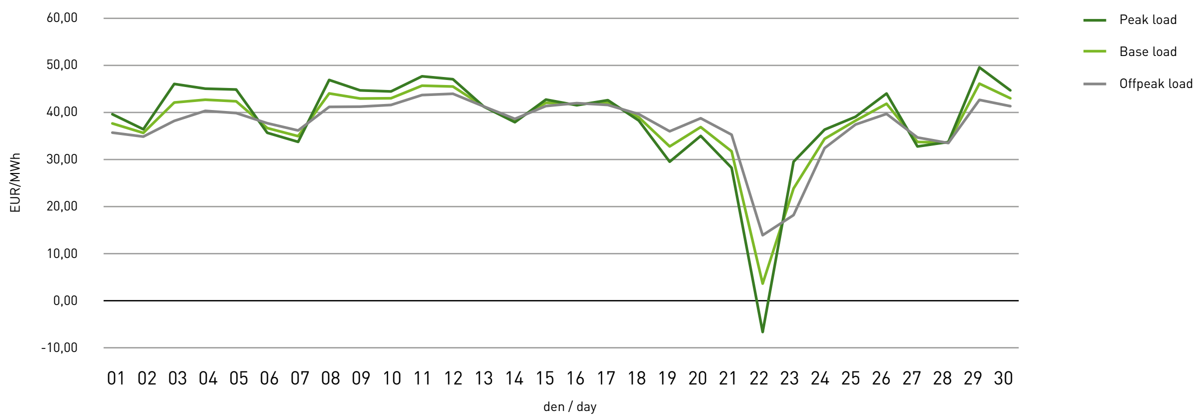
Prices on the day-ahead market showed mostly positive values in 2018, only on several days negative bid prices occurred due to specific conditions on the electricity market.

Figure 52 shows price movements in April 2019. There is a clear price drop over Easter, when the Offpeak load was higher than the Base load and Peak load prices, and the Peak load was negative. However, hourly prices in the course of 2019 did not reach the level required to initiate a second auction.

Obrázek 52 • Figure 52

Market spot index v průběhu dubna 2019

Market spot index in April 2019



Na obrázcích 53 až 55 jsou prezentovány výsledky organizovaného denního trhu v roce 2019. Objem obchodů s elektřinou uzavřených na denním trhu OTE za rok 2019 dosáhl nového ročního maxima ve výši 23,79 TWh. Jde o meziroční nárůst ve výši 3,9 % oproti roku 2018, v němž účastníci trhu uzavřeli obchody o celkovém objemu 22,89 TWh. Celkový zobchodovaný objem na DT v ČR v roce 2019 představoval cca 40 % tuzemské netto spotřeby.

Průměrná cena obchodů na denním trhu OTE dosáhla v roce 2019 hodnoty 40,21 EUR/MWh. Oproti průměrné ceně roku 2018 se jedná o meziroční pokles o 13 %.

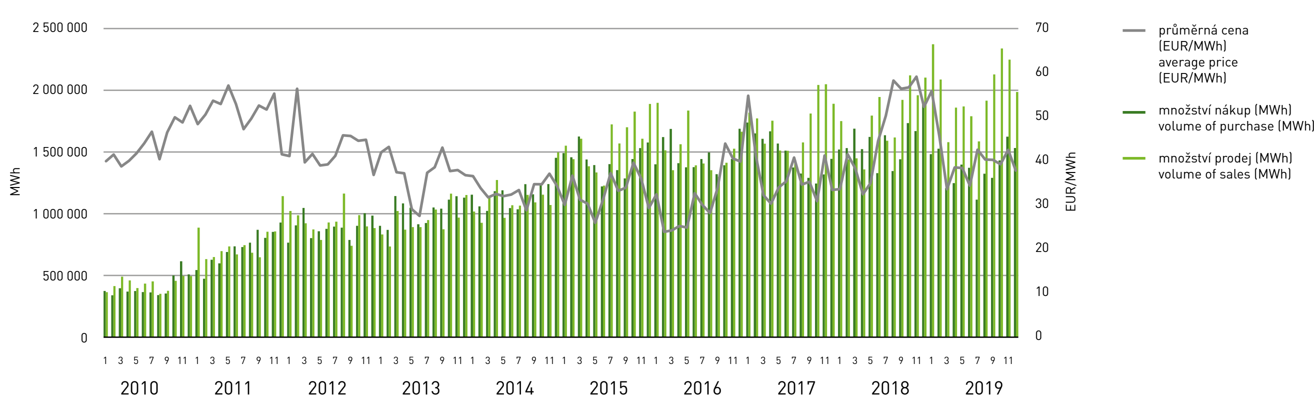
Figures 53, 54 and 55 show the results of the organized day-ahead spot market in 2019. The volume of electricity traded on OTE's day-ahead market totalled a new annual high of 23.79 TWh in 2019. It accounts for a 3.9% increase compared to 2018, when market participants executed transactions amounting to a total of 22.89 TWh. The overall volume of DM electricity trading in the Czech Republic in 2019 again accounted for about one-third of domestic net consumption.

The average price of trades on OTE's day-ahead spot market in 2019 was EUR 40.21/MWh. Compared to the average price of 2018, this represents a year-on-year decrease of 13%.

Obrázek 53 • Figure 53

Množství zobchodované elektřiny a průběh průměrné ceny na denním trhu v jednotlivých měsících roku 2010–2019

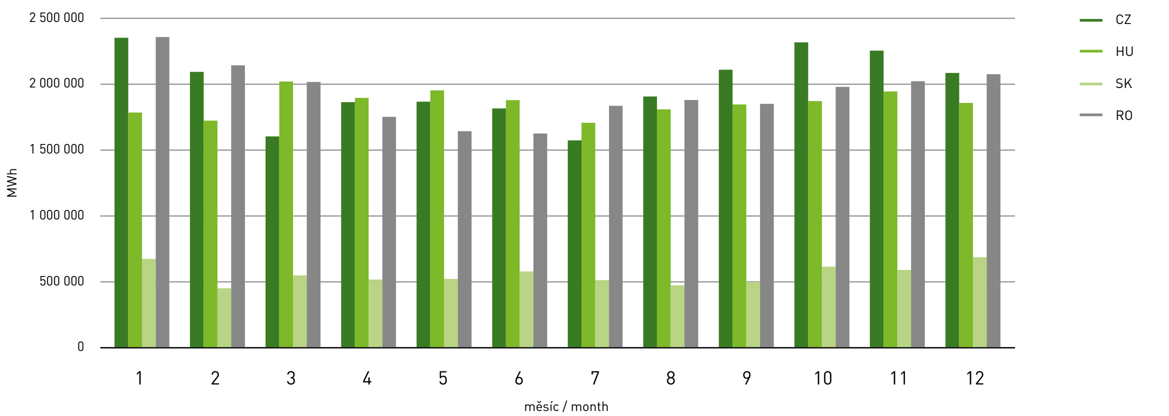
Volumes of traded electricity and average prices on the day-ahead market in specific months of 2010–2019



Obrázek 54 • Figure 54

Zobchodované množství elektřiny na denních trzích CZ, SK, HU a RO v jednotlivých měsících roku 2019

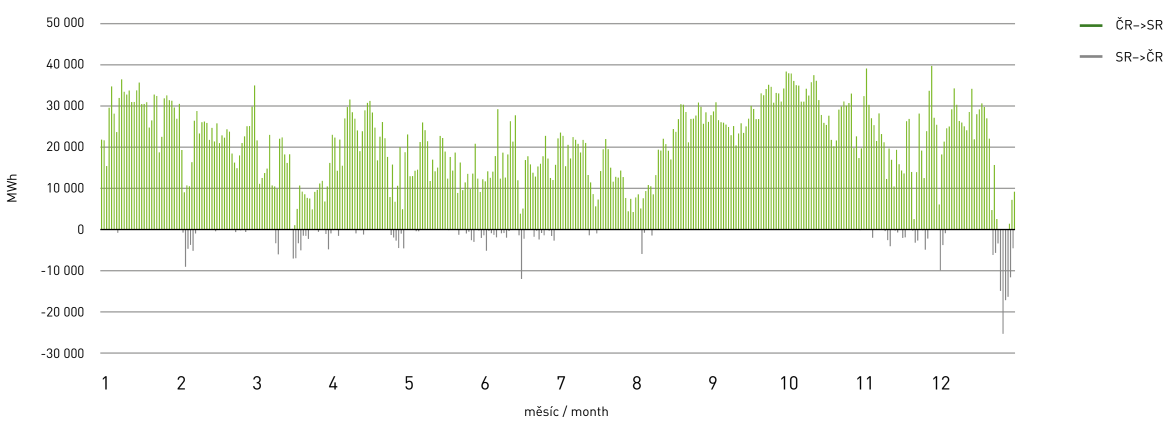
Volumes of electricity traded on CZ, SK, HU and RO day-ahead markets in specific months of 2019



Obrázek 55 • Figure 55

Saldo přeshraničního toku na hranici CZ/SK po jednotlivých dnech roku 2019

Balance of CZ-SK cross-border flows on specific days of 2019



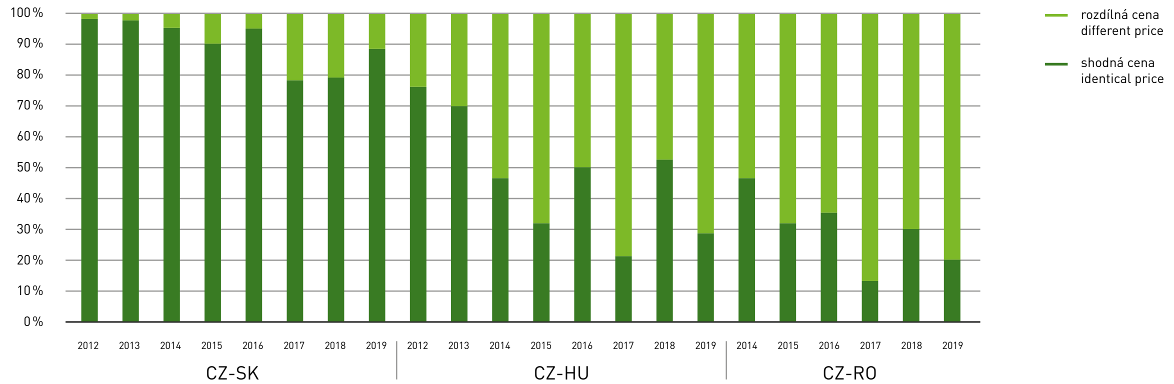
Pokud přidělená přeshraniční kapacita pro implicitní denní aukci nedostačuje požadovanému vypočtenému toku mezi dvěma oblastmi, dojde v dané oblasti a hodině ke vzniku rozdílné spotové ceny. Tato situace je rovněž označována pojmem „rozpojení trhů". Jak je patrné z následujícího obrázku 56, k rozpojení českého a slovenského trhu došlo v 11 % hodin uplynulého roku. Tento fakt svědčí o dostatku přeshraniční přenosové kapacity na profilu CZ/SK. Mezi denním trhem ČR a HU bylo v roce 2019 dosaženo rozdílných cen v 71 % hodin tohoto období a rozdílných cen mezi oblastmi CZ a RO bylo dosaženo v 80 % obchodních hodin roku 2019.

If the allocated cross-border capacity for daily implicit auction does not meet the required calculated flow between two trade areas, it results in two different spot prices for the two areas at the specific hour. This situation is also described as "market decoupling". The following Figure 56 demonstrates that decoupling of the Czech and Slovak markets occurred in about 11% of the past year's hours. This trend testifies to sufficient CZ/SK cross-border transmission capacity. In 2019 different prices between the day-ahead markets in the CR and HU occurred in 71% of hours over the monitored period, and different prices between the CZ and RO trade areas occurred in 80% of trading hours in 2019.

Obrázek 56 • Figure 56

Konvergence cen mezi tržními oblastmi v roce 2019[22]

Price convergence between trade areas in 2019[22]



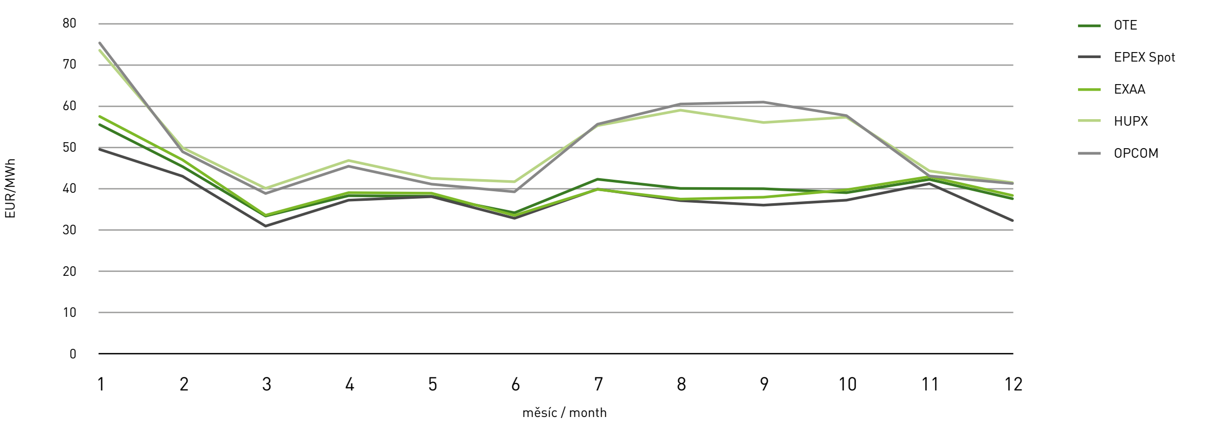
Srovnání spotových cen v regionu je prezentováno na obrázku 57, který ukazuje průběhy průměrných měsíčních cen dosahovaných na denním trhu OTE (ČR), HUPX (HU), EPEX (oblast Německo/Rakousko), EXAA (oblast Německo/Rakousko) a OPCOM (RO). Opět se projevuje vysoká korelace cen OTE s cenami dosaženými na denních trzích v Německu a Rakousku.

Figure 57 provides comparison of spot prices in the region: the trend in average monthly prices on the day-ahead markets of OTE (Czech Republic), HUPX (Hungary), EPEX (Germany/Austria), EXAA (Germany/Austria) and OPCOM (Romania). High correlation of OTE prices with prices on day-ahead markets in Germany and Austria is again evident.

Obrázek 57 • Figure 57

Srovnání průměrných měsíčních cen na denním trhu OTE, HUPX, EPEX SPOT (Německo), EXAA a OPCOM v roce 2019 (zdroj: OTE, EPEX SPOT, EXAA, HUPX, OPCOM)

Comparison of average monthly prices on the day-ahead market of OTE, HUPX, EPEX SPOT (Germany), EXAA and OPCOM in 2019 (sources: OTE, EPEX SPOT, EXAA, HUPX, OPCOM)



22 Konvergence cen mezi CZ a RO je vyhodnocena za rok 2014 pouze pro období po spuštění 4M MC.

22 Price convergence between CZ and RO in 2014 is recorded only for the period following the launch of 4M MC.

VNITRODENNÍ TRH S ELEKTŘINOU

Vnitrodenní trh s elektřinou byl vnitrostátním trhem ČR, avšak v rámci integrace evropských vnitrodenních trhů je od 19. listopadu součástí SIDC. Nyní se na vnitrodenním trhu s elektřinou přeshraničně obchoduje v rámci 21 zemí.

Prostřednictvím organizovaného vnitrodenního trhu s elektřinou obchodníci anonymně nabízejí nebo poptávají elektřinu v průběhu dne, a to až do limitního času 60 minut před realizací dodávky či odběru. Obchodování na vnitrodenním trhu se otevírá v 15:00 hodin na všechny obchodní hodiny následujícího dne a hodnoty přeshraničních kapacit jsou zveřejňovány mezi 18, a 22, hodinou. Minimální množství nabídky je 0,1 MWh, maximální množství je 999 MWh, množství se zadává v MWh s rozlišením na jedno desetinné místo. Obchodování probíhá na bázi kontinuálního párování nabídek a měnou obchodování je EUR. Minimální cena nabídky je -9 999 EUR/MWh a maximální cena +9 999 EUR/MWh.

Do připojení k SIDC byly parametry pro obchodování na VDT následující – minimální množství nabídky 1 MWh a maximální 99 999 MWh, minimální cena nabídky -3 500 EUR/MWh a maximální cena +3 500 EUR/MWh.

Objem obchodů uzavřených v roce 2019 na vnitrodenním trhu s elektřinou dosáhl hodnoty 1 111 GWh, což představuje meziroční nárůst o 102 % a nové roční maximum. Během posledních 42 dní roku 2019, kdy již bylo možné přeshraniční obchodování, bylo zobchodováno 565 GWh, tedy množství převyšující zobchodované množství za celý rok 2018.

Na obrázcích 58 až 61 jsou prezentovány výsledky organizovaného vnitrodenního trhu s elektřinou v roce 2019.

INTRADAY ELECTRICITY MARKET

The intraday electricity market was the national market of the Czech Republic, but as part of the integration of the European intraday markets, it has been part of the SIDC since 19 November. The intraday electricity market now enables to trade electricity across borders of 21 countries.

The organized intraday electricity market allows traders to offer or demand electricity anonymously until the limit time of 60 minutes before the execution of the supply or consumption. Trading on the intraday market opens at 15:00 on all delivery hours of the following day and cross-border capacities are published between 18:00 pm and 22:00 pm. The minimum traded volume is 0.1 MWh, the maximum volume is 999 MWh. The volume of electricity is specified in MWh, with one decimal place. The market operates on the basis of continuous matching and the trading currency is EUR. The minimum bid is EUR -9,999/MWh and the maximum bid price is EUR +9,999/MWh.

Until connection to SIDC, the parameters for trading on IM were as follows - minimum bid amount of 1 MWh and maximum 99,999 MWh, minimum bid price of EUR -3,500/MWh and maximum price of EUR 3,500/MWh.

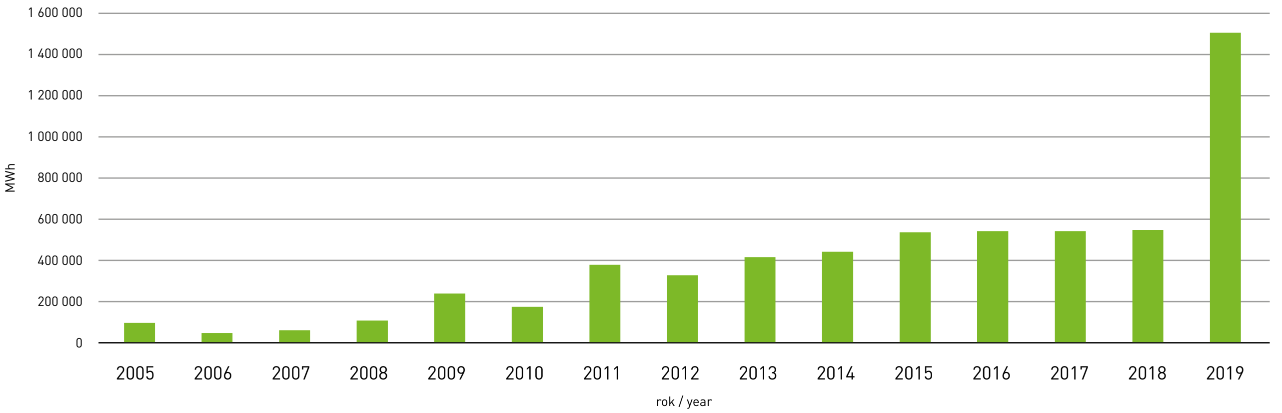
The volume of trades concluded on the intraday electricity market in 2019 reached 1,111 GWh, representing a year-on-year increase of 102% and a new annual maximum. During the last 42 days of 2019, when cross-border trading was already possible, 565 GWh were traded, a quantity exceeding the amount traded for the whole of 2018.

In Figures 58-61 are presented the results of organized intraday electricity market in 2019.

Obrázek 58 • Figure 58

Množství zobchodované elektřiny na vnitrodenním trhu v letech 2005-2019

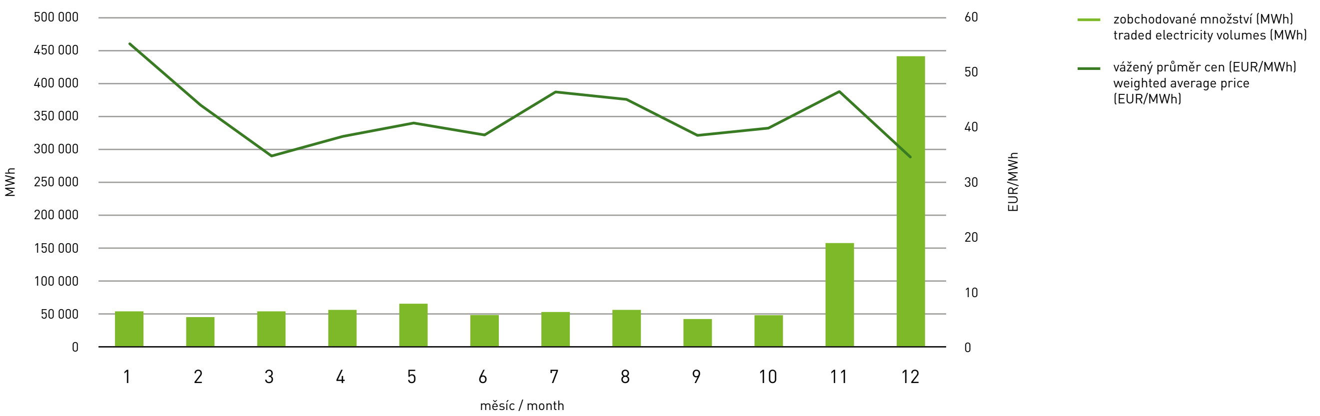
Volumes of electricity traded on the intraday market in 2005-2019



Obrázek 59 • Figure 59

Množství zobchodované elektřiny a průběh vážené průměrné ceny na vnitrodenním trhu v jednotlivých měsících roku 2019

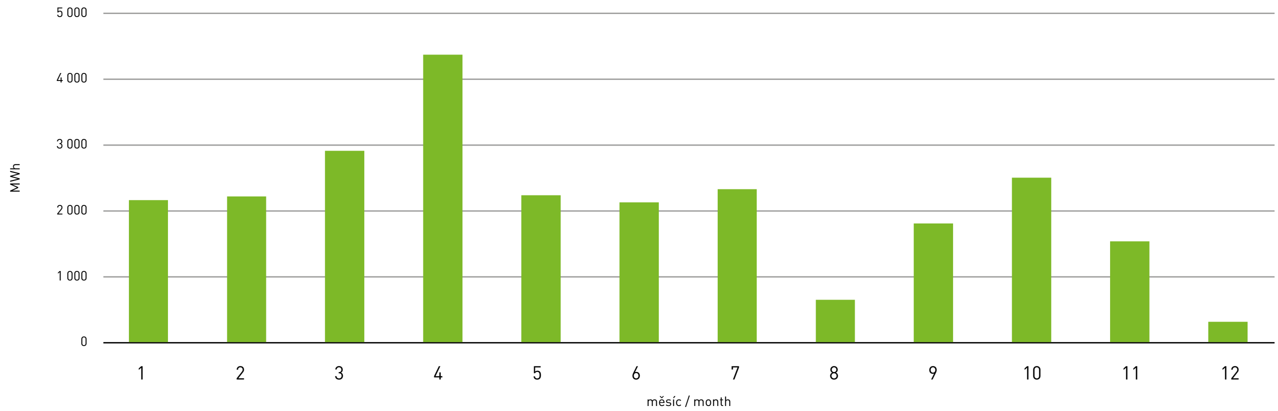
Volumes of traded electricity and weighted average prices on the intraday market in specific months of 2019



Obrázek 60 • Figure 60

Množství zobchodované elektřiny v rámci blokových kontraktů na VDT v jednotlivých měsících roku 2019

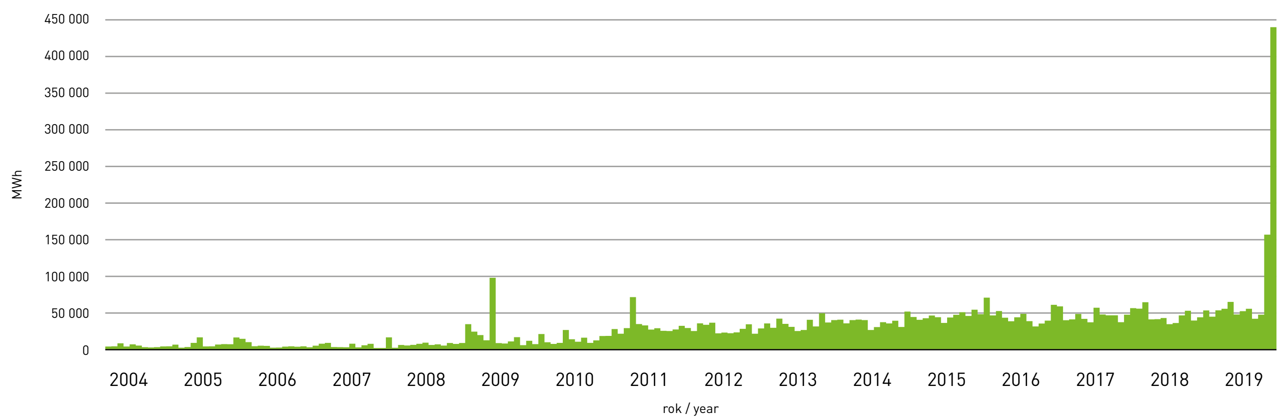
Volumes of electricity traded as block transactions on IM in specific months of 2019



Obrázek 61 • Figure 61

Vývoj měsíčních objemů zobchodované elektřiny na vnitrodenním trhu v letech 2004–2019

Monthly volumes of electricity traded on the intraday market in 2004–2019



VYROVNÁVACÍ TRH S REGULAČNÍ ENERGIÍ

Specifickým místem pro obchodování bezprostředně před časem dodávky či odběru je platforma vyrovnávacího trhu s regulační energií. Na tomto trhu mohou účastníci v čase až 30 minut před obchodní hodinou nabízet či poptávat elektřinu již pouze v podobě kladné či záporné regulační energie, kde v obou případech představuje protistranu tohoto obchodu provozovatel přenosové soustavy. Pro účastníky trhu se tedy jedná o poslední možnost úpravy jejich obchodní pozice. Regulační energie obstaraná na tomto trhu pomáhá provozovateli přenosové soustavy v efektivním operativním řízení a bilancování výkonové rovnováhy elektrizační soustavy.

Obchodování na vyrovnávacím trhu s regulační energií se mohou na rozdíl od ostatních krátkodobých trhů účastnit také registrovaní účastníci trhu, kteří nejsou subjekty zúčtování odchylek. Musejí však splnit podmínky registrace k přístupu na tento trh.

Motivace účastníků tohoto trhu poskytovat kladnou nebo zápornou regulační energii je podpořena oceněním nabídek na vyrovnávacím trhu. Výsledná jednotková cena, která je účastníkovi zúčtována, je vždy minimálně rovna nabídkové ceně, se kterou účastník na vyrovnávací trh vstupoval. Pokud však regulační energie nakoupená na VT přispívá k vyrovnání systémové odchylky (převážná většina případů) a vážený průměr cen aktivované regulační energie je vyšší než cena obchodu, pak je výsledná jednotková cena zobchodované regulační energie na VT rovna tomuto váženému průměru. Druhým krokem ke zvýšení motivace k účasti na vyrovnávacím trhu je princip stanovení ceny protiodchylky, který je blíže popsán ve vyhlášce Pravidla trhu a v kapitole Trh s elektřinou.

V průběhu roku 2019 došlo k výraznému poklesu objemu regulační energie zobchodované na vyrovnávacím trhu, jak ukazuje obrázek 63. Množství zobchodované regulační energie na vyrovnávacím trhu v jednotlivých měsících roku 2019 je zobrazeno na obrázku 62. Jedním z důvodů tohoto poklesu bylo plánované ukončení provozu vyrovnávacího trhu s regulační energií v roce 2020 a příprava přechodu provozovatele přenosové soustavy, společnosti ČEPS, na pořizování regulační energie prostřednictvím mezinárodní platformy TERRE.

Na likviditu vyrovnávacího trhu s regulační energií mělo vliv několik faktorů. Za primární lze považovat snahu provozovatele přenosové soustavy o snižování výdajů za podpůrné služby. Ze strany účastníků trhu je to pak tlak zúčtovací ceny odchylek, který nutí SZ využít možnosti minimalizace své odchylky v době blízké obchodní hodině.

BALANCING MARKET WITH REGULATING ENERGY

The platform of balancing market with regulating energy represents a specific place for trading shortly before the time of supply or consumption. Participants in this market may offer or demand electricity up to 30 minutes before delivery hour, solely as positive or negative regulating energy where the transmission system operator in both cases acts as the counterparty of the transaction. The market participants have the last chance of adjusting their trade position. Regulating energy acquired on this market helps the transmission system operator to effectively manage the power balance of the electric power system.

Unlike other short-term markets, trading on the balancing market with regulating energy is accessible also for registered market participants that are not balance responsible parties. However, they must meet the registration requirements to access the market.

Motivation of the participants in this market to provide positive or negative regulating energy is supported by evaluation of bids on the balancing market. The resulting unit price paid to every market participant is always at least equal to the bid price that was entered by the market participant when submitting the bid to the balancing market. However, if the regulating energy purchased on BMR contributes to compensating for a system imbalance (which occurs in most cases) and the weighted price average of all activated regulating energy is higher than the price of the trade, the resulting unit price of the regulating energy traded on BMR equals that weighted price average. Another step boosting the participants' motivation to take part in the balancing market is the mechanism of determining the price of the counter-imbalance defined in the Market Rules and the chapter Electricity Market.

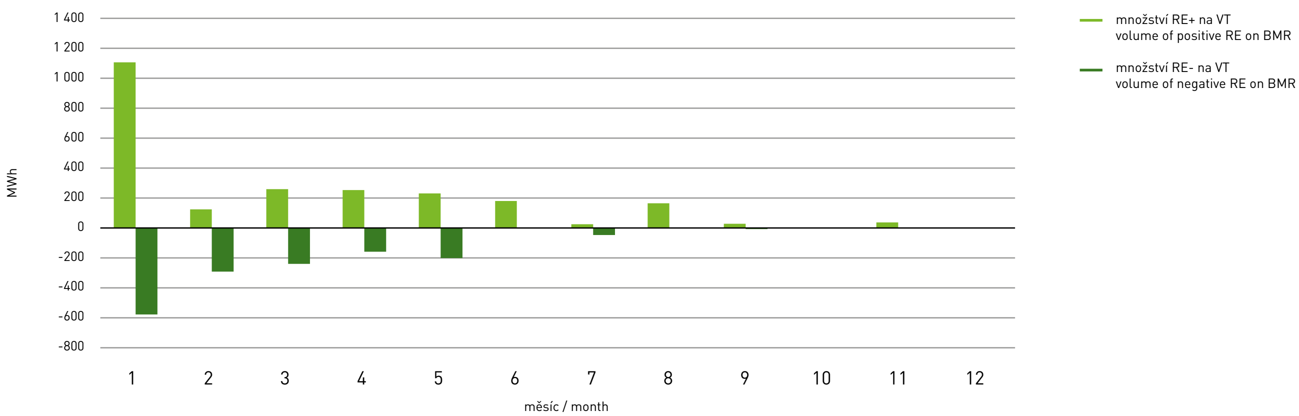
During 2019, there was a significant decrease in the volume of regulating energy traded on the balancing market, as shown in Figure 63. The quantity of regulating energy traded on the balancing market in each month of 2019 is shown in Figure 62. One of the reasons for this decline was the planned closure of the balancing market for regulating energy in 2020 and the preparation of the transition of the transmission system operator, ČEPS, to the acquisition of regulating energy via the TERRE international platform.

Several factors contribute to liquidity of the balancing market with regulating energy. The primary factor is the transmission system operator's efforts to reduce expenses related to ancillary services. In addition, market participants are affected by the settlement price of imbalances, which forces them to use the opportunity to minimize their imbalances at the time close to the trading hour.

Obrázek 62 • Figure 62

Množství zobchodované regulační energie na vyrovnávacím trhu v jednotlivých měsících roku 2019

Volumes of regulating energy traded on the balancing market in specific months of 2019



Tabulka 8 zobrazuje vývoj obchodování s regulační energií na VT v jednotlivých letech. Ukazuje na větší podíl záporné regulační energie na veškeré použité RE- pro vyrovnání systémové odchylky až do roku 2019, kdy s omezením nakupovaného množství je vyšší podíl RE+.

Table 8 shows the development of trading in regulating energy on BM in individual years. It documents the growing proportion of negative regulating energy in all RE- used for offsets of system imbalances until 2019, when with a reduction in the quantity purchased, the share of RE+ is higher.

Tabulka 8 • Table 8

Porovnání množství a cen RE z VT v letech 2015–2019

Comparison of volumes and prices of RE on the balancing market in 2015–2019

	2015	2016	2017	2018	2019
zobchodované množství RE+ na VT (MWh) traded volume of RE+ on BMR (MWh)	19 925,7	21 244,8	23 683,9	25 248,3	2 453,1
zobchodované množství RE- na VT (MWh) traded volume of RE- on BMR (MWh)	-50 508,5	-40 473,8	-42 447,4	-34 697,6	-1 515,4
průměrná cena RE+ na VT (Kč/MWh) average price of RE+ on BMR (CZK/MWh)	2 550	2 507	2 431,6	2 331,1	2 933,8
průměrná cena RE- na VT (Kč/MWh) average price of RE- on BMR (CZK/MWh)	12	37	108,4	286,6	346,2
procento z celkové použité RE+ (%) share in total used RE+ (%)	7,01	8,02	9,63	9,02	1,07
procento z celkové použité RE- (%) share in total used RE- (%)	12,10	-10,78	-11,62	-11,10	-0,46

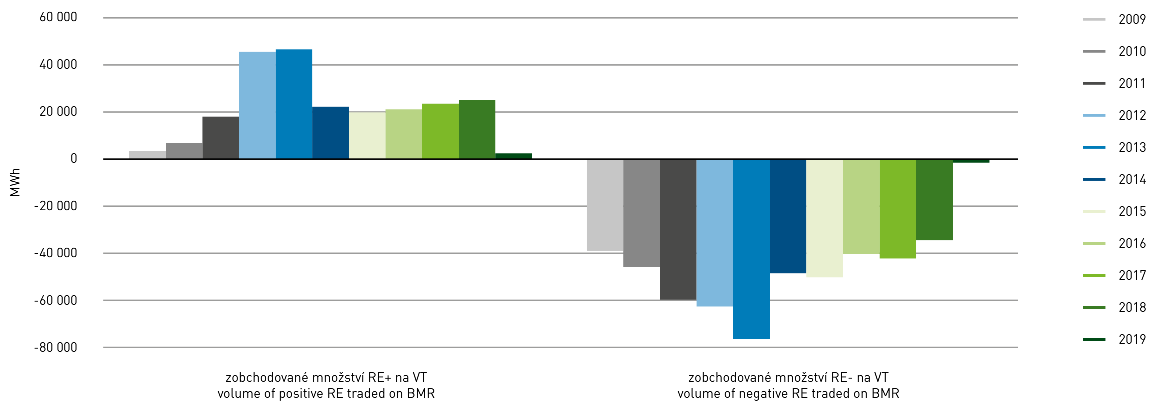
Zobchodovaná množství regulační energie a vážený průměr cen regulační energie na VT jsou zobrazeny na obrázcích 63 a 64.

Volumes of regulating energy traded on BMR and weighted average prices of regulating energy are documented in Figures 63 and 64.

Obrázek 63 • Figure 63

Množství zobchodované regulační energie na vyrovnávacím trhu v letech 2009–2019

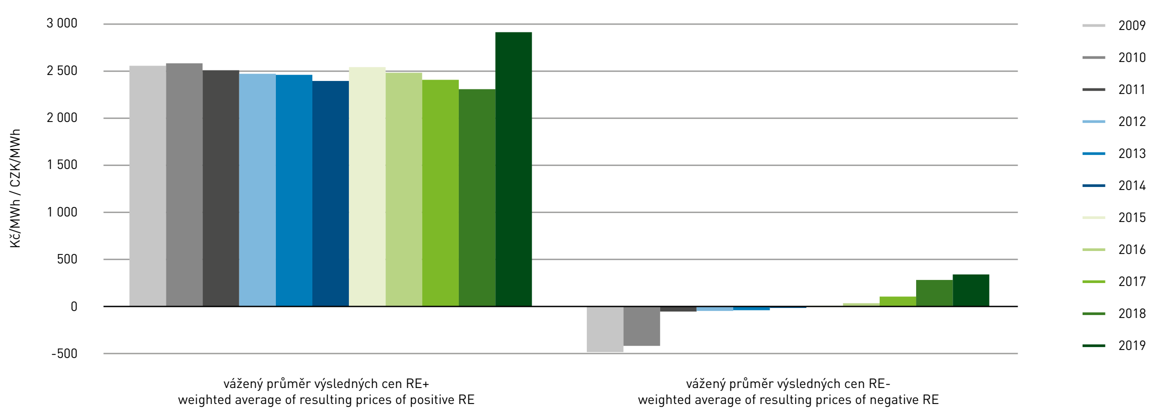
Volumes of regulating energy traded on the balancing market in 2009–2019



Obrázek 64 • Figure 64

Průměrná cena regulační energie na vyrovnávacím trhu v letech 2009–2019

Average prices of regulating energy on the balancing market in 2009–2019



ORGANIZOVANÝ KRÁTKODOBÝ TRH S PLYNEM

Organizovaný krátkodobý trh s plynem, resp. vnitrodenní trh s plynem byl spuštěn operátorem trhu v roce 2010. Stejně jako při obchodování s elektřinou i zde probíhá obchodování 7 dní v týdnu, 365 dnů v roce. Odlišností od organizovaného trhu s elektřinou je jednak obchodní jednotka – 1 obchodní den – a jednak doba plynárenského dne (6:00–6:00 hodin).

Operátor trhu dále organizuje trh s nevyužitou flexibilitou. Popis tohoto trhu a jeho výsledky jsou uvedeny v kapitole Trh s plynem.

VNITRODENNÍ TRH S PLYNEM

Organizovaný vnitrodenní trh s plynem umožňuje účastníkům trhu kontinuální obchodování i v průběhu plynárenského dne. Vnitrodenní trh s plynem pro daný den dodávky se otevírá v 9:00 hodin dne předcházejícího plynárenskému dni, ve kterém dochází k dodávce, a je ukončen hodinu před ukončením plynárenského dne, ve kterém dochází k dodávce.

Na konci roku 2019 operátor trhu spustil mobilní aplikace pro obchodování na vnitrodenním trhu s plynem, která je dostupná pro zařízení se systémy Android a iOS. Reagoval tím na podněty od účastníků trhu, dynamický vývoj na trhu s plynem a na standardy v oblasti IT. Tento krok byl realizován v návaznosti na úspěšné nasazení inovované obchodní platformy pro VDT s plynem v roce 2018.

ORGANIZED SHORT-TERM GAS MARKET

The organized short-term gas market, or intraday gas market, was launched by the Market Operator in 2010. Similarly to electricity trading, trading on this market takes place seven days a week, 365 days a year. Differences from the organized electricity market include the trading unit – 1 gas day, and the duration of the gas day (6:00–6:00).

The Market Operator also operates the unused flexibility market. This market and its results are described in more detail in the chapter Gas Market.

INTRADAY GAS MARKET

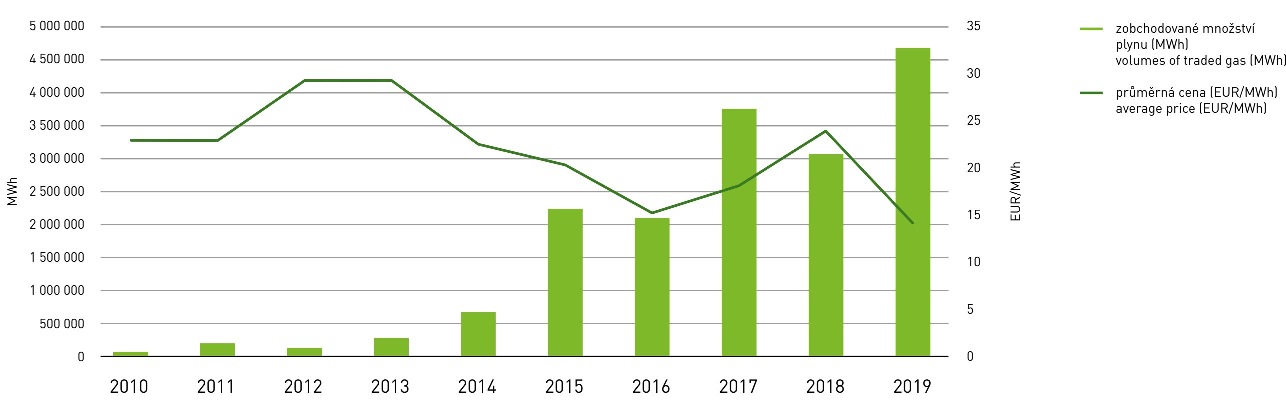
The organized intraday gas market allows market participants continuous trading in the course of a gas day. For the relevant delivery day, the intraday gas market opens at 9:00 on the day preceding the gas day, on which the gas is delivered. The market closes one hour before the close of the gas day on which the gas is delivered.

At the end of 2019, the market operator launched a mobile app for trading on the intraday gas market, available for Android and iOS devices. Responded to the suggestions from market participants, the dynamic development of the gas market and standards in IT. This step was implemented following the successful deployment of innovative trading platform for gas IM in 2018.

Obrázek 65 • Figure 65

Množství zobchodovaného plynu a průměrná cena na vnitrodenním trhu s plynem v letech 2010–2019

Volumes of traded gas and average prices on the intraday gas market in 2010–2019



Samotné uzavírání obchodů je založeno na principu automatického kontinuálního párování zadaných nabídek na nákup a nabídek na prodej na základě ceny a časové známky zavedení nabídky. Minimální množství nabídky je 0,1 MWh, maximální 99 999,0 MWh, minimální cena nabídky činí 0,01 EUR/MWh a maximální cena nabídky je 4 000 EUR/MWh. Množství plynu se zadává v MWh s rozlišením na jedno desetinné místo.

Na vnitrodenním trhu s plynem bylo zobchodováno v roce 2019 celkem 4 670 GWh plynu. Došlo tak k meziročnímu nárůstu ve výši 52,7 % oproti roku 2018. Jedná se o nejvyšší zobchodované roční množství od otevření tohoto trhu v roce 2010. Průměrná cena obchodovaného plynu na vnitrodenním trhu v roce 2019 činila 14,02 EUR/MWh. Množství zobchodovaného plynu a průběh průměrné ceny jsou zobrazeny na obrázku 66.

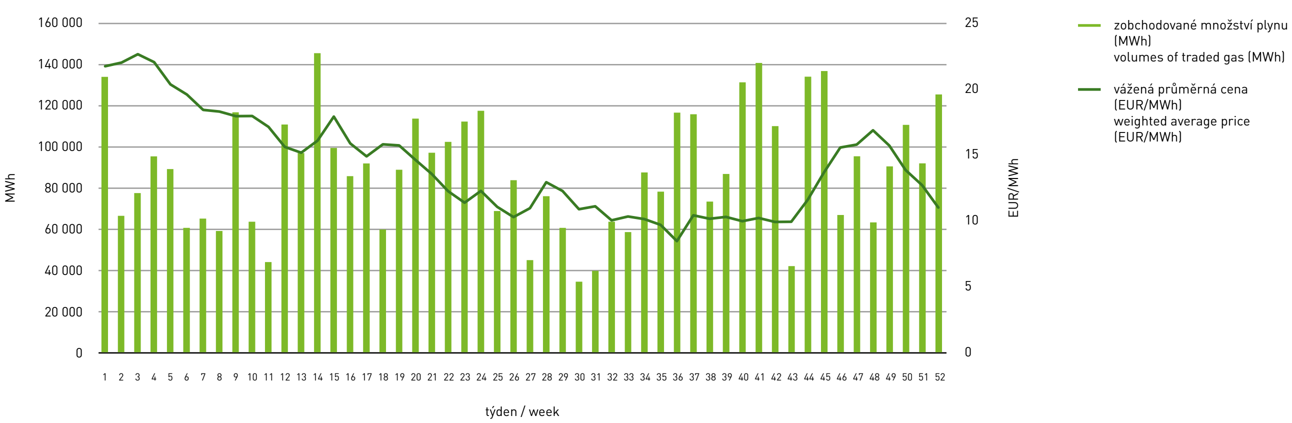
The execution of transactions is based on the principle of automatic continuous matching of submitted bids to buy and to sell according to the price and the time identifier of the bid submission. The minimum traded volume is 0.1 MWh, the maximum volume is 99,999.0 MWh, the minimum bid price is EUR 0.01 per MWh, and the maximum bid price is EUR 4,000 per MWh. The volume of gas is specified in MWh, with one decimal place.

A total of 4,670 GWh of gas was traded on the intraday gas market in 2019. There was a year-on-year increase of 52.7% compared to 2018. This is the highest annual amount traded since the opening of this market in 2010. The average price of gas traded on the intraday market in 2019 amounted to EUR 14.02/MWh. Figure 66 documents volumes of traded gas and average prices.

Obrázek 66 • Figure 66

Množství zobchodovaného plynu a průběh průměrné ceny na vnitrodenním trhu s plynem v jednotlivých týdnech roku 2019

Volumes of traded gas and average prices on the intraday gas market in specific weeks of 2019



ÚČASTNÍCI KRÁTKODOBÝCH TRHŮ S ELEKTŘINOU A PLYNEM

Rostoucí zájem obchodníků o krátkodobé trhy OTE se projevuje jak v elektroenergetice, tak na trhu s plynem. Provázanost obou komodit vede obchodníky k rozšiřování jejich portfolií a aktivit na obou trzích. Ke dni 31. 12. 2019 mělo možnost obchodovat na krátkodobém trhu s elektřinou 121 účastníků (7% meziroční nárůst) a na krátkodobém trhu s plynem 98 účastníků trhu[23].

Řady účastníků jsou zastoupeny jak výrobci, dodavateli konečným zákazníkům či energeticky náročnými spotřebiteli nakupujícími pro svoji spotřebu, tak obchodními společnostmi, finančními institucemi a v neposlední řadě také provozovateli přenosové a přepravní soustavy.

PARTICIPANTS IN SHORT-TERM ELECTRICITY AND GAS MARKETS

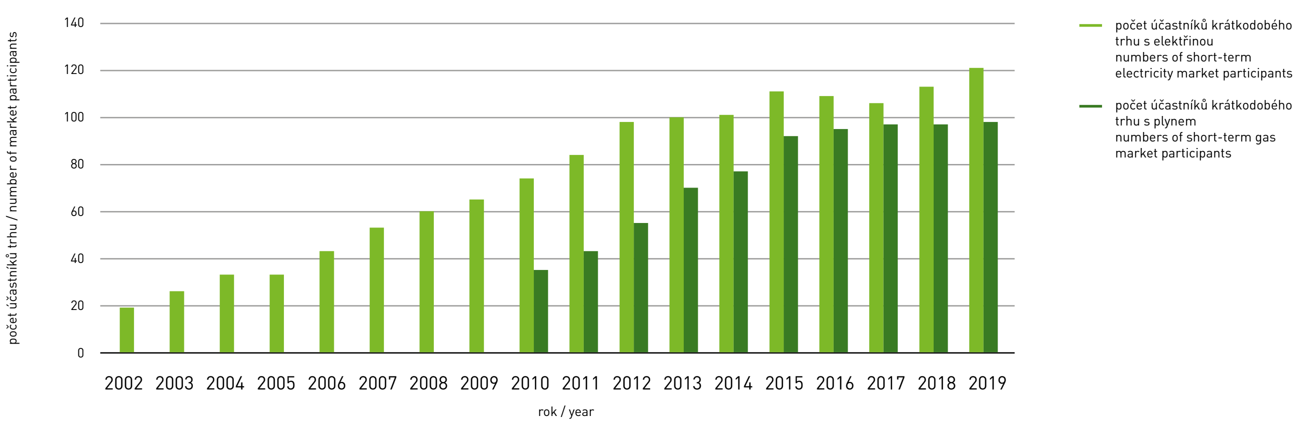
The growing interest of traders in OTE's short-term markets is reflected in both the electricity and gas markets. The interconnection of both commodities leads traders to expand their portfolios and activities in both markets. As at 31 December 2019, 121 participants (7% year-on-year increase) had the opportunity to trade on the short-term electricity market and 98 market participants on the short-term gas market[23].

The ranks of market participants include producers, suppliers to final customers, and energy-intensive customers buying for their consumption, as well as businesses, financial institutions and also transmission system operators.

Obrázek 67 • Figure 67

Počet účastníků krátkodobého trhu s elektřinou a plynem v letech 2002-2019

Numbers of short-term electricity and gas market participants in 2002-2019



Krátkodobé trhy OTE jsou významnou obchodní platformou i pro zahraniční obchodníky, kteří představují přibližně třetinu z celkového počtu účastníků na těchto trzích. Mezi zahraničními účastníky krátkodobého trhu s elektřinou převažují obchodníci z Německa (5 %), Polska (4 %), Velké Británie (3 %), Slovenska (6 %), Švýcarska (4 %) a Dánska (3 %).

OTE's short-term markets provide a significant trading platform for foreign traders as well; they account for approximately one-third of the total number of market participants. Among the foreign participants of the short-term electricity market dominated by traders from Germany (5%), Poland (4%), the United Kingdom (3%), Slovakia (6%), Switzerland (4%) and Denmark (3%).

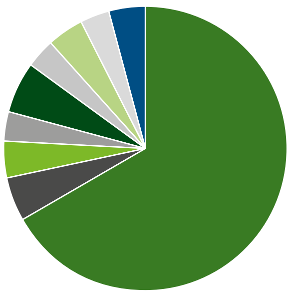
23 Stav ke dni 31. 12. 2019

23 As at 31 December 2019

Obrázek 68 • Figure 68

Procentuální zastoupení účastníků krátkodobého trhu s elektřinou dle jednotlivých zemí

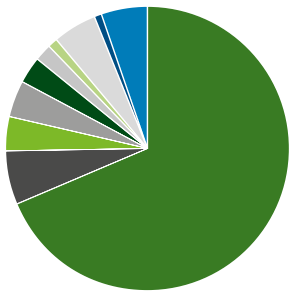
Shares of short-term electricity market participants by country



Obrázek 69 • Figure 69

Procentuální zastoupení účastníků krátkodobého trhu s plynem dle jednotlivých zemí

Shares of short-term gas market participants by country



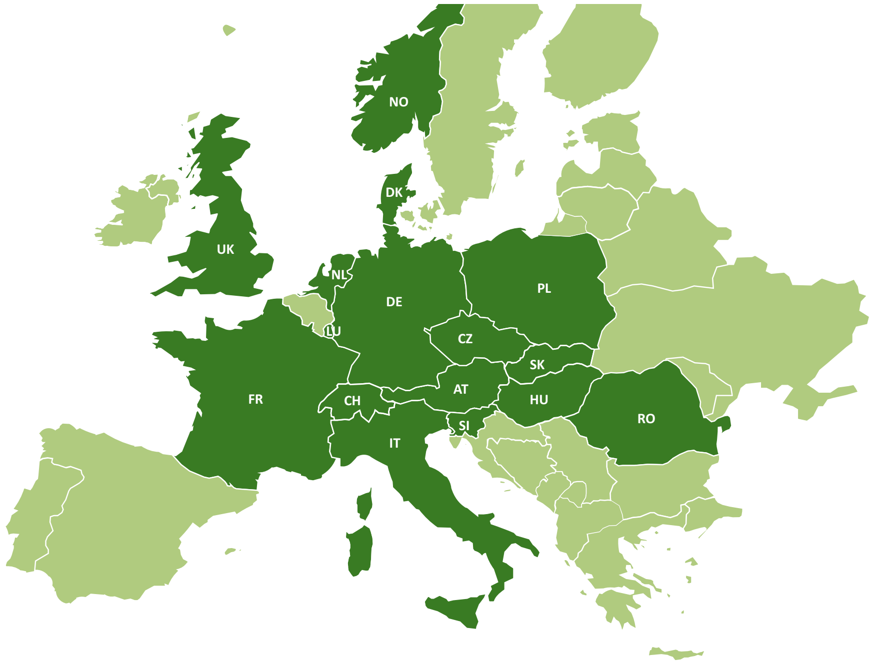
Mezi zahraničními účastníky krátkodobého trhu s plynem pak převažují obchodníci z Německa (6 %), Švýcarska (4 %), Slovenska (5 %), Velké Británie (4 %) a Dánska (3 %).

Foreign participants in the short-term gas market are predominantly traders from Germany (6%), Switzerland (4%), Slovakia (5%), the United Kingdom (4%) and Denmark (3%).

Obrázek 70 • Figure 70

Geografické rozložení účastníků krátkodobých trhů s elektřinou a plynem

Geographical distribution of participants in the electricity and gas markets



ÚČASTNÍCI VYROVNÁVACÍHO TRHU S REGULAČNÍ ENERGIÍ

Obchodování na vyrovnávacím trhu s regulační energií se mohou účastnit na rozdíl od ostatních krátkodobých trhů také registrovaní účastníci trhu, kteří nejsou subjekty zúčtování odchylek. Musejí však splnit podmínky registrace k přístupu na tento trh, kterými jsou licence na obchod s elektřinou či licence na výrobu elektřiny a současně zajištění převzetí odpovědnosti za odchylku.

Snaha účastníků trhu minimalizovat své odchylky a snižovat náklady na pořízení energií měla po řadu let za důsledek rostoucí zájem o vyrovnávací trh s regulační energií. Na vyrovnávacím trhu s regulační energií byli aktivní především účastníci z České republiky, v menší míře pak i zahraniční účastníci (např. z Dánska, Německa, Slovenska a Polska).

V roce 2019 se zvýšil počet účastníků přistupujících na vyrovnávací trh o 5 % oproti roku 2018. Ke dni 31. 12. 2019 působilo na vyrovnávacím trhu celkem 59 účastníků. Na obrázku 71 je zobrazen vývoj počtu účastníků krátkodobého trhu s elektřinou v jednotlivých letech od roku 2003.

PARTICIPANTS IN THE BALANCING MARKET WITH REGULATING ENERGY

Unlike the other short-term markets, registered market participants that are not balance responsible parties are permitted to take part in trading on the balancing market with regulating energy. However, they must meet the conditions of registration for access to this market, which comprise a licence for electricity trading or for electricity generation, and assumption of responsibility for imbalances.

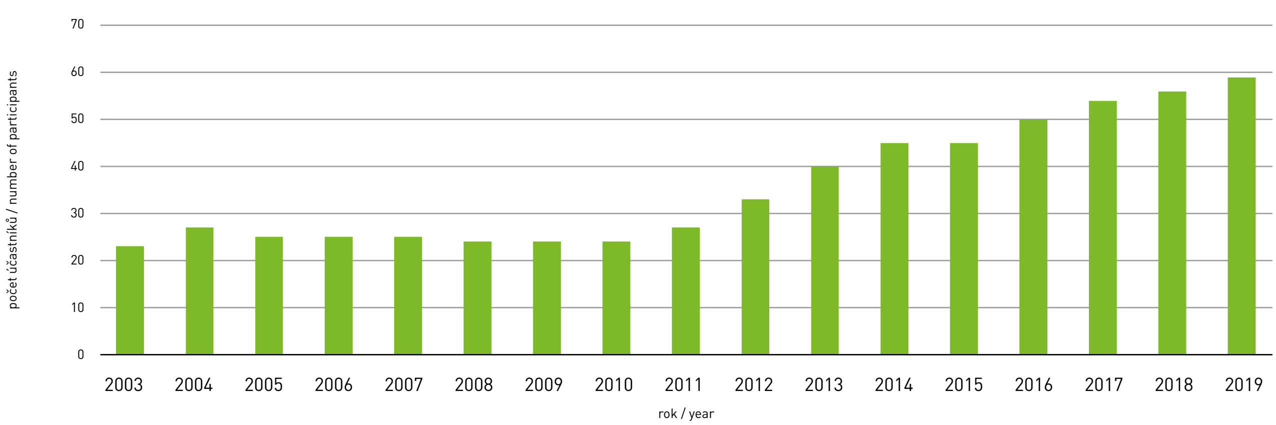
Market participants' efforts to minimize their imbalances and reduce acquisition cost of energies have resulted in a growing interest in the balancing market for regulating energy for many years. The most active participants on the balancing market with regulating energy are those from the Czech Republic, but foreign traders (e.g. from Denmark, Germany, Slovakia and Poland) have been showing increasing interest as well.

In 2019, the number of participants entering the balancing market increased by 5% compared to 2018. As at 31 December 2019, a total of 59 participants were active in the balancing market. Figure 71 shows the trend in the number of short-term electricity market participants in respective years, starting in 2003.

Obrázek 71 • Figure 71

Počet účastníků vyrovnávacího trhu s regulační energií v letech 2003-2019

Number of participants in the balancing market with regulating energy in 2003-2019



PODPOROVANÉ ZDROJE ENERGIE A ZÁRUKY PŮVODU
SUPPORTED ENERGY SOURCES AND GUARANTEES OF ORIGIN

Legislativní rámec pro podporu obnovitelných a druhotných zdrojů, podporu vysokoúčinné výroby elektřiny a tepla a výroby tepla z obnovitelných zdrojů energie (OZE) je dán zákonem č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie (dále jen zákon nebo „zákon o POZE"). Tento zákon přijatý v roce 2012 definuje důležitou roli operátora trhu v systému výplaty podpory podporovaným zdrojům energie od 1. 1. 2013 a zároveň ustanovuje dvě použité formy podpory – zelený bonus (ZB) a výkupní cenu (VC). Podporu formou výkupní ceny vyplácí výrobcům elektřiny tzv. povinně vykupující obchodník, kterým je do jeho určení Ministerstvem průmyslu a obchodu (MPO) příslušný dodavatel poslední instance.

Zákon prošel od roku 2013 několika novelami, v nichž byla mimo jiné výrazně omezena podpora zdrojům uváděným do provozu po 31. 12. 2013. Došlo také k upřesnění toků finančních prostředků na úhradu nákladů spojených s podporou výroby elektřiny. Elektřina vyrobená v zařízeních uvedených do provozu v období od 1. 1. do 31. 12. 2010 je předmětem odvodu elektřiny vyrobené ze slunečního záření (dále jen odvod) v období od 1. 1. 2014 po dobu trvání práva na podporu elektřiny.

Novelizace zákona o POZE ze dne 5. 6. 2015 o podporovaných zdrojích přinesla několik zásadních změn, zejména nový systém výběru platby na podporu POZE, který je stanovován rovněž na základě rezervovaného příkonu (příp. hodnoty jističe). Současně byla s účinností od 1. 1. 2016 zrušena podpora decentrální výroby a nově byla zavedena podpora tepla z bioplynu u výroben do 500 kW elektrického výkonu, přičemž na výrobnu nesmí být uplatněna podpora elektřiny.

Od 1. 1. 2016 je v platnosti novela zákona č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů. Tato novela ruší osvobození ekologicky šetrné elektřiny (elektřiny vyrobené z OZE) od daně z elektřiny. Pro výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů, včetně provozovatelů fotovoltaických elektráren (FVE) nad 30 kW, novelizace znamená povinnost odvádět daň z elektřiny z vlastní spotřeby.

The legal framework for support for renewable and secondary energy sources, support for combined heat and power and heat production from renewable energy sources (RES) is laid down in Act No. 165/2012 Coll., on Supported Energy Sources (hereinafter the "Act" or "Act on SES"). The Act adopted in 2012 defines an important role of the Market Operator in the payment system for supported energy sources, starting from 1 January 2013, and also stipulates two used types of support, i.e. green bonus (GB) and purchase price (feed-in tariff, FIT). Support in the form of feed-in-tariff is paid to energy producers by the "mandatory purchaser", i.e. currently the relevant last resort supplier until the Ministry of Industry and Trade (MIT) determines a new purchaser.

Since 2013 the Act has been amended several times. Among other changes, the amendments significantly reduced support for energy sources commissioned after 31 December 2013 and specified cash flows to cover costs associated with support for electricity generation. Electricity generated at installations commissioned in the period from 1 January 2010 to 31 December 2010 is subject to a levy imposed on electricity produced from solar radiation (hereinafter the "levy") in the period from 1 January 2014 for the duration of the right to support for electricity.

An amendment to the Act on SES of 5 June 2015 on supported sources has brought several major changes, especially the new selection system of payments for SES support, which is determined also on the basis of the reserved power input (or the circuit-breaker). In parallel with this change, support for decentralized generation was abolished, effective as at 1 January 2016, and support for heat from biogas produced in installations with an installed capacity of up to 500 kW electric power has been introduced, whereby support for electricity may not be claimed by these installations.

An amendment to Act No. 261/2007 Coll., on the Stabilization of Public Budgets, came into force as at 1 January 2016. This amendment abolishes the exemption of environmentally friendly electricity (electricity generated from renewable energy sources) from electricity tax. For producers of electricity from renewable energy sources, including operators of photovoltaic power plants (PVP) with an installed capacity of over 30 kW, the amendment stipulates an obligation to pay a tax on electricity consumed by the relevant entity.

Zákon o POZE také definuje roli operátora trhu jako vydavatele záruk původu na elektřinu vyrobenou z obnovitelných zdrojů energie a od roku 2016 i na elektřinu vyrobenou v režimu vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla. Záruky původu lze převádět vnitrostátně i mezinárodně díky plnohodnotnému členství operátora trhu v evropské asociaci vydavatelských subjektů Association of Issuing Bodies (AIB).

V listopadu 2017 byla spuštěna nová mobilní aplikace OTE POZE, která rozšiřuje možnosti zasílání dat do systému OTE. Mobilní aplikace umožňuje zasílat data z výkazů fotovoltaických zdrojů do 30 kW do informačního systému OTE prostřednictvím chytrého telefonu nebo tabletu. Další funkce umožňují sledovat stav zpracování zaslaných dat, stahování a prohlížení účetních dokladů o vyplacené provozní podpoře a příjem informací o důležitých novinkách, které se týkají systému evidence a výplaty provozní podpory.

REGISTRACE VÝROBCŮ A ZDROJŮ V SYSTÉMU CS OTE

Od spuštění systému OTE pro evidenci výrobních zdrojů a administraci výplaty podpory podporovaným zdrojům energie v roce 2013 pokračuje rozšiřování funkcionalit nejen podle požadavků daných úpravou legislativy, ale i na základě získaných zkušeností a námětů od uživatelů systému. Systém OTE pro administraci a výplatu podpory je propojen prostřednictvím externího rozhraní s databází licencí Energetického regulačního úřadu (ERÚ), které dále zjednodušilo procesy spojené s převody zdrojů mezi výrobci. Technické informace evidované výrobcem potvrzuje přes systém OTE provozovatel distribuční nebo přenosové soustavy.

Registrace výrobců, jejich zdrojů i jednotlivých osob (uživatelů) je možná pouze elektronicky prostřednictvím registračního formuláře s využitím kvalifikovaného bezpečnostního certifikátu (certifikační agentury: PostSignum nebo I.CA). K předání příslušných dat je poté možné využít webovou službu nebo datovou schránku. V případě využití webové služby jsou registrační data odesílána přímo z registračního formuláře v zabezpečeném datovém balíčku na server OTE a v případě využití datové schránky jsou registrační údaje načítány z registračního formuláře, který operátor obdržel v poštovní datové zprávě do své datové schránky.

Údaje o výrobcích, kteří uplatňovali nárok na podporu za období do 31. 12. 2012 a dále i pro rok 2013 včetně údajů o jejich výrobních zdrojích elektřiny a zvolených formách podpory, byly v systému operátora trhu registrovány prostřednictvím migrace dat předaných provozovatelem přenosové soustavy a provozovateli regionálních distribučních soustav. Zákon č. 310/2013 Sb.,

The SES Act also defines the role of the Market Operator as the issuer of guaranties of origin for electricity from renewable energy sources, and from 2016 also for electricity from combined heat and power cogeneration. Guarantees of origin can be transferred intra-state and internationally thanks. to the full membership of the Market Operator in the European Association of Issuing Bodies (AIB).

In November 2017, a new mobile application, "OTE POZE", was launched, which expands the options for sending data to the OTE system. The mobile app allows sending data from reports on photovoltaic sources with an installed capacity of up to 30 kW to the OTE information system via a smartphone or tablet. Other features enable tracking the status of processing submitted data, downloading and viewing accounting documents about disbursed operating aid and receiving important information about the system of registration and payment of operating aid.

REGISTRATION OF PRODUCERS AND SOURCES IN CS OTE SYSTEM

Since the launch of the OTE system for production sources records and administration of payment for supported energy sources in 2013, extension of the functionalities has continued to meet the requirements of amended legislation and to utilize experience gained, as well as suggestions and ideas of system users. Through the external interface, OTE's administration and payment system is linked to the licence database of the Energy Regulatory Office (ERO), which has streamlined processes related to transfers of plants between producers. Technical information recorded by the producer is verified by the transmission or distribution system operator via the OTE system.

Registration of producers, their sources and individuals (users) is possible via an electronic registration form using the qualified secure certificate (certification authorities: PostSignum or I.CA). The required data may be submitted either through a web service or a data box. In case of using a web service, registration data is sent directly from the registration form in a secure data packet to the OTE server; in case of using a data box, registration information is retrieved from the registration form, which the Operator received as a post data message to its data box.

Information about producers that claimed support for the period until 31 December 2012 and also for 2013, including data on their power generation sources and selected types of support, was registered in the Market Operator's system through the migration of data supplied by the transmission system operator and distribution system operators. Act No. 310/2013 Coll., amending the Act on Supported Energy Sources, significantly kterým se mění zákon o podporovaných zdrojích energie, výrazně omezil podporu elektřiny z obnovitelných zdrojů pro zdroje uvedené do provozu po 31. 12. 2013, a tím i počty nových registrací. Nové registrace se týkají zejména malých vodních elektráren (MVE) a jejich rekonstrukcí (MVER), převodů zdrojů mezi jednotlivými výrobci, rozdělení virtuálních zdrojů migrovaných z databází provozovatelů distribučních soustav (PDS), výroben tepla a nepodporovaných zdrojů. Nárůst počtu zdrojů v systému POZE je patrný z tabulky 9.

restricted support for electricity from renewable sources for sources commissioned after 31 December 2013, and subsequently the number of new registrations. New registrations include primarily small hydropower plants (MVE) and their reconstruction (MVER), transfers of plants between producers, separation of virtual sources migrated from databases of distribution system operators (DSO), heat producing installations and unsupported sources. Table 9 documents an increase in the number of sources in the SES system.

Tabulka 9 • Table 9

Počet zdrojů registrovaných v systému POZE v jednotlivých letech
Number of sources registered in SES system in specific years

zdroje registrované v roce / sources registered in	podporovaný / supported		nepodporovaný / unsupported	
	počet zdrojů / number of sources	instalovaný výkon (MW) / installed capacity (MW)	počet zdrojů / number of sources	instalovaný výkon (MW) / installed capacity (MW)
2012	24 827	13 672	24	7 396
2013	29 351	13 976	26	8 062
2014	31 532	16 106	28	6 405
2015	31 878	16 141	27	6 365
2016	31 742	13 152	373	9 547
2017	32 003	12 251	467	9 806
2018	32 415	12 253	524	9 935
2019	32 677	11 905	605	9 942

Snížení instalovaného výkonu nepodporovaných zdrojů a zvýšení podporovaných mezi roky 2013 a 2014 (viz tabulka 9) bylo způsobeno případy, kdy některé zdroje připojené k přenosové soustavě mohly dodávat část jimi vyrobené elektřiny také do distribuční soustavy. Tímto způsobem mohly uplatnit nárok na podporu decentrální výroby. Od roku 2016 došlo s ohledem na zrušení podpory na decentrální výrobu k výraznému navýšení počtu zdrojů bez podpory a zároveň snížení počtu zdrojů podporovaných. Další snížení celkového výkonu podporovaných zdrojů v roce 2017 bylo důsledkem nové registrační vyhlášky č. 9/2016 Sb., kdy proběhla aktualizace registrací některých migrovaných výroben (tzv. VIRT) a řada zdrojů byla z evidence pro výplatu podpory vyřazena. Také postupně docházelo k odstavení z provozu u některých uhelných zdrojů v teplárnách a elektrárnách, které byly dříve podporované jako zdroje KVET.

The reduction in installed capacity of unsupported sources and increased installed capacity of supported sources (see Table 9) in 2013 and 2014 resulted from cases where some sources connected to the transmission system could supply a portion of generated electricity also to the distribution system. That way they could claim support for decentralized electricity generation. With regard to the withdrawal of support for decentralized generation, since 2016 there has been an increase in unsupported sources and a decrease in the number of supported sources. Another reduction in total installed capacity of supported sources in 2017 stemmed from the new Registration Decree No. 9/2016 Coll., where registrations of some migrated installations (VIRT) were updated and a number of sources were excluded from the records for payment of support. In addition, some coal-firing heat plants and power plants that were previously supported as CHP installations, were gradually decommissioned.

Rekonstruované malé vodní elektrárny byly převedeny do kategorie tzv. MVER s nárokem na zvýšení výkupní ceny nebo zeleného bonusu zdroje (tabulka 10).

Reconstructed small hydro power plants were moved to the MVER category eligible for an increased feed-in-tariff or green bonus (Table 10).

Tabulka 10 • Table 10

Převod MVE do kategorie rekonstruovaných MVER v jednotlivých letech
Number of reconstructions of small hydro power plants in specific years

období rekonstrukce reconstruction period	počet výroben number of installations	počet zdrojů number of sources	instalovaný výkon (MW) installed capacity (MW)
před 2013 / before 2013	462	488	150
2013	65	89	9
2014	22	33	14
2015	17	26	5
2016	18	30	9
2017	9	13	4
2018	18	26	5
2019	25	38	7
celkem / total	**636**	**743**	**203**

REGISTRACE NÁROKU NA PODPORU VYROBENÉ ELEKTŘINY V SYSTÉMU CS OTE A VYÚČTOVÁNÍ PODPORY

Vyplňování měsíčních výkazů – vykazování je dle vyhlášky ERÚ č. 408/2015 Sb., a vyhlášky č. 145/2016 Sb., povinné pro všechny výrobce bez ohledu na to, zda mají nárok na podporu, či nikoli. V principu se neliší zadávání dat u jednotlivých forem podpory či typů zdrojů. Data z výkazů zadávají výrobci po jednotlivých měsících v návaznosti na příjem měřených dat elektřiny od příslušných provozovatelů soustav a nastavené termíny zúčtování jednotlivých druhů podpor (standardně v období mezi 5. pracovním dnem a 10. kalendářním dnem měsíce následujícího po konci vykazovacího období).

Proces zúčtování výkazů se liší podle formy podpory zvolené výrobcem. Výkazy výrobců, kteří zvolili jako formu podpory zelený bonus a výkaz zadali v termínu podle obchodních podmínek, jsou zařazeny do pravidelného zúčtování. To probíhá do 5. pracovního dne po termínu pro předávání údajů do CS OTE výrobcem. V případě výrobců s výrobnami do 10 kW instalovaného výkonu a výrobců podporovaného tepla je zúčtovacím obdobím čtvrtletí. Výsledkem zúčtování zadaných výkazů je vystavení dokladu o výplatě podpory.

REGISTRATION OF CLAIMS FOR SUPPORT FOR GENERATED ELECTRICITY IN CS OTE SYSTEM AND SETTLEMENT OF SUPPORT

Filling of monthly reports –pursuant to ERO Decree No. 408/2015 Coll., and Decree No. 145/2016 Coll., reporting is mandatory for all producers, regardless of whether they are eligible for support or not. In principle, reporting is essentially the same for different types of support or different types of energy sources. The producers report on a monthly basis, following the receipt of the metered electricity data from the relevant system operators and in line with the settlement periods for specific types of support (usually between the 5th business day and the 10th calendar day of the month following the end of the reporting period).

The process of settlement of reports varies according to the type of support chosen by the producer. The reports of producers, who selected the green bonus as their preferred support and who submit the report within the deadline specified in the business terms, are included in periodic settlement. It is carried out until the 5th business day following the deadline for data transmission to the CS OTE system by the producer. Producers in power-generation installations with an installed capacity of up to 10 kW and producers of supported heat are subject to quarterly settlement. The outcome of the settlement of input reports is issuance of the proof of support payment.

Mechanizmus výplaty podpory v případě, kdy si výrobce zvolil formu podpory výkupní cenou, je odlišný. Podpora se opět řídí výkazem zadaným do systému CS OTE, ale její zúčtování a výplatu provádí na základě automaticky zaslaného opisu povinně vykupující. Operátor trhu pouze zamkne ve stanoveném termínu výkazy k další editaci a vyčká, dokud od povinně vykupujícího neobdrží zprávu o zúčtování a výplatě výkupní ceny výrobci. Na základě této zprávy hradí OTE povinně vykupujícímu částku rozdílu mezi výkupní cenou dle cenového rozhodnutí a tržní cenou reprezentovanou hodinovou cenou z denního trhu s elektřinou pro příslušné zúčtované období. Dále OTE hradí cenu za činnost povinně vykupujícího, stanovenou dle zákona v cenovém rozhodnutí ERÚ.

Údaje z výkazů nepodporovaných výrobců nejsou společností OTE dále účetně zpracovávány, avšak slouží pro statistické účely, pro potřeby Energetického regulačního úřadu a provozovatelů distribučních soustav.

Podpora výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie (OZE), druhotných zdrojů (DZ) a v procesu vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET) za rok 2019 dosáhla hodnoty 45,198 mld. Kč. Proti roku 2018, kdy bylo podporovaným zdrojům energie vyplaceno 45,930 mld. Kč, došlo k mírnému poklesu vyplacené podpory. I rok 2019 byl velice teplý a slunečný, což svědčilo vysoké výrobě elektřiny ze solárních elektráren, které mají hlavní podíl na celkové vyplacené podpoře. Rozdělení včetně podporovaného množství zobrazuje tabulka 11.

The mechanism of support payment is different where the producer's preferred support is the purchase price (feed-in tariff). Support is also governed by the report transmitted to the CS OTE system, but settlement and payment are carried out by the mandatory purchaser on the basis of an automatically generated copy of the report. The Market Operator only locks the reports for editing within the specified timeframe and awaits the receipt of a message from the mandatory purchaser about the settlement and payment of the feed-in tariff to the producer. Upon receipt of the message, OTE pays the mandatory purchaser the difference between the purchase price according to the relevant price decision and the market price represented by the hourly rate on the day-ahead electricity market for the relevant settlement period. In addition, OTE pays the charge for the mandatory purchaser's activities stipulated by law in the ERO price decision.

OTE does not process data from reports of unsupported producers, but uses them only for statistical purposes and for the needs of the ERO and DSOs.

Support for electricity generated from renewable energy sources (RES), secondary sources (Sec.S) and combined heat and power (CHP) amounted to CZK 45.198 billion in 2019. Compared to 2018, when CZK 45.930 billion was paid to supported energy sources, there was a slight decrease in the aid paid. The year 2019 was also very warm and sunny, suggesting high electricity production from solar power plants, which account for the largest share of total aid paid. Table 11 shows the breakdown, including the supported amount.

Tabulka 11 • Table 11

Výše vyplacené podpory elektřiny v roce 2019
Amounts of support paid for electricity in 2019

	podpora OZE (ZB + PV) support for RES (GB + MP)	podpora DZ support for Sec. S	podpora KVET support for CHP	celkem total
Podporované množství (GWh) supported volumes (GWh)	8 393	658	7 107	16 158
Vyplaceno (mil. Kč) paid (CZK million)	42 475	100	2 622	45 198

Částka vyplacená na podporu elektřiny z OZE, DZ a KVET po jednotlivých typech zdrojů za rok 2018 je uvedena v následující tabulce a poměrné vyjádření je znázorněno na obrázku 72.

The table below documents amounts paid in 2019 to support electricity from RES, Sec. S and CHP, broken down by types of sources. Figure 72 shows shares of supported production volumes.

Tabulka 12 • Table 12

Celková podpora OZE, DZ a KVET

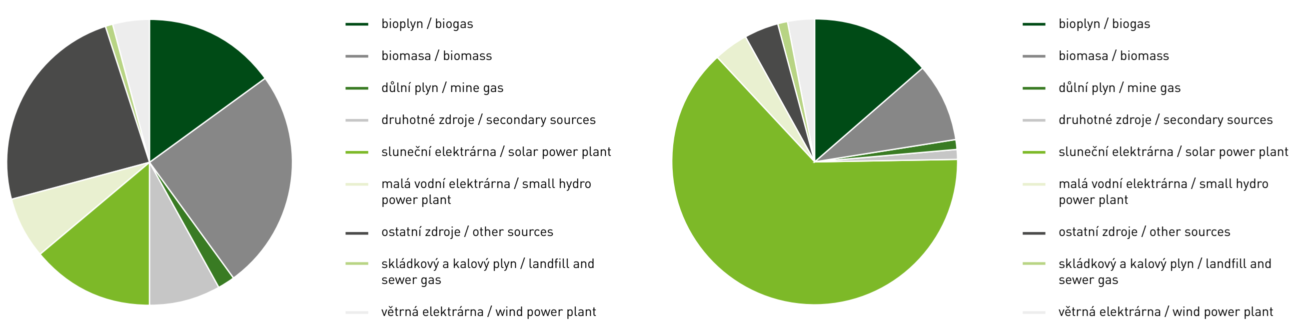
Total support for RES, Sec. S and CHP

typ zdroje type of source	podpora OZE support for RES		podpora DZ support for Sec. S		podpora KVET support for CHP	
	GWh	mil. Kč CZK mln	GWh	mil. Kč CZK mln	GWh	mil. Kč CZK mln
bioplyn / biogas	2 130	6 193	0	0	209	47
biomasa / biomass	1 960	3 281	0	0	2 057	574
důlní plyn / mine gas	140	263	116	76	54	11
druhotné zdroje / secondary sources	0	0	542	24	915	242
sluneční elektrárna / solar power plant	2 246	29 076	0	0	0	0
malá vodní elektrárna / small hydro power plant	1 064	1 965	0	0	0	0
ostatní zdroje / other sources	0	0	0	0	3 840	1 743
skládkový a kalový plyn / landfill and sewer gas	162	354	0	0	31	6
větrná elektrárna / wind power plant	691	1 344	0	0	0	0
celkový součet / total	**8 393**	**42 475**	**658**	**100**	**7 107**	**2 622**

Obrázek 72 • Figure 72

Poměr podporovaného množství elektřiny a vyplacené podpory OZE, DZ a KVET v roce 2019

Shares of supported production volumes and support paid for RES, Sec. S and CHP in 2019



Z obrázku 72 je zřejmá disproporce mezi vyrobeným množstvím a vyplacenými finančními prostředky ve prospěch slunečních zdrojů.

The chart in Figure 72 shows a significant disproportion between the volumes produced and support paid in favour of solar sources.

FORMY PODPORY VÝROBY ELEKTŘINY Z OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ

Podpora výroby elektřiny z OZE je poskytována formou zelených bonusů (ZB) nebo formou výkupních cen (VC), přičemž právní rámec a pravidla volby formy jsou dány zákonem. Výrobce je povinen registrovat formu podpory v systému OTE při první registraci nároku. Pokud výrobce splňuje podmínky změny formy podpory, je možné změnu provést její registrací v systému pro následující rok nejpozději do 30. 11. běžného roku.

Základní rozdíl v jednotlivých formách podpory elektřiny pro výrobce je ten, že v případě podpory formou výkupních cen je podpora poskytována na elektřinu dodanou do soustavy a výkupní cena obsahuje jak podporu, tak tržní cenu komodity. V případě podpory formou zelených bonusů na elektřinu cena zeleného bonusu zahrnuje pouze podporu na vyrobenou elektřinu, přičemž vlastní cena elektřiny dodané do soustavy spolu s odpovědností za odchylku jsou předmětem smluvního vztahu mezi výrobcem a obchodníkem. V obou případech je podporované množství poníženo o technologickou vlastní spotřebu.

Počet registrovaných zdrojů v systému POZE podle formy podpory v roce 2019 je uveden v tabulce 13. Údaje se týkají posledního dne v daném roce.

TYPES OF SUPPORT FOR ELECTRICITY GENERATION FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES

Support for electricity generation from renewable energy sources is provided as green bonuses (GB) or purchase prices (feed-in tariffs, FIT), whereby the legal framework and rules to choose the relevant type of support are set out in the law. Producers are required to register the chosen type of support in the OTE system during the first registration of the claim. If a producer meets the conditions for changing the type of support, it is possible to register the change in the system for the following year by 30 November of the current year.

The basic difference in the various types of support for energy producers is that where support is provided in the form of feed-in tariff, it applies to electricity supplied to the grid and the purchase price includes both the support and the market price of the commodity. Where support is provided in the form of green bonuses, the green bonus price includes only the support for the generated electricity, whereas the price of electricity supplied to the grid together with responsibility for imbalances is subject to contractual relations between the producer and the trader. In both cases, the supported volumes are reduced by own technological consumption.

The number of sources registered in the SES system according to the type of support in 2019 is shown in Table 13. The data relate to the last day of the year.

Tabulka 13 • Table 13

Forma podpory
Types of support

	formy podpory / types of support	
	zelený bonus / green bonus	výkupní cena / feed-in-tariff
počet zdrojů / number of sources	27 893	4 784
instalovaný výkon [MW] / installed capacity [MW]	10 821	1 084

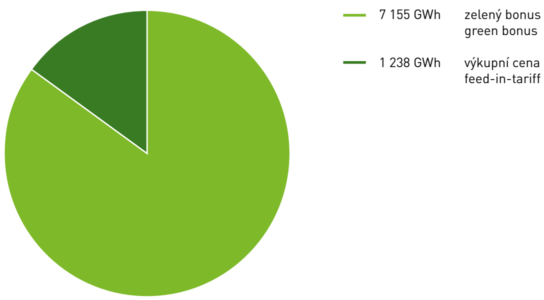
Na obrázku 73 je zobrazeno vykázané množství elektřiny z OZE a tomu odpovídající zúčtovaná podpora pro formy podpory – zelený bonus a výkupní cena.

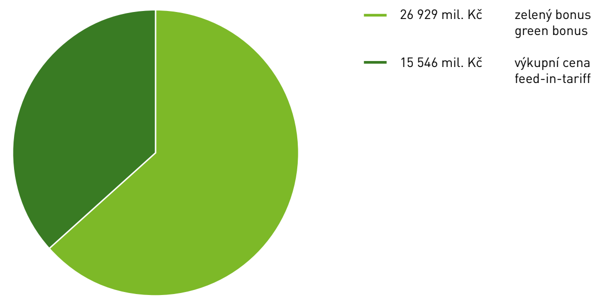
Figure 73 documents reported volumes of electricity from RES and the matching support after settlement for two types of support – green bonus and feed-in tariff.

Obrázek 73 • Figure 73

Vykázané množství podporované elektřiny a zúčtovaná podpora podle formy podpory v roce 2019

Reported volumes of supported electricity and support after settlement according to types of support 2019





Možnost změnit v roce 2019 formu podpory využilo stejně jako v předchozích letech pouze malé procento zdrojů. Počty změn znázorňuje následující tabulka.

Similarly to previous years, only a few producers used the option to change the selected type of support in 2019. The number of changes is shown in the table below.

Tabulka 14 • Table 14

Počet změn formy podpory pro rok 2019

Number of changes in type of support in 2019

typ zdroje / type of source	PV -> ZB / MP -> GB	ZB -> PV / GB -> MP
bioplyn / biogas	0	0
sluneční elektrárna / solar power plant	8	21
malá vodní elektrárna / small hydro power plant	11	8
skládkový a kalový plyn / landfill and sewer gas	0	0
větrná elektrárna / wind power plant	0	0
celkem / total	**19**	**29**

Podpora elektřiny z obnovitelných zdrojů
Právo na podporu elektřiny z OZE formou výkupních cen mají pouze výrobci elektřiny z obnovitelných zdrojů využívající energii vody ve výrobně elektřiny o instalovaném výkonu do 10 MW včetně a ostatní výrobci elektřiny z obnovitelných zdrojů ve výrobně elektřiny o instalovaném výkonu do 100 kW včetně, a dále výrobci, jimž vznikl nárok na podporu formou výkupních cen dle předpisů platných před 1. 1. 2013.

Support for electricity from renewable energy sources
The right to receive support for electricity from RES in the form of feed-in tariffs applies solely to producers of electricity from renewable energy sources using water in a power-generating plant with an installed capacity of up to 10 MW, and other producers of electricity from renewable energy sources in a power-generating plant with an installed capacity of up to 100 kW, including producers who became eligible to receive support in the form of feed-in tariffs according to legislation valid before 1 January 2013.

Tabulka 15 • Table 15

Podpora elektřiny z OZE v režimu výkupní ceny podle typu zdroje
Support for electricity from RES under feed-in tariff scheme, broken down by source

typ zdroje / type of source	GWh	mil. Kč / CZK million
bioplyn / biogas	6	18
biomasa / biomass	0	0
sluneční elektrárna / solar power plant	1 152	15 363
malá vodní elektrárna / small hydro power plant	73	148
skládkový a kalový plyn / landfill and sewer gas	1	2
větrná elektrárna / wind power plant	6	16
celkový součet / total	**1 238**	**15 546**

V ostatních případech (včetně elektřiny vyrobené ve výrobně elektřiny s instalovaným výkonem do 100 kW společně z obnovitelných zdrojů a neobnovitelných zdrojů) má výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů právo pouze na podporu

In other cases (including electricity cogenerated in a power-generating plant with an installed capacity of up to 100 kW from renewable and non-renewable energy sources), producers of electricity from renewable energy sources are eligible only for

Tabulka 16 • Table 16

Podpora elektřiny z OZE v režimu zeleného bonusu po jednotlivých zdrojích
Support for electricity from RES under green bonus scheme, broken down by source

typ zdroje / type of source	GWh	mil. Kč / CZK million
bioplyn / biogas	2 124	6 176
biomasa / biomass	1 960	3 281
důlní plyn / mine gas	140	263
sluneční elektrárna / solar power plant	1 093	13 714
malá vodní elektrárna / small hydro power plant	991	1 817
skládkový a kalový plyn / landfill and sewer gas	161	352
větrná elektrárna / wind power plant	685	1 328
celkový součet / total	**7 155**	**26 929**

Podpora elektřiny z druhotných zdrojů

Druhotnými zdroji se rozumí využitelné energetické zdroje, jejichž energetický potenciál vzniká jako vedlejší produkt při přeměně a konečné spotřebě energie, při uvolňování z bituminózních hornin, včetně degazačního a důlního plynu, nebo při energetickém využívání nebo odstraňování odpadů a náhradních paliv, vyrobených na bázi odpadů nebo při jiné hospodářské činnosti. Výrobce elektřiny z druhotných zdrojů má právo pouze na podporu formou zelených bonusů na elektřinu.

Podpora elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla

Podpora elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla je poskytována formou zeleného bonusu na elektřinu, vyrobenou ve společném procesu spojeném s dodávkou užitečného tepla v zařízení, na které ministerstvo vydalo osvědčení o původu elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla. Při její výrobě je nutno dosáhnout poměrné úspory vstupního primárního paliva potřebného na kombinovanou výrobu elektřiny a tepla ve výši nejméně 10 % oproti oddělené výrobě, přičemž požadavek dosažení poměrné úspory vstupního primárního paliva se vztahuje pouze na elektřinu vyrobenou ve výrobně elektřiny s instalovaným elektrickým výkonem vyšším než 1 MW.

Na zelených bonusech za elektřinu vyrobenou v roce 2019 při procesu vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla bylo vyplaceno 2 622 mil. Kč. Největší podíl na čerpání podpory mají zdroje spalující klasická fosilní paliva.

Stanovení výše podpory, výkupní ceny a zelených bonusů na elektřinu

ERÚ stanoví v daném kalendářním roce na následující kalendářní rok výkupní cenu samostatně pro jednotlivé druhy obnovitelných zdrojů, popřípadě pro skupiny podle velikosti instalovaného výkonu výrobny elektřiny nebo s ohledem na jejich umístění. Výkupní cena je stanovena tak, aby při podpoře bylo dosaženo patnáctileté doby prosté návratnosti investic za podmínky splnění technických a ekonomických parametrů. Mezi tyto podmínky patří zejména náklady na instalovanou jednotku výkonu, účinnost využití primárního obsahu energie v obnovitelném zdroji, v případě výroben elektřiny využívajících biomasu, bioplyn nebo biokapaliny pak náklady na pořízení paliva a doba využití jednotlivých výrobních zařízení. Současně musí být zachována minimální výše výnosů za jednotku elektřiny z obnovitelných zdrojů při podpoře od roku uvedení výrobny elektřiny do provozu po dobu trvání práva na podporu s pravidelným ročním navýšením o 2 %, s výjimkou pro výrobny elektřiny využívající biomasu, bioplyn nebo biokapaliny. Výkupní cena zahrnuje i předpoklad platby výrobce povinně vykupujícímu

Support for electricity from secondary sources

Secondary sources mean recoverable energy sources, the energy potential of which is a by-product of energy conversion and final energy consumption, upon release from bituminous rock, including drained and mine gas, or in the use or disposal of waste and alternative fuels produced from waste, or as a result of another economic activity. Producers of electricity from secondary sources are eligible only for support in the form of green bonuses for electricity.

Support for electricity from combined heat and power

Support for electricity from combined heat and power is provided as a green bonus for electricity cogeneration in the process comprising supply of useful heat in an installation for which the Ministry has issued a certificate of origin for electricity from combined heat and power. It is required that during the production process the pro rata reduction in input primary fuel needed for electricity and heat cogeneration accounts for at least 10%, compared to the separated generation of electricity and heat, while the requirement for achieving the pro rata reduction in input primary fuel applies only for electricity generated in a power-generating plant with an installed capacity of over 1 MW.

In the process of combined heat and power, payments in the form of green bonuses for electricity generated in 2019 totalled CZK 2,622 million. Sources firing standard fossil fuels account for the largest share in support payments.

Determining amounts of support, feed-in tariff and green bonuses for electricity

The ERO determines in the current calendar year for the following calendar year the feed-in tariff separately for each type of renewable energy source or for groups of sources with regard to the size of the installed capacity of the power-generating plant or its location. The tariff is set in order to achieve a fifteen-year payback period of investments meeting technical and financial conditions. These conditions comprise in particular the cost per installed capacity unit, efficiency of the use of primary energy content in a renewable source, and the cost of fuel and period of the use of individual production installations in case of power-generating plants using biomass, biogas and bioliquids. At the same time, the minimum rate of revenue per unit of electricity from renewable energy sources must be retained with support received from the year of commissioning the power-generating installation for the duration of the installation's eligibility for support, with a regular annual increase of 2%, with the exception of power-generating installations using biomass or biogas or bioliquids. The feed-in tariff includes the assumed payment of the producer to the mandatory purchaser (MP) in the

(PV) v případech dosažení záporné ceny na denním trhu s elektřinou či případy, kdy by na denním trhu organizovaném operátorem trhu nedošlo k stanovení ceny denního trhu.

Výši ročního zeleného bonusu na elektřinu z obnovitelných zdrojů a postup pro stanovení hodinového zeleného bonusu na elektřinu stanoví ERÚ tak, aby výše ročního zeleného bonusu na elektřinu pokryla pro daný druh obnovitelného zdroje alespoň rozdíl mezi výkupní cenou a očekávanou průměrnou roční hodinovou cenou, a výše hodinového zeleného bonusu na elektřinu pokryla pro daný druh obnovitelného zdroje alespoň rozdíl mezi výkupní cenou a dosaženou hodinovou cenou. V případech dosažení záporné hodinové ceny je hodnota hodinového zeleného bonusu na elektřinu rovna nejvýše hodnotě hodinového zeleného bonusu na elektřinu při dosažení nulové hodinové ceny na denním trhu.

Výše ročního zeleného bonusu na elektřinu pro podporu elektřiny z druhotných zdrojů je stanovena s ohledem na druh druhotného zdroje, umístění a velikost instalovaného výkonu výrobny elektřiny a pro podporu elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla s ohledem na umístění, velikost instalovaného elektrického výkonu, použité primární palivo a provozní režim výrobny elektřiny. Úřad může stanovit odlišnou výši zeleného bonusu na elektřinu také pro rekonstruované výrobny elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla.

Výše zelených bonusů na elektřinu je u elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných zdrojů meziročně upravována v závislosti na změnách cen elektřiny na trhu, cen tepelné energie a primárních energetických zdrojů, efektivitě výroby a době využití výrobny elektřiny.

Konkrétní sazbu podpory (zelený bonus i výkupní ceny) pro každý zdroj uvedený do provozu v určitém roce je možné dohledat v cenovém rozhodnutí ERÚ.

Podpora elektřiny z OZE, DZ a KVET je kryta z prostředků, které jsou hrazeny provozovateli regionálních distribučních soustav (PDS) a provozovatelem přenosové soustavy (PPS) složkou ceny služby distribuční soustavy a složkou ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny dle zákona č. 165/2012 Sb., která je hrazena koncovými spotřebiteli, a dále z prostředků státního rozpočtu.

event of a negative price on the day-ahead electricity market or in the event the day-ahead market price is not determined on the day-ahead market organized by the Market Operator.

The ERO determines the amount of annual green bonus for electricity from renewable energy sources and the procedure for determining an hourly green bonus for electricity so that the amount of annual green bonus for electricity shall cover for the relevant type of renewable source at least the difference between the purchase price and the expected average annual hourly price, and the amount of hourly green bonus for electricity shall cover for the relevant type of renewable source at least the difference between the purchase price and the hourly price achieved. Where the hourly price is negative, the amount of hourly green bonus for electricity equals at most the amount of hourly green bonus for electricity at the zero hourly price on the day-ahead market.

The annual green bonus for electricity pertaining to support for electricity generated from secondary sources is determined with regard to the type of secondary source, location and size of the installed capacity of the power-generating plant, and for support of electricity from high-efficiency electricity and heat cogeneration with regard to the location and size of the installed capacity of the power-generating plant, the used primary fuel and the operating mode of the power-generating plant. The ERO may also determine a different amount of green bonus for electricity for renovated installations using combined heat and power cogeneration.

Amounts of green bonuses for electricity pertaining to electricity from combined heat and power cogeneration and secondary sources are adjusted annually to reflect changes in the electricity market prices, thermal energy prices, prices of primary energy sources, production efficiency and the period of utilizing the power-generating installation.

Specific rates of support (green bonus and feed-in tariff) for each source commissioned in a given year are listed in the relevant ERO price decision.

Support for electricity from RES, Sec. S and CHP is funded from payments made by regional DSOs and the TSO as a component of the price of the distribution system service and a component of the transmission system service for support for electricity pursuant to Act 165/2012 Coll., paid by final consumers, and from the state budget funds.

PROVOZNÍ PODPORA TEPLA (BEZ INVESTIČNÍ PODPORY)

Podmínky pro získání provozní podpory tepla stanovil s platností od roku 2013 zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie. Do té doby nebylo teplo z obnovitelných zdrojů provozně podporováno. Zákon přímo určuje, jakou sazbu má Energetický regulační úřad stanovit ve svém cenovém rozhodnutí pro všechny tepelné zdroje, které splnily podmínky podpory. ERÚ individuálně stanovuje cenu pouze pro podporu tepla z výroben spalujících bioplyn.

Nárok na provozní podporu má teplo dodané do rozvodného tepelného zařízení soustavy zásobování tepelnou energií vyrobené ze tří základních typů obnovitelných zdrojů:

1. z podporované biomasy (včetně společného spalování s druhotným zdrojem a včetně spalování bioplynu),
2. z biokapalin splňujících kritéria udržitelnosti,
3. z geotermální energie.

Pro provozní podporu tepla musejí být splněny další podmínky:

- výrobce musí být držitelem licence na výrobu tepla,
- jmenovitý tepelný výkon výrobny tepla musí být vyšší než 200 kW,
- teplo musí být vyrobeno v zařízeních, která splňují minimální účinnost užití energie stanovenou vyhláškou č. 441/2012 Sb.,
- v případě výroby tepla v procesu kombinované výroby elektřiny a tepla musí být instalovaný elektrický výkon výrobny maximálně do 7,5 MW a musí se jednat o výrobnu, na kterou Ministerstvo průmyslu a obchodu vydalo osvědčení o původu elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla nebo z druhotných zdrojů,
- v případě užitečného tepla z výroben využívajících bioplyn musí být instalovaný elektrický výkon výrobny do 500 kW a bioplyn musí vznikat z více než 70 % ze statkových hnojiv a vedlejších produktů živočišné výroby nebo z biologicky rozložitelného odpadu.

O provozní podporu výroby tepla v roce 2019 žádalo 62 společností, které splnily podmínky a uplatnily podporu na 78 tepelných zdrojích. Vyúčtování a výplata zeleného bonusu na teplo probíhaly čtvrtletně na základě zaslaných výkazů.

Za rok 2019 byla vyplacena podpora na výrobu 3 967 TJ tepla z obnovitelných zdrojů v celkové výši 218 mil. Kč. Z toho podpora na teplo vyrobené z bioplynu byla 8 mil. Kč.

OPERATING AID FOR HEAT (WITHOUT INVESTMENT AID)

Conditions for obtaining operating aid for heat are set out in Act No. 165/2012 Coll., on Supported Energy Sources, in effect as at 2013. Until then, operating aid was not provided for heat produced from renewable energy sources. The law directly stipulates the rate to be determined by the Energy Regulatory Office in its price decision for all thermal sources that have met the conditions for operating aid. The ERO determines rates individually for subsidizing heat only from biogas firing plants.

Operating aid for heat applies to heat supplied to the heat distribution facility of the heat distribution system that was produced from three basic types of renewable energy sources:

1. supported biomass (including co-firing with a secondary source and including firing biogas),
2. bioliquids meeting sustainability criteria,
3. geothermal energy.

Other conditions must be met to apply for operating aid for heat:

- the producer must be licenced for heat production,
- the rated thermal output of the heat production plant must exceed 200 kW,
- heat must be produced in installations that meet the minimum energy efficiency requirements set out in Decree No. 441/2012 Coll.,
- where heat is produced in the process of electricity and heat cogeneration, the installed capacity of the production plant must not exceed 7.5 MW and the plant must have obtained a guarantee of origin of electricity from high-efficiency electricity and heat cogeneration or from secondary sources issued by the MIT,
- in case of useful heat from biogas plants, the installed capacity of the installation may not exceed 500 kW and biogas must be produced from more than 70% of manure and animal by-products or from biodegradable waste.

In 2019, 62 companies that met the conditions and applied the aid to 78 heat sources applied for operating aid for heat production. The billing and payment of the green heat bonus were carried out quarterly on the basis of the statements submitted.

In 2019, aid was paid for 3,967 TJ of heat from renewable energy sources in the amount of CZK 218 million, of which aid for heat produced from biogas amounted to CZK 8 million.

ZÁRUKY PŮVODU

Podle §44 a §45 zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie, vydává operátor trhu záruky původu elektřiny z obnovitelných zdrojů a vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla na základě žádosti jejího výrobce. Z toho důvodu operátor trhu od roku 2013 provozuje v rámci CS OTE elektronickou Evidenci záruk původu (EZP), ve které jsou záruky původu evidovány na účtech držitelů po celou dobu životního cyklu (tj. od vydání až po uplatnění záruk původu). Operátor trhu se stal v listopadu 2013 členem mezinárodní asociace vydavatelských subjektů Association of Issuing Bodies (AIB). Systém EZP je tak plně harmonizován s ostatními systémy států sdružených v asociaci AIB a umožňuje importovat a exportovat záruky původu vydané v těchto sdružených státech.

V roce 2019 získalo do systému EZP nově přístup 386 držitelů účtů. Celkem bylo 884 aktivním držitelům účtů vydáno 5 894 673 záruk původu, což představuje nárůst vydaných záruk původu o 68,4 % oproti roku 2018. Skrze proces uplatnění záruk původu byl transparentně garantován původ přibližně 603,6 GWh elektřiny spotřebované v ČR.

Detailní přehled uskutečněných transakcí se zárukami původu v roce 2019 zachycuje tabulka 17.

GUARANTEES OF ORIGIN

Pursuant to §44 and §45 of Act No. 165/2012 Coll., on Supported Energy Sources, the market operator issues guarantees of origin of electricity from renewable sources and combined heat and power at the request of its producer. For this reason, the market operator has been operating an electronic Register of Guarantees of Origin (EZP) within CS OTE since 2013, in which guarantees of origin are registered in the holders' accounts throughout the life cycle (ie from issue to guarantee of origin). In November 2013, the market operator became a member of the Association of Issuing Bodies (AIB). EZP system is fully harmonized with other systems of the states brought together in the Association AIB and allows you to import and export guarantees of origin issued in these countries combined.

In 2019, 386 account holders were newly granted access to the EZP system. A total of 5,894,673 guarantees of origin were issued to 884 active account holders, which represents a 68.4% increase in guarantees of origin issued compared to 2018. Through the process of applying guarantees of origin, the origin of approximately 603.6 GWh of electricity consumed in the Czech Republic was transparently guaranteed.

A detailed overview of transactions with guarantees of origin in 2019 is provided in Table 17.

Tabulka 17 • Table 17

Souhrnný přehled transakcí se zárukami původu v roce 2019
Summary overview of transactions with guarantees of origin in 2019

typ transakce type of transaction	počet záruk původu number of GOs
mezinárodní odchozí převod / international exporting transfer	5 568 668
mezinárodní příchozí převod / international importing transfer	422 298
uplatnění / cancellation	603 620
vnitrostátní převod / domestic transfer	5 314 057
vydání / issuance	5 894 673
vyřazení z důvodu uplynutí platnosti / withdrawal due to expiration	61 341

Uplatněním záruky původu držitel účtu deklaruje, že určitý objem elektřiny reprezentovaný příslušným počtem záruk původu byl dodán koncovému spotřebiteli. Dojde tak k převedení záruky původu na účet zrušených záruk původu, čímž její životní cyklus končí.

By cancellation of the guarantee of origin, the account holder proves that a given quantity of energy represented by the relevant number of guarantees of origin was supplied to a final customer. After that the guarantees of origin are transferred to the account for withdrawn guarantees of origin and their life cycle ends.

Vzhledem k tomu, že systém EZP umožňuje vydávání záruk původu za výrobu elektřiny až 12 měsíců zpětně, lze předpokládat, že určitá část záruk původu vztahujících se k výrobě elektřiny v roce 2019 bude vydána a uplatněna až v roce 2020.

Kompletní přehled vydaných záruk původu v roce 2019 popisuje Tabulka 18.

As the EZP system allows the issuance of guarantees of origin for energy generation retroactively up to 12 months, it may be assumed that a certain portion of the guarantees of origin relating to power generation in 2019 will not be issued and cancelled until 2020.

Table 18 shows a complete list of guarantees of origin issued in 2019.

Tabulka 18 • Table 18

Přehled záruk původu vydaných v roce 2019

Overview of guarantees of origin issued in 2019

použitý zdroj energie u vydaných záruk původu used energy source with issued guarantees of origin	počet vydaných záruk původu number of issued GOs
biomasa – nespecifikováno / biomass – unspecified	7 510
biomasa – vedlejší produkty zemědělské činnosti a odpady / biomass – agricultural by-products and waste	12 033
biomasa – zemědělské produkty / biomass – agricultural products	156 635
černý louh – nespecifikováno / black liquor – unspecified	44 958
dřevo – nespecifikováno / wood – unspecified	116 623
dřevo – produkty lesního hospodářství / wood – forestry products	61 471
dřevo – vedlejší produkty lesního hospodářství a odpady / wood – forestry by-products and waste	626 145
kalový plyn - nespecifikováno / sewage gas - unspecified	322
plyn z organického odpadu a trávení – nespecifikováno / gas from organic waste and digestion – unspecified	18 021
ropné produkty - topný olej s nízkým obsahem síry / petroleum products - low sulfur fuel oil	36
rostlinný olej – nespecifikováno / vegetable oil – unspecified	936
skládkový plyn – nespecifikováno / landfill gas – unspecified	38 064
sluneční – nespecifikováno / solar – unspecified	1 046 398
vítr – nespecifikováno / wind – unspecified	663 179
voda & moře – nespecifikováno / hydro & sea – unspecified	1 392 188
zemědělský plyn – energetické plodiny / agricultural gas – energy crops	1 531 335
zemědělský plyn – kejda prasat / agricultural gas – pig manure	10 909
zemědělský plyn – kejda skotu / agricultural gas – cattle manure	29 361
zemědělský plyn – nespecifikováno / agricultural gas – unspecified	85 091
zemědělský plyn – ostatní kejda/hnůj / agricultural gas – other manure	53 458
celkový součet / total	**5 894 673**

Všechny naše činnosti významně přispívají k rozvoji a kultivaci trhu s elektřinou a plynem v ČR.

All our activities significantly contribute to the development and cultivation of the electricity and gas market in the Czech Republic.

PROVOZ REJSTŘÍKU OBCHODOVÁNÍ S POVOLENKAMI NA EMISE SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ
OPERATION OF THE EMISSION TRADING REGISTRY

OTE plní funkci národního správce rejstříku obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů, který slouží k zajištění přesné evidence vydávání, držení, převádění a odevzdávání emisních povolenek a kjótských jednotek. Tuto správu provádí na základě pověření Ministerstva životního prostředí (MŽP) České republiky již od roku 2005.

Podle zákona č. 383/2012 Sb., o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů, je povinností provozovatelů zařízení, která spadají do evropského systému emisního obchodování (EU ETS) na základě vydaného Povolení MŽP k emisím skleníkových plynů do ovzduší, mít zřízen účet v rejstříku. Od ledna 2012 platí tato povinnost také pro provozovatele letadel, kteří mají provozní licenci vydanou v ČR nebo spadají pod správu České republiky podle seznamu provozovatelů letadel vydaného EK.

Evropský systém obchodování s emisními povolenkami zřizuje směrnice EP a ER 2003/87/ES, o vytvoření systému pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů. Podle nařízení EK č. 389/2013, o vytvoření registru Unie, má každý členský stát EU povinnost používat jednotný Rejstřík Unie, který je v provozu od roku 2012 a nahradil národní rejstříky členských států EU. Rejstřík Unie funguje také jako konsolidovaný rejstřík Kjótského protokolu.

Rejstřík obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů je dostupný z veřejné stránky rejstříku **https://www.povolenky.cz.**

OTE has been assigned the role of the national administrator of the Union Registry of emission trading that ensures accurate accounting of the issue, holding, transfer and cancellation of allowances and Kyoto units. OTE has performed such administration on the basis of the authorization of the Ministry of the Environment of the Czech Republic (MŽP) since 2005.

Pursuant to Act No. 383/2012 Coll., on the Terms of Greenhouse Gas Emission Allowance Trading, operators of installations that have been included in the EU Emissions Trading System (EU ETS) and have been issued a Permit of the MŽP to emit greenhouse gas into the atmosphere are required to open a Registry account. Since January 2012, this obligation has applied also for aircraft operators whose operating licences have been issued in the Czech Republic or who are under the administration of the Czech Republic in accordance with the list of aircraft operators published by the EC.

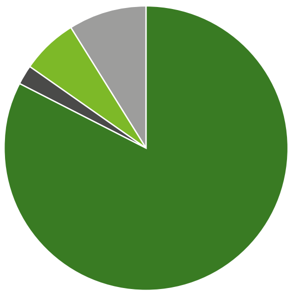
The EU ETS was established pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading. Pursuant to Commission Regulation (EU) No. 389/2013 establishing a Union Registry, all Member States are required to use the standardized Union Registry launched in 2012, which replaced the Member States' national registries. In addition, the Union Registry is operated as a consolidated registry system under the Kyoto Protocol.

The Union Registry can be accessed from the public website **https://www.povolenky.cz.**

Obrázek 74 • Figure 74

Počty otevřených účtů v rejstříku ke dni 31. 12. 2019

Number of accounts opened in the Registry as at 31 December 2019



Ke dni 31. 12. 2019 existovalo v rejstříku:
- 285 účtů provozovatelů zařízení,
- 22 osobních vkladových účtů,
- 30 obchodních účtů a
- 8 účtů provozovatelů letadla.

Účet v rejstříku mělo ke konci roku 2019 otevřeno celkem 227 subjektů. Řada subjektů má v rejstříku veden více než jeden účet.

Finálním termínem pro provozovatele zařízení ke splnění zákonné povinnosti odevzdání povolenek ve výši ověřených tun emisí CO_2 vyprodukovaných ze zařízení v roce 2018 byl 30. duben 2019. Všichni provozovatelé tuto povinnost splnili. 15. května 2019 tak byla zveřejněna Zpráva o hodnocení provozovatelů zařízení a provozovatelů letadel ve vztahu ke Splnění za rok 2018 na úrovni EU v souladu s přílohou XIV., odstavce 1 d), e) nařízení EK č. 389/2013. Celková suma verifikovaných emisí vyprodukovaných ze stacionárních zařízení a letadel za rok 2018 činila 67 416 215 tun CO_2, což je meziročně o 35 089 tun méně.

V roce 2019 se v rejstříku uskutečnilo 889 transakcí, při nichž změnilo účet celkem 233 423 987 jednotek. Do statistiky jsou zahrnuty veškeré převodní transakce s emisními povolenkami a kjótskými jednotkami uskutečněné mezi držiteli účtů v Rejstříku Unie.

Důvod transakce a samotné ceny povolenek a kjótských jednotek nejsou v rejstříku vyhodnocovány, ani s nimi není v tomto systému obchodováno. Obchodování s povolenkami probíhá například prostřednictvím bilaterálních nebo burzovních obchodů.

As at 31 December 2019, the Registry comprised:
- 285 operator holding accounts,
- 22 person holding accounts,
- 30 trading accounts; and
- 8 aircraft operator holding accounts.

At the end of 2019, a total of 227 entities held an account in the Registry, however a number of entities holds more than one account.

Final deadline for installation operators to meet their statutory obligation to surrender allowances in the amount of verified tonnes of CO_2 emissions produced by the relevant installation in 2018 was 30 April 2019. All operators have fulfilled this obligation. Thus, on 15 May 2019 the Report on the evaluation of plant operators and aircraft operators in respect of Compliance for 2018 at the EU level in accordance with Annex XIV., Paragraph 1, d), e) of Regulation EC No. 389/2013 was published. The total of verified emissions from stationary installations and aircraft in 2018 amounted to 67,416,215 tonnes of CO_2, which is 35,089 tonnes less year-on-year.

In 2019, 889 transactions took place in the Registry, during which a total of 233,423,987 units changed accounts. The statistics include all transfer transactions with emission allowances and Kyoto units made between account holders in the Union Registry.

The purpose of transaction and prices of allowances and Kyoto units are not evaluated in the Registry and the allowances/units are not traded within the system. Trading of emission units is carried out through bilateral or exchange transactions.

Rozložení počtu transakcí a objemů převáděných jednotek v roce 2019 uvádí následující tabulka a obrázky.

The table and figures below illustrate the distribution of numbers of transactions and volumes of transferred units in 2019.

Tabulka 19 • Table 19

Rozložení počtů a objemů transakcí v roce 2019 podle typů jednotek

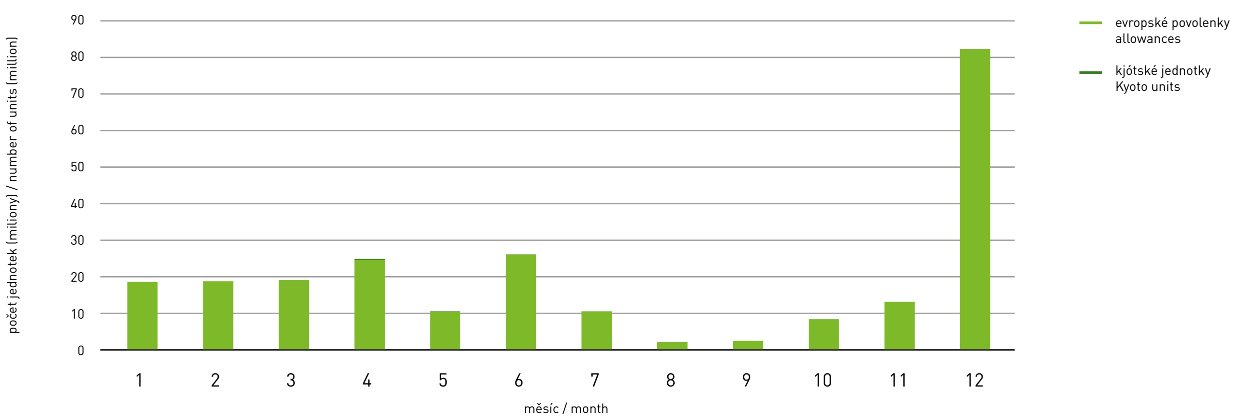
Distribution of numbers and volumes of transactions according to unit type in 2019

typ jednotky type of unit	objemy jednotek volumes of units	počty transakcí numbers of transactions
emisní povolenky / allowances	232 900 780	856
kjótské jednotky / Kyoto units	523 207	33
celkem / total	**233 423 987**	**889**

Obrázek 75 • Figure 75

Objemy převáděných jednotek v roce 2019

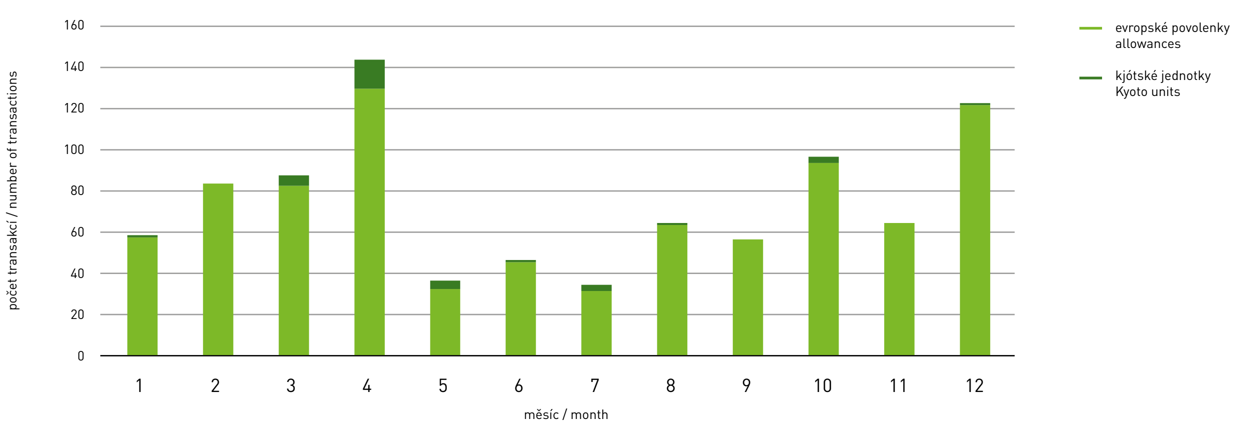
Volumes of transferred units in 2019



Obrázek 76 • Figure 76

Počty transakcí jednotek v roce 2019

Number of transactions in 2019



RISK MANAGEMENT
RISK MANAGEMENT

DEFINICE FINANČNÍCH RIZIK

Povinnosti OTE definované energetickým zákonem, zejména vyhodnocování, zúčtování a vypořádávání odchylek a funkce organizátora krátkodobého trhu, s sebou přinášejí zodpovědnost zajistit také finanční vypořádání závazků a pohledávek jednotlivých účastníků trhu s elektřinou a plynem, které jim v souvislosti s vyhodnocením odchylek a obchodováním na krátkodobých trzích organizovaných operátorem trhu vznikly. OTE vstupuje do finančního vypořádání jako jediná kreditní protistrana registrovaných účastníků trhu (RÚT); veškeré závazky jednotlivých účastníků trhu jsou tak zúčtovány jako závazky vůči operátorovi trhu a všechny jejich pohledávky jdou na jeho vrub. Tímto nastavením operátor trhu přebírá odpovědnost za řádnou a včasnou úhradu všech pohledávek RÚT. Na tomto základě je možné definovat hlavní finanční rizika operátora trhu, tj. riziko nedostatečné likvidity a riziko ztráty z neuhrazených pohledávek za RÚT. Z této identifikace vyplývají dva základní cíle metodiky Risk Management OTE (RM OTE), jimiž jsou vytvoření dostatečné likvidní rezervy zabezpečující peněžní prostředky na vypořádacích účtech operátora trhu pro případy neuhrazení závazku některého z RÚT v řádných termínech (riziko nedostatečné likvidity) a dále kontrola a řízení otevřené kreditní pozice ve smyslu zajištění budoucích pohledávek operátora trhu za RÚT (riziko ztráty z trvalé platební neschopnosti RÚT). Metodiky řízení obou hlavních finančních rizik jsou postaveny na čtyřech základních principech[25]:

- princip vyrovnané bilance,
- princip 100% zajištění současných a možných budoucích závazků SZ s možností poskytnutí úlevy na základě bonity SZ,
- princip jednotného postupu pro všechny SZ,
- princip řízení finančních rizik prostřednictvím CS OTE.

DEFINITION OF FINANCIAL RISKS

The obligations of OTE as defined by the Energy Act, in particular evaluation and settlement of imbalances and the functions of the short-term market organizer, entail responsibility for ensuring the financial settlement of liabilities and receivables of electricity and gas market participants, arising in connection with imbalance evaluation and trading on the short-term markets organized by the Market Operator. OTE participates in the financial settlement as the only credit counter-party to registered market participants (RMPs); as a result, all their liabilities are settled as payables to the Market Operator and all their receivables are debited to the Market Operator. In these arrangements the Market Operator assumes responsibility for proper and timely payments of all RMP's receivables. Subsequently, two key financial risks of the Market Operator comprise the risk of insufficient liquidity and the risk of losses arising from unsettled receivables from RMPs. The two identified risks govern two primary targets of OTE's Risk Management methodology (RM OTE): the creation of a sufficient liquidity reserve securing funds in the Market Operator's settlement accounts if necessary due to some of the RMP's failure to settle liabilities in due time (insufficient liquidity risk), and the review and management of an opened credit position in terms of securing the Market Operator's future receivables from RMPs (risk of losses arising from RMP's permanent insolvency). The methodology of managing the two key financial risks is based on four basic principles[25]:

- principle of balanced accounts,
- principle 100% hedging of BRP's current and future liabilities with the option to grant a financial security (FS) relief based on BRP's excellent rating,
- principle of equal treatment of all BRPs,
- principle of financial risk management by CS OTE.

[25] Podrobný popis jednotlivých principů řízení rizik na straně operátora trhu je uveden na webových stránkách: **www.ote-cr.cz**.

[25] A detailed description of specific rules of risk management by the Market Operator is posted on: **www.ote-cr.cz**.

Princip vyrovnané bilance
Celý systém i statut operátora trhu jsou postaveny na vyrovnaných příjmových a výdajových peněžních tocích, přičemž v praxi je tento princip podpořen posunutím (zpožděním) vypořádání debetních plateb operátora trhu oproti platbám kreditním. Operátor trhu tak nejdříve inkasuje své pohledávky, zkompletuje objem peněz a následně jej s několikadenním zpožděním přerozdělí formou úhrady svých závazků vůči SZ a poskytovatelům RE.

Princip 100% zajištění závazků
Tento princip znamená, že snahou OTE je veškerou teoretickou rizikovou expozici, která může SZ vzniknout, pokrýt nástroji řízení kreditního rizika tak, aby operátor trhu mohl v případě jakýchkoli – i neočekávaných – problémů na straně SZ splnit své povinnosti vůči ostatním SZ a vůči provozovateli přepravní soustavy. Subjektům s vynikající finanční bonitou může být poskytována sleva z finančního zajištění (FZ).

Princip jednotného postupu pro všechny SZ
Metodika RM OTE je zejména v oblasti řízení kreditního rizika postavena na principu stejného přístupu ke všem SZ, přičemž kreditní riziko každého subjektu zúčtování je řízeno individuálně. Důvodem pro tento přístup je snaha snížit co nejvíce riziko, že by operátor trhu musel krýt ztrátu ze svých vlastních zdrojů.

Pro krátkodobé nebo i trvalé snížení kreditního rizika SZ je možné ze strany SZ využít institutu převedení odpovědnosti za odchylku za odběrné místo mezi subjekty zúčtování, případně převedení celkové odchylky na jiný subjekt zúčtování.

Princip řízení finančních rizik prostřednictvím CS OTE
Touto cestou chce operátor trhu dosáhnout především minimalizace rizika selhání lidského faktoru jak na straně SZ, tak ve vlastních řadách. Tento systém umožňuje automaticky stanovovat a zajišťovat aktuální riziko všech SZ stejně, aby bylo možné ze strany SZ optimalizovat výši FZ, resp. náklady s tím spojené. Kontrola dostatečnosti výše FZ v CS OTE a přepočet aktuálního zůstatku FZ probíhají při každé události, která ovlivňuje výši tohoto zůstatku, a v daných časových intervalech. Pokud by byl zůstatek záporný, automaticky dojde ke znemožnění registrace dalších obchodů příslušného SZ, které by vedly k dalšímu čerpání nyní již záporného zůstatku, případně ke krácení registrovaných obchodů (trh s plynem) nebo k dalším opatřením snižujícím riziko na straně operátora trhu (např. anulace zadaných a zatím nezobchodovaných nabídek na denním trhu s elektřinou). V průběhu obchodování lze velikost FZ optimalizovat, například podle sezónních změn v objemech obchodování, ale vždy tak, aby byly zajištěny

Principle of balanced accounts
The whole system and the status of the Market Operator are based on balanced income and expense cash flows. In practice this principle is supported by delaying the settlement of debit payments of the Market Operator vs. credit payments. The Market Operator first collects its receivables, consolidates the volume of funds and, subsequently, redistributes them in the form of settlement of its payables to BRP and RE providers with a delay of several days.

Principle of 100% liability hedging
This principle means that OTE strives to cover any theoretical risk exposure that may arise for a BRPs by instruments of credit risk management so that in the event of any expected or unexpected problems on the part of the BRP the Market Operator can meet its obligations toward the other BRPs and the transmission system operator. Balance responsible parties with an excellent financial standing may obtain a financial security (FS) reduction.

Principle of equal treatment for all BRP
The RM OTE methodology, specifically in the area of credit risk management, is based on the principle of equal treatment of all balance responsible parties, whereby credit risk of each balance responsible party is managed separately. The reason for this approach is an effort to minimize the risk that the Market Operator would have to cover the loss from its own resources.

To mitigate any credit risk in the short term or permanently, BRPs may choose to transfer imbalance responsibility for a point of delivery between balance responsible parties, or to transfer total imbalance responsibility to another balance responsible party.

Principle of financial risk management by CS OTE
The Market Operator primarily aims to minimize risks arising from a human error both on the part of balance responsible parties and its own staff. This system allows for automatic determining and hedging of current risks equally for all BRPs in a way that BRPs could optimize the amounts of their financial security and related costs. The sufficiency of the financial security is verified in CS OTE and the current financial security balance is adjusted for each event that might affect the security balance, and in the specific time intervals. If the balance is negative, registration of any other transaction of the respective balance responsible party is automatically invalidated to prevent a drawdown of the already negative balance, or registered transactions (on the gas market) are reduced, or other measures are implemented to mitigate the Market Operator's risk (such as cancellation of submitted and yet untraded bids on the day-ahead electricity market). The amount of financial security can be optimized in the course of trading, for example according to

všechny již vzniklé nebo očekávané budoucí závazky. K přepočtu výše aktuálního zůstatku FZ dochází i v případě vzniku závazku ze strany OTE, a to tak, že o tento závazek je navýšen celkový obchodní limit SZ.

ŘÍZENÍ KREDITNÍHO RIZIKA

Aktuální kreditní riziko operátora trhu lze definovat jako sumu očekávaných nebo již vzniklých a doposud neuhrazených závazků SZ vůči operátorovi trhu. Je spojeno pouze s položkami, ze kterých může vzniknout operátorovi trhu pohledávka, tj. s položkami nebo typy obchodů finančně zúčtovanými prostřednictvím OTE. Naopak registrované domácí i zahraniční dvoustranné smlouvy nejsou finančně vypořádávány prostřednictvím operátora trhu, ale pouze se registrují technické hodnoty pro účel vypořádání odchylek. Tyto obchody tak samy o sobě nejsou finančně zajišťovány, ale je využívána informace o těchto kontraktech pro zajištění rizika z vypořádání odchylek.

Celková riziková expozice (také kreditní riziko operátora trhu) je tvořena dílčími rizikovými expozicemi:
- riziková expozice za odchylky pro elektřinu a plyn,
- riziková expozice za krátkodobý trh s elektřinou, regulační energií a plynem,
- riziková expozice za trh s nevyužitou flexibilitou pro plyn,
- riziková expozice za pevné ceny za činnosti OTE.

Riziková expozice za odchylky pro elektřinu a plyn

Rizikovou expozicí za odchylky na trhu s elektřinou se rozumí aktuální nevyrovnaná obchodní pozice stanovená na základě registrovaných platných smluvních hodnot a odhadovaných hodnot spotřeby odběrných míst zákazníků a výroby zdrojů. Operátor trhu stanovuje pro každou hodinu dodávky zvlášť rizikovou expozici za kladnou odchylku a rizikovou expozici za zápornou odchylku, přičemž pro ocenění rizikové expozice za kladnou odchylku použije operátor trhu tzv. parametrickou cenu kladné odchylky a pro ocenění rizikové expozice za zápornou odchylku pak parametrickou cenu záporné odchylky. Větší z obou oceněných rizikových expozic (větší z obou hodnot) v každé hodině je v daný okamžik použita pro blokaci obchodního limitu. Mimo to se na denním trhu s elektřinou stanovuje také riziková expozice za odchylku z dosud nevyhodnocených flexibilních hodinových nabídek a profilových blokových nabídek sloučených do stejné, výlučné skupiny, protože u nich není před vyhodnocením denního trhu s elektřinou zřejmé, v jaké hodině se zobchodují. Pro ocenění této rizikové expozice se také použije příslušná parametrická cena odchylky. Obě parametrické ceny se stanovují z historických cen odchylek.

seasonal changes in trading volumes, but always in such a way so as to hedge all current or future liabilities. The available financial security is adjusted also in the event of OTE's liability, where the respective BRP's trading limit is increased by the amount of this liability.

CREDIT RISK MANAGEMENT

The current credit risk of the Market Operator can be defined as a sum of expected, or already arisen and unsettled liabilities of a balance responsible party to the Market Operator. It pertains only to items from which liabilities to the Market Operator may arise, i.e. from items or types of transactions that are financially settled through OTE. Conversely, registered intra-state and foreign bilateral contracts are not financially settled through the Market Operator; merely their technical values are registered for the purpose of settlement of imbalances. As a result, these transactions are not financially secured, but information about these contracts is used for hedging risks arising from settlement of imbalances.

Total risk exposure (also the Market Operator's credit risk) is comprised of the following partial risk exposures:
- risk exposure arising from electricity and gas imbalances,
- risk exposure arising from the short-term electricity, regulating energy and gas markets,
- risk exposure arising from the unused flexibility gas market,
- risk exposure arising from fixed prices charged for OTE's operations.

Risk exposure arising from electricity and gas imbalances

Risk exposure arising from imbalances on the electricity market means the current unbalanced trading position determined on the basis of registered valid contractual values and estimated values of consumption at customer-type points of delivery and source generation. The Market Operator determines for each supply hour risk exposure arising from a positive imbalance and risk exposure arising from a negative imbalance, respectively. To assess risk exposure for a positive imbalance, the Market Operator uses the parametric price of positive imbalance, and to assess risk exposure for a negative imbalance it uses the parametric price of negative imbalance. The larger of the two assessed exposures (larger of the two values) at each hour is used to block the trading limit at any given time. Also determined on the day-ahead electricity market is risk exposure arising from imbalances from yet untraded flexible hourly bids and profile block bids added to the same exclusive group since it is not clear prior to the day-ahead electricity market matching at what hour they will be traded. The relevant parametric price of the imbalance applies to the valuation of this risk exposure. Both parametric prices are determined from historical prices of imbalances.

Po vyhodnocení odchylek dochází k nahrazení této pozice skutečným závazkem/pohledávkou SZ. Splacení závazku za odchylky znamená úplné uvolnění blokované části finančního zajištění.

Rizikovou expozicí za odchylky na trhu s plynem se rozumí riziková expozice za dodávku denního vyrovnávacího množství (od července 2016), kterou místo subjektu zúčtování dodává do soustavy provozovatel přepravní soustavy, přičemž operátor trhu je jedinou protistranou provozovatele přepravní soustavy a současně centrální protistranou pro zúčtování odchylek vůči SZ. Ti mají pro jednotlivé dny dodávky stanovenou tzv. flexibilitu, vymezující pásmo, ve kterém se suma zúčtovaných odchylek za jednotlivé minulé dny dodávky bezprostředně finančně nevyrovnává. Místo toho se tento kumulovaný závazek či pohledávka SZ eviduje na jeho bilančním účtu, přičemž jeho záporná hodnota tvoří část rizikové expozice SZ za odchylku. Záporná odchylka nad stanovenou flexibilitu se stává okamžitým finančním závazkem SZ a je v podobě záporného denního vyrovnávacího množství vypořádána finančně. Cena tohoto záporného denního vyrovnávacího množství je stanovena dle cenového rozhodnutí ERÚ. Takto stanovený závazek blokuje obchodní limit SZ do okamžiku zpracování bankovního výpisu, který dokladuje uhrazení. Tyto závazky SZ se finančně vypořádávají první pracovní den po daném plynárenském dni.

Způsob stanovení rizikové expozice za odchylky v plynu vychází z rozdílu, který může vzniknout za část závazku dodat plyn do plynárenské soustavy a za část závazku odebrat plyn z plynárenské soustavy.

Riziková expozice za část dodávky plynu je množství plynu, které subjekt zúčtování prodává bilaterálně ve virtuálním obchodním bodě (VOB) a na vnitrodenním trhu organizovaném operátorem trhu, přičemž do této rizikové expozice vstupuje nejen zobchodované množství na vnitrodenním trhu, ale i registrovaná nabídka na prodej.

Riziková expozice za část odběru plynu je výše nominovaného množství plynu ve výstupních bodech přepravní soustavy – hraničních předávacích stanicích (HPS) a zásobnících plynu (ZP) a dále ve výstupních bodech distribuční soustavy – přeshraničních plynovodech (PPL), odhadované spotřebě odběrných míst zákazníků a záporné hodnotě bilančního účtu (od 1. 7. 2016). Riziková expozice se snižuje o množství plynu, které subjekt zúčtování nakupuje na vnitrodenním trhu organizovaném operátorem trhu (pouze již zobchodované množství) či bilaterálně ve VOB a o kladnou hodnotu bilančního účtu (od 1. 7. 2016).

After the evaluation of imbalances this position is replaced with the actual liability/receivable of the balance responsible party. Settlement of the liability arising from imbalances results in complete release of the blocked part of financial security.

Risk exposure arising from imbalances on the gas market means risk exposure arising from delivery of a daily imbalance quantity (since July 2016), which is supplied to the system by the transmission system operator instead of the balance responsible party, whereby the Market Operator is the sole counterparty to the transmission system operator and, at the same time, the central counterparty for settlement of imbalances with the BRP. A flexibility range is determined for each balance responsible party for each day of delivery where the sum of imbalances is not immediately financially settled for each previous day of delivery. Instead, an accumulated liability or asset of the relevant balance responsible party is recorded in its aggregate account of imbalances whereby a negative value constitutes the BRP's partial risk exposure arising from the imbalance. A negative imbalance outside the flexibility range becomes the balance responsible party's immediate financial liability and is settled as the negative daily imbalance quantity. The price of the negative daily imbalance quantity is determined according to the relevant ERO price decision. Such a determined liability blocks the BRP's trading limit until a bank statement is generated documenting the settlement of the liability. These BRP's liabilities are settled financially on the first business day after the gas day.

The method of assessment of risk exposure arising from gas imbalances is based on the difference that may ensue between the part of the obligation to supply gas to the gas system and the part of the obligation to take gas from the gas system.

Risk exposure arising from the part of gas supply is the volume of gas that the balance responsible party sells bilaterally at the virtual trading point (VTP) and on the intraday market organized by the Market Operator; this risk exposure accounts not only for the traded volume on the intraday market, but also for the registered sale bid.

Risk exposure arising from the part of gas offtake is the quantity of the nominated volume of gas at exit points of the transmission system, i.e. BDS, and GS facilities, and at exit points of the distribution system, i.e. CGD, the estimated consumption at customer-type points of delivery and a negative balance of the aggregate account of imbalances (since 1 July 2016). The risk exposure is reduced by the quantity of gas purchased by the BRP on the intraday market organized by the Market Operator (only the volume already traded) or bilaterally at VTP, and by a positive balance of the aggregate account of imbalances (since 1 July 2016).

Riziková expozice za organizovaný krátkodobý trh s elektřinou, regulační energií a plynem

V případě zajištění finančního vypořádání blokového, denního a vnitrodenního trhu s elektřinou a plynem je nutné z hlediska komodity zajišťovat pouze nabídky, které znamenají závazek SZ vůči OTE – typicky např. nákup elektřiny nebo plynu. Vzhledem ke skutečnosti, že na denním a vnitrodenním trhu s elektřinou je možné obchodovat za záporné ceny, zajišťují se i nabídky na prodej se zápornou cenou. V okamžiku registrace takové nabídky je na denním a vnitrodenním trhu blokován obchodní limit ve výši součinu poptávaného množství a uvedené ceny v nabídce navýšené o daň z přidané hodnoty dle platné legislativy (DPH). V případě využití více segmentů v nabídce na denní trh se blokovaná částka počítá jako největší možná částka daná kumulovaným množstvím segmentů a jednotlivých limitních kladných cen navýšených o DPH u nabídek na nákup a kumulovaným množstvím segmentů a jednotlivých limitních záporných cen navýšených o DPH u nabídek na prodej. Dále je třeba zohlednit, že u profilových blokových nabídek sloučených do stejné výlučné skupiny nelze zobchodovat všechny sloučené nabídky současně ve stoprocentní výši, takže se blokovaná částka počítá jako největší možná částka daná množstvím a limitními kladnými cenami navýšenými o DPH jednotlivých sloučených nabídek na nákup ve stejné výlučné skupině, případně zápornými limitními cenami u sloučených nabídek na prodej. Ve druhé fázi, tj. po sesouhlasení denního trhu a/nebo vzniku obchodu na blokovém či vnitrodenním trhu, respektive po agregaci obchodní hodiny na vnitrodenním trhu s elektřinou, je výše blokace přepočtena na velikost součinu skutečně nakoupeného množství a výsledné kladné ceny navýšené o DPH, případně prodaného množství a sesouhlasené ceny, pokud je sesouhlasená cena záporná. Po tomto vyhodnocení CS OTE vygeneruje inkasní příkaz (na konci každého pracovního dne), po jehož zaplacení dojde k uvolnění příslušné blokované části obchodního limitu. Nabídky registrované na denní trh s elektřinou prostřednictvím systému PXE jsou zajišťovány na straně PXE a vypořádány také prostřednictvím jejího systému.

Vnitrodenní trh s elektřinou a vnitrodenní trh s plynem jsou konstruovány tak, aby respektovaly trend obchodování, který vyžaduje co nejrychlejší párování nabídek. Řešením je vytvoření separátních obchodních limitů v rámci celkových obchodních limitů u každé komodity, které slouží pouze pro finanční zajištění nabídek na vnitrodenních trzích. Tím je odděleno finanční zajištění těchto nabídek od požadavků na přepočet finančního zajištění dalších obchodů a je dosaženo požadovaného zrychlení. Toto opatření přispělo k úspěšnému zapojení operátora trhu do evropského propojení vnitrodenních trhů s elektřinou (SIDC). Vzhledem k tomu, že se na denním a vnitrodenním trhu s elektřinou a na vnitrodenním trhu s plynem obchoduje v měně

Risk exposure arising from the organized short-term electricity, regulating energy and gas markets

In case of securing financial settlement of the block, day-ahead and intraday electricity and gas markets, in respect of the traded commodity it is necessary to hedge only bids that represent a liability of the balance responsible party to OTE – typically electricity or gas purchases. With regard to the option of trading at negative prices on the electricity day-ahead and intraday markets, sale bids with negative prices are also hedged. At the time of registration of such bid, the trading limit equalling the product of the demanded volume and the price quoted in the bid plus value added tax (VAT) pursuant to applicable legislation is blocked on the day-ahead and intraday markets. In the event of using more segments in a bid submitted to the day-ahead market, the blocked amount is calculated as the highest possible amount of cumulated quantities of segments and positive limit prices plus VAT for purchase bids, and cumulated quantities of segments and negative limit prices plus VAT for sale bids. Furthermore, it should be considered that in case of profile block bids added to the same exclusive group, all linked bids cannot be traded at hundred percent at the same time, so the blocked amount is calculated as the greatest possible amount determined by volumes and positive limit prices plus VAT of individual linked purchase bids in the same exclusive group, or negative limit prices of linked sale bids. In the second phase, i.e. after matching the day-ahead market and/or executed trade on the block or intraday markets, or after aggregation of the trading hour on the intraday electricity market, the blocked amount is converted into the amount equalling the product of the actually purchased volume and the resulting positive price plus VAT or, in the event of a negative matched price, the sold volume and matched price. Following this evaluation, CS OTE generates a collection order (at the end of each business day); after the payment the respective blocked part of the trading limit is released. Bids registered on the day-ahead electricity market through the PXE system are hedged by PXE and settled through the PXE system.

The intraday electricity market and the intraday gas market are designed to conform to the trading trend requiring the fastest possible matching of bids. The chosen solution comprises creating separate trading limits within the overall trading limits for each commodity, which serve solely for hedging of bids on the intraday markets. This solution separates financial security allocated for these bids from the processes adjusting financial security of other trades; as a result, the required acceleration of bid matching is achieved. This measure contributed to the successful involvement of the market operator in the European Interconnection of Intraday Electricity Markets (SIDC).

EUR, ale systém kontroly finančního zajištění je v Kč, dochází k přepočtu rizikové expozice na Kč dle příslušného vypořádacího kurzu OTE. V tomto kurzu je zahrnuta určitá přirážka pokrývající možnou změnu kurzu v době od finančního zajištění dané nabídky do doby finančního vypořádání vzniklého obchodu. Tato přirážka je s blížícím se dnem finančního vypořádání a s vývojem kurzu dynamicky přepočítávána tak, aby kryla kurzové riziko stále ve stejné výši. Tím je tedy eliminován negativní dopad změny kurzu na hodnotu závazků a pohledávek SZ vůči operátorovi trhu, a výrazně se tak snižuje riziko vzniku záporného zůstatku finančního zajištění SZ z důvodu změny měnového kurzu.

V případě blokového trhu je systém navíc podpořen asynchronními kontrolami stavu FZ, které v závislosti na nedostatečnosti FZ v průběhu obchodování mohou anulovat nespárované objednávky na BT.

Zajišťují se také obchody uskutečněné na vyrovnávacím trhu s regulační energií. Podobně jako na ostatních krátkodobých trzích se z nabídek zajišťují pouze ty, které mohou znamenat závazek účastníka vyrovnávacího trhu. Konkrétně jde o prodej kladné regulační energie za zápornou cenu a prodej záporné regulační energie za kladnou cenu. K zajištění těchto nabídek také slouží výše zmíněný separátní obchodní limit určený pro nabídky na vnitrodenním trhu s elektřinou a vyrovnávacím trhu s regulační energií. V rámci vyhodnocení odchylek je pak cena zobchodované regulační energie přepočtena dle Pravidel trhu s elektřinou (viz kapitola Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou a plynem), což je zohledněno i ve výši zajištěného závazku.

Riziková expozice za trh s nevyužitou flexibilitou (plynárenství)

SZ má na každý plynárenský den možnost optimalizovat velikost flexibility (a tím i výši záporného či kladného denního vyrovnávacího množství) na trhu s nevyužitou flexibilitou. Vzhledem k tomu, že jsou obchody s nevyužitou flexibilitou na anonymním trhu organizovaném operátorem trhu vypořádány přes operátora trhu, je nutné nabídky, které mohou znamenat závazek SZ vůči operátorovi trhu, zajištovat také. Jedná se o nabídky na nákup jak kladné, tak záporné flexibility. Obchodní limit SZ je blokován ve výši částky nabídky na nákup pro daný plynárenský den, přičemž se částka nabídky na nákup počítá z poptávaného množství flexibility a ceny navýšené o DPH. Po zobchodování nabídky je blokovaná částka obchodního limitu přepočtena dle ceny a množství zobchodované flexibility.

As trading on the day-ahead and intraday electricity markets and the intraday gas market is executed in EUR, but the financial security control system is implemented in CZK, the risk exposure is adjusted for CZK in accordance with OTE's settlement exchange rate. This rate includes a surcharge to cover a possible exchange rate change in the period between the provision of financial security for the relevant bid and the financial settlement of the ensuing transaction. As the settlement date approaches and the exchange rate may fluctuate, the surcharge is continuously recalculated to hedge the exchange rate risk in the same amount. This eliminates the negative impact of the exchange rate change on the amounts of the BRP's liabilities to and receivables from the Market Operator and significantly reduces the risk of a negative balance of the financial security due to the exchange rate change.

For the block market the system is additionally supported by asynchronous checks of FS balances; in the event the required FS balance is insufficient in the course of trading, non-matched orders on BM may be cancelled.

Transactions executed on the balancing market with regulating energy are also secured. Similarly to other short-term markets, only bids that may result in liabilities of the balancing market participants are secured. This includes the sale of positive regulating energy at negative prices and the sale of negative regulating energy at positive prices. Such bids are secured by separate trading limits designed for bids on the intraday electricity market and the balancing market with regulating energy. During the evaluation of imbalances, the price of traded regulating energy is adjusted according to the Electricity Market Rules (see chapter Organized Short-term Electricity and Gas Markets), which is reflected in the amount of the secured liability.

Risk exposure arising from the unused flexibility market (gas sector)

BRPs may optimize the flexibility amount (and, subsequently, both negative and positive daily imbalance quantity) on the unused flexibility market for each gas day. Since unused flexibility transactions on the anonymous market organized by the Market Operator are settled by the Market Operator, it is necessary to hedge also bids from which liabilities of balance responsible parties to the Market Operator could arise. These include bids for purchase of both positive and negative flexibility. The BRP's trading limit is blocked in the amount of the purchase bid for the relevant gas day, whereby the amount of the purchase bid is calculated from the demanded amount of flexibility and the price with VAT. After the transaction has been completed, the blocked amount of the trading limit is adjusted according to the price and quantity of traded flexibility.

Výše jednotlivých rizikových expozic je od 1. 2. 2016 ovlivněna zavedením režimu přenesené daňové povinnosti u daně z přidané hodnoty (tzv. reverse charge) na dodávku elektřiny a plynu. U každé položky, která ovlivňuje výši rizikové expozice, bylo potřeba začít vyhodnocovat, zda jde o dodávku elektřiny či plynu, a zda se na ni tedy vztahuje tento režim DPH.

Nástroje řízení kreditního rizika

V současné době může SZ zajistit své budoucí a již vzniklé závazky vůči OTE těmito základními instrumenty:

- složením peněžních prostředků na účet operátora trhu (hotovost),
- neodvolatelnou bankovní zárukou vystavenou v Kč bankou nebo její pobočkou na území ČR, která splňuje podmínku stanoveného aktuálního dlouhodobého ratingu minimálně na úrovni BBB+ (S&P, Fitch), resp. Baa1 (Moody´s).

Nejpoužívanějším nástrojem jsou bankovní záruky, které v elektroenergetice zajišťují 60 % celkové hodnoty otevřené pozice operátora trhu k SZ, a složené peněžní prostředky (hotovost), jež zajišťují zbývajících 40 % celkového objemu (mírný nárůst podílu bankovních záruk oproti roku 2018). V plynárenství je poměr jednoznačnější ve prospěch bankovních záruk. Jejich podíl je 72 %, zatímco peněžní prostředky tvoří 28 % z celkového objemu poskytnutého finančního zajištění (mírný pokles podílu bankovních záruk oproti roku 2018). Zde je nutné upozornit na skutečnost neustálého vývoje tohoto poměru v průběhu roku, kdy zvláště v období svátků v prosinci dochází v elektroenergetice k dočasnému nárůstu složených peněžních prostředků z důvodu prodloužení vypořádacího cyklu obchodů. Zmíněné podíly využitých nástrojů jsou ke dni 31. 12. 2019, takže jsou v elektroenergetice ovlivněny zmíněným dočasným nárůstem složených peněžních prostředků. Nástrojem řízení kreditního rizika je také proces soustavného monitoringu bonity, platební kázně a dalších relevantních skutečností u SZ a RÚT, který je vykonáván ve spolupráci s externími agenturami. Subjekty zúčtování, které doloží vynikající bonitu, mají možnost úlevy z poskytnutého finančního zajištění na základě definovaných podmínek.

As at 1 February 2016, the amounts of specific risk exposures have been influenced by the introduction of the reverse charge of value added tax on electricity and gas supplies. Each item that affects the amount of risk exposure now has to be assessed whether it constitutes electricity or gas supply and whether the new VAT scheme applies for that particular item.

Nástroje řízení kreditního rizika

Balance responsible parties may currently secure their future and existing payables to OTE using basic instruments as follows:

- cash deposits into the Market Operator's account,
- irrevocable bank guarantees issued in CZK by a bank or a bank branch operating in the Czech Republic that meet the condition of current long-term minimum rating of BBB+ (S&P, Fitch) or Baa1 (Moody's).

The most frequently used instruments are bank guarantees, which in the energy industry account for 60% of the total open position of the Market Operator with respect to the BRP, and cash deposits accounting for the remaining 40% of the total volume, which represents a moderate increase in the share of bank guarantees compared to 2018. In the gas industry, bank guarantees are the predominantly used hedging instrument with a 72% share compared to a 28% share of cash deposits in the total volume of provided financial security (a slight decrease in the share of bank guarantees compared to 2018). It needs to be pointed out that this ratio keeps changing in the course of the year; notably during the holiday season in December the proportion of deposited cash in the energy sector rises temporarily due to the extended trade settlement cycle. The foregoing statistics were available as at 31 December 2019, therefore they reflect the aforementioned temporary growth in cash deposits in the energy sector. Credit risk management is also a process of continuous monitoring of creditworthiness, payment discipline and other relevant facts of BRPs and RMPs, which is performed in cooperation with external agencies. Balance responsible parties that demonstrate excellent creditworthiness have the option of financial security relief provided on the basis of defined conditions.

ŘÍZENÍ RIZIKA LIKVIDITY

Riziko likvidity operátor trhu řídí tvorbou dostatečné rezervy hotových peněžních prostředků. Tato rezerva je zajištěna podmínkou minimální výše finančního zajištění poskytnutého ve formě peněžních prostředků složených na účet operátora trhu – 10 % z celkového poskytnutého finančního zajištění, ne více než 20 mil. Kč. Toto je doplněno kontokorentním rámcem na jednom z vypořádacích účtů OTE a procesem zpoždění debetních plateb oproti kreditním v délce tří dnů.

Z pohledu stability je nejjistější smluvený kontokorentní úvěr na vypořádacím účtu OTE. Také likvidní rezervu tvořenou peněžními prostředky složenými na účet operátora trhu lze považovat za relativně stálou. Naopak poslední položka – rezerva likvidity ze zpoždění plateb – je velice volatilní (proměnlivá), a to i v horizontu jednoho dne. Největší vliv na tuto skutečnost mají rozdílné délky vypořádacího cyklu u jednotlivých bank, kombinované s platební morálkou SZ. Problematické z hlediska likvidity je i odlišné zdanění DPH tuzemských a zahraničních účastníků. Toto bylo částečně eliminováno zavedením režimu přenesené daňové povinnosti u daně z přidané hodnoty na dodávku elektřiny a plynu.

Co se týče ceny těchto instrumentů, je nepřímo úměrná jejich stabilitě. V případě složených peněžních prostředků se operátor trhu zavázal vyplácet pravidelný přírůstek, jehož velikost je dána vývojem tržních podmínek. Při použití této rezervy tak operátor trhu nese náklad ve výši těchto přírůstků. Nejlevnějším zdrojem je polštář ze zpoždění plateb, který v případě bezproblémové platební morálky SZ přináší přírůstky, jež operátorovi trhu kompenzují vzniklé náklady při dočasných platebních problémech některého ze SZ v jiných dnech. Nutno však zmínit, že vývoj depozitních sazeb v posledních letech výrazně snižuje hodnoty těchto přírůstků.

Kromě již uvedeného lze za nástroje řízení finančních rizik (tj. rizika likvidity i kreditního rizika) považovat i povolení k inkasu závazků SZ z účtů SZ, dále právo pozdržet platby a právo jednostranného zápočtu závazků s pohledávkami v případě platební neschopnosti SZ.

LIQUIDITY RISK MANAGEMENT

The Market Operator manages liquidity risks by creating a sufficient reserve of cash. This reserve is secured by the condition of a minimum amount of financial security provided in the form of cash deposited into the Market Operator's account – 10% of the total provided financial security, but not more than CZK 20 million. These instruments are compounded with overdraft frameworks within OTE's settlement accounts and the process of delaying debit payments vs. credit payments by three days.

In terms of stability, the most secure instrument is an overdraft loans agreed upon for OTE's settlement accounts. Also relatively stable is a liquidity reserve comprised of cash deposited into the Market Operator's account. Conversely, the last item – a liquidity reserve from delayed payments – is very volatile (i.e. considerably variable), even within a single day. This is mostly due to different durations of the settlement cycle at different banks, in addition to varying payment discipline of balance responsible parties. Differences in VAT taxation of local and foreign market participants are also unfavourably affecting liquidity. This was partially eliminated by the introduction of the reverse charge regime for value added tax on the supply of electricity and gas.

Prices of the aforementioned instruments are inversely proportional to their stability. In case of deposits made, the Market Operator has pledged to pay out accruals regularly, the amount of which is depends on market conditions. If this reserve is used up, the Market Operator bears the costs in the amount of these accruals. The cheapest source is the cushion from delayed payments which, provided the BRP's payment discipline is good, yields accruals that compensate for the Market Operator's expenses incurred in case of temporary payment problems of any of the balance responsible parties on other days. Note that deposit rates have significantly reduced the value of these accruals in recent years.

In addition to the above described instruments, other instruments for financial risk management (i.e. liquidity risk and credit risk) include an authorization for direct collection of payables of the balance responsible parties from their accounts, the right to delay payments, and the right of a unilateral offset of payables against receivables in case of the relevant BRP's insolvency.

PŘÍLOHA
APPENDIX

Seznam subjektů zúčtování a účastníků krátkodobých trhů v obou komoditách ke dni 31. 12. 2019
Overview of balance responsible parties and short-term market participants in both commodities as at 31 December 2019

účastník trhu / market participant	elektřina / electricity			plyn / gas	
	subjekt zúčtování balance responsible party	krátkodobé trhy spot markets	vyrovnávací trh balancing market	subjekt zúčtování balance responsible party	krátkodobé trhy spot markets
A.En. CZ, s.r.o.	•	•			
ALPIQ ENERGY SE	•	•	•	•	•
Amper Market, a.s.	•	•	•	•	•
ARMEX ENERGY, a.s.	•	•		•	•
Axpo Solutions AG	•	•	•	•	•
AZ Energies s.r.o.	•	•			
Better energy s.r.o.	•	•	•		
Blue-Gas s.r.o.				•	•
BOHEMIA ENERGY entity s.r.o.	•	•		•	•
Brodská plynárenská s.r.o.				•	•
CARBOUNION BOHEMIA, spol. s r.o.	•	•		•	•
CARBOUNION KOMODITY, s.r.o.	•	•	•	•	•
Centrica Energy Trading A/S	•	•	•	•	•
CENTROPOL ENERGY, a.s.	•	•		•	•
ČEPS, a.s.	•	•	•		
Českomoravský cement, a. s.	•	•			
Český Energetický Dodavatel a.s.	•	•	•	•	•
ČEZ, a. s.	•	•	•	•	•
ČEZ Prodej, a.s.	•	•	•	•	•
CITIGROUP GLOBAL MARKETS LIMITED	•	•			
COMFORT ENERGY s.r.o.	•	•			
CONTE spol. s r.o.	•	•		•	•
CORASTA s.r.o.	•	•			
Danske Commodities A/S	•	•	•	•	•
Dopravní podnik Ostrava a.s.	•	•			
DXT Commodities SA	•	•	•	•	•
EDF Trading Limited	•	•	•	•	•
Ekologické Zdroje Energie s.r.o.	•	•	•		
Elektrárna Tisová, a.s.	•	•	•		
Elektrárny Opatovice, a.s.	•	•	•		
ELGAS Energy, s.r.o.	•	•		•	•
ELIMON a.s.	•	•		•	•
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	•	•			
Eneka s.r.o.				•	•
Enel Global Trading S.p.A.	•	•		•	•
Enepa Trade s.r.o.	•	•	•		
Energana s.r.o.	•	•			

účastník trhu / market participant	elektřina / electricity			plyn / gas	
	subjekt zúčtování balance responsible party	krátkodobé trhy spot markets	vyrovnávací trh balancing market	subjekt zúčtování balance responsible party	krátkodobé trhy spot markets
ENERGA Slovakia s.r.o.	•	•		•	•
Energi Danmark A/S	•	•	•	•	•
Energie2, a.s.	•	•		•	•
Energie2 Holding SE	•	•		•	•
ENERGIEALLIANZ Austria GmbH	•	•			
Energie ČS, a.s.	•	•	•	•	•
Energie na doma s.r.o.				•	•
Energie pro Tebe a.s.				•	•
Energobridge, s.r.o.	•	•	•		
Energotrans, a.s.	•	•	•		
Energy Financing Team (Switzerland) AG	•	•			
Energy Trading Services s.r.o.	•	•	•	•	•
ENERKATE s.r.o.	•	•	•		
ENGIE Energy Management CZ s.r.o.	•	•		•	•
ENGIE Global Markets	•	•		•	•
Eniq Sp. z o.o.	•	•			
ENOI S.P.A.				•	•
E.ON Energie, a.s.	•	•	•	•	•
EP Commodities, a.s.	•	•	•	•	•
EP ENERGY TRADING, a.s.	•	•	•	•	•
EQUINOR ASA				•	•
ETC - ENERGY TRADING, s.r.o.	•	•			
European Commodity Clearing Luxembourg S.àr.l.	•			•	•
EXEN s.r.o.	•	•			
ExpEn s.r.o.	•	•	•		
Ezpada AG	•	•	•		
Ezpada s.r.o.	•	•	•	•	•
Falcon Energy s.r.o.	•	•		•	•
Férová Energie, s.r.o.				•	•
FITEN SPÓLKA AKCYJNA	•	•			
FONERGY s.r.o.				•	•
FORTUM MARKETING AND SALES POLSKA SPÓŁKA AKCYJNA	•	•	•	•	•
Fosfa a.s.	•	•		•	•
Freepoint Commodities Europe LLP	•	•		•	•
Gama Investment a.s.			•		
Gas International s.r.o.				•	•
Gazprom Marketing & Trading Limited	•	•		•	•
GEEN Sale a.s.	•	•	•	•	•
GEN-I, d.o.o.	•	•			
GULANS ENERGY s.r.o.				•	•
Gunvor International B. V.				•	•
HALIMEDES, a.s.				•	•
HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE d.o.o.	•	•			
IN ENERGIE Prodej s.r.o.	•	•			
Inertia Energy (CZ) s.r.o.	•	•			
innogy Energie, s.r.o.	•	•	•	•	•
innogy Gas Storage, s.r.o.				•	•
Interenergo d.o.o.	•	•			
JAS Energy Trading s.r.o.	•	•		•	•

účastník trhu / market participant	elektřina / electricity			plyn / gas	
	subjekt zúčtování balance responsible party	krátkodobé trhy spot markets	vyrovnávací trh balancing market	subjekt zúčtování balance responsible party	krátkodobé trhy spot markets
JWM Energia Sp. z o.o.	•	•			
KAVALIERGLASS, a.s.	•	•		•	•
K-Gas s.r.o.				•	•
KOMTERM energy, s.r.o.				•	•
Krat&co s.r.o.	•	•	•		
LAMA energy a.s.	•	•	•	•	•
Lumius, spol. s r.o.	•	•	•	•	•
MAGNA ENERGIA a.s.	•	•			
Manta Commodities SE	•	•	•	•	•
MaxiCommodities, a.s.	•	•	•	•	•
MCT Slovakia s.r.o.	•				
MERCURIA ENERGY TRADING SA				•	•
MET International AG	•	•		•	•
MFT Energy A/S	•	•			
MIROMI energy, a.s.				•	•
MND a.s.	•	•	•	•	•
MND Gas Storage a.s.				•	•
Moravia Gas Storage a.s.				•	•
Moravská plynárenská s.r.o.				•	•
MVM Partner Energiakereskedelmi ZRt.	•	•			
Nano Energies Trade s.r.o.	•	•	•		
NET4GAS, s.r.o.				•	•
OMV Gas Marketing & Trading GmbH				•	•
O-Trade, s.r.o.	•	•			
Passenergy s.r.o.	•	•			
PETROL, Slovenska energetska družba, d.d., Ljubljana	•	•			
PGE Trading GmbH, org. složka	•	•			
PGNiG Supply & Trading GmbH				•	•
Plzeňská teplárenská, a.s.	•	•	•		
POLENERGIA OBRÓT SPÓŁKA AKCYJNA	•	•			
PPJJ s.r.o.	•	•	•		
Pražská energetika, a.s.	•	•	•	•	•
Pražská plynárenská, a.s.	•	•		•	•
Příbramská teplárenská a.s.	•	•			
QUANTUM, a.s.				•	•
Ray Energy a.s.	•	•		•	•
RIGHT POWER, a.s.	•	•		•	•
Rodinná energie a.s.	•	•		•	•
RWE Supply & Trading CZ, a.s.				•	•
RWE Supply & Trading GmbH	•	•		•	•
Sev.en Commodities AG	•	•	•		
Sev.en EC, a.s.	•	•	•		
Shell Energy Europe Limited				•	•
Slovenské elektrárne, a.s.	•	•	•		
Slovenské elektrárne Česká republika, s.r.o.	•	•	•	•	•
Slovenský plynárenský priemysel, a.s.	•	•		•	•
Sokolovská uhelná, právní nástupce, a.s.	•	•	•		
Solar Global Energy a.s.	•	•	•		
Spot Winds s.r.o.	•	•	•		

účastník trhu / market participant	elektřina / electricity			plyn / gas	
	subjekt zúčtování balance responsible party	krátkodobé trhy spot markets	vyrovnávací trh balancing market	subjekt zúčtování balance responsible party	krátkodobé trhy spot markets
SPP CZ, a.s.				•	•
SSE CZ, s.r.o.	•	•			
Statkraft Markets GmbH	•	•	•		
Sunny Sky Power s.r.o.	•				
TAURON Czech Energy s.r.o.	•	•	•	•	•
Teplárna Kladno s.r.o.	•	•	•		
Teplárny Brno, a.s.	•	•	•	•	•
TrailStone GmbH	•	•		•	•
T-WATT s.r.o.	•	•	•		
Uniper Global Commodities SE	•	•		•	•
UNIPETROL RPA, s.r.o.				•	•
Vattenfall Energy Trading GmbH	•	•		•	•
V-Elektra, a.s.	•	•			
VEMEX Energie a.s.	•	•	•	•	•
Veolia Energie ČR, a.s.	•	•	•		
Veolia Komodity ČR, s.r.o.	•	•	•	•	•
VERBUND Trading Czech Republic s.r.o.	•	•			
Vitol Gas and Power B.V.				•	•
VNG Energie Czech s.r.o.				•	•
Vršanská uhelná a.s.	•	•	•		
WINGAS GmbH				•	•
ZANGAS CZ s.r.o.				•	•
Zelená elektřina s.r.o.				•	•
ZSE Energia, a.s.	•	•		•	•
ZSE Energia CZ, s.r.o.				•	•

OTE, a.s.

OTE, a.s. – poskytovatel komplexních služeb na trhu s elektřinou a plynem v České republice

- spolehlivé zpracování a výměna dat a informací na trhu s elektřinou a plynem prostřednictvím centra datových a informačních služeb 24 hodin 7 dnů v týdnu,
- organizování krátkodobého trhu s elektřinou a plynem,
- zúčtování a vypořádání odchylek mezi smluvními a skutečnými hodnotami dodávek a odběrů elektřiny a plynu,
- poskytování technického a organizačního zázemí pro změnu dodavatele elektřiny a plynu,
- administrace výplaty podpory obnovitelných zdrojů energie,
- vydávání a správa systému záruk původu elektřiny z obnovitelných zdrojů a elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla,
- provádění funkce národního správce rejstříku obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů.

Kontakty

OTE, a.s.
Sokolovská 192/79
186 00 Praha 8 – Karlín
Tel.: +420 234 686 100
E-mail: ote@ote-cr.cz
www.ote-cr.cz

OTE, a.s. – Provider of comprehensive services on the electricity and gas market in the Czech Republic

- reliable data and information processing and exchange on the electricity and gas markets through the Data and Information Service Centre, 24 hours a day, seven days a week,
- organizing the short-term electricity and gas markets,
- clearance and financial settlement of imbalances between the contracted and metered values in supplies and consumption of electricity and gas,
- provision of technical and organizational support for change of electricity and gas supplier,
- administration of payments of subsidies for renewable energy sources,
- issuance and administration of guarantees of origin of electricity from renewable sources and combined heat and power,
- performance the function of a national administrator of the Union Registry for emission trading.

Contacts

OTE, a.s.
Sokolovská 192/79
186 00 Prague 8 – Karlín, Czech Republic
Phone: +420 234 686 100
E-mail: ote@ote-cr.cz
www.ote-cr.cz

FSC
www.fsc.org
MIX
Papír z odpovědných zdrojů
FSC® C137584

Design a produkce • Design and production: KUKLIK.CZ, s. r. o.

www.ote.cz