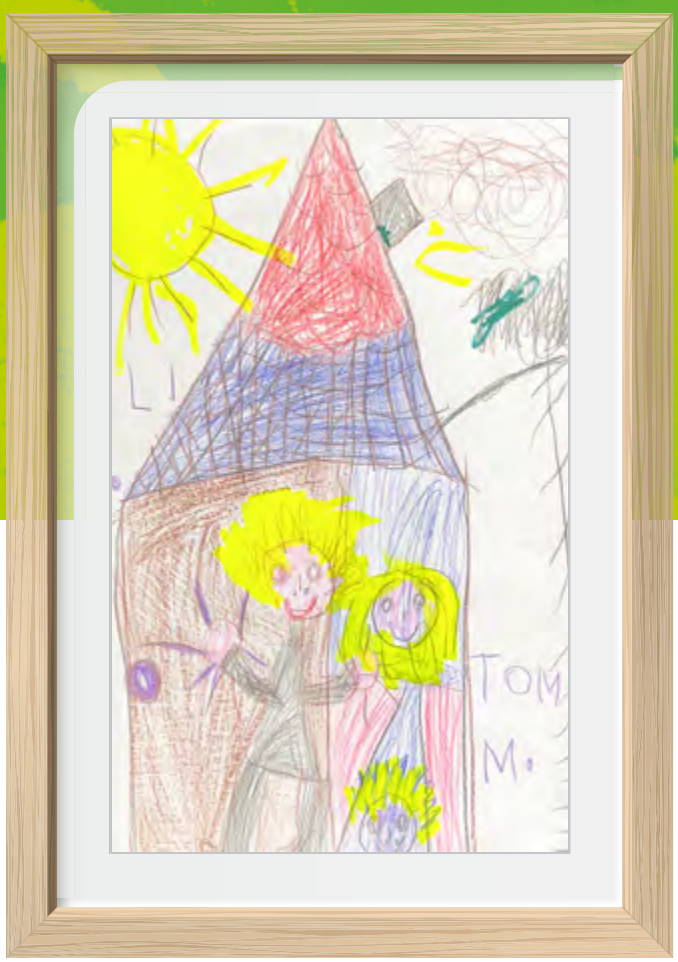
OTE



Roční zpráva o trhu s elektřinou a plynem v ČR
Year Report on the Electricity and Gas Markets in the Czech Republic

2021

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

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.

Obsah
Contents

03 **Použité zkratky**
Used Acronyms

06 **Úvod**
Introduction

09 **Legislativa v roce 2021**
Legislation in 2021

13 **Trh s elektřinou**
Electricity Market

14 Realizační diagramy
Internal nominations

17 Zúčtování odchylek
Settlement of imbalances

28 Celkové roční objemy odchylek a poskytnuté regulační energie
Total annual volumes of imbalances and balancing energy provided

31 Změna dodavatele
Change of supplier

36 Účastníci trhu s elektřinou
Electricity market participants

39 **Trh s plynem**
Gas Market

42 Dvoustranné obchodování
Bilateral trading

45 Těžba a vtláčení
Withdrawal and injection

46 Zúčtování odchylek
Settlement of imbalances

50 Principy vyhodnocování a zúčtování odchylek
Principles of evaluation and settlement of imbalances

62 Změna dodavatele
Change of supplier

67 Účastníci trhu s plynem
Gas market participants

70 **Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou a plynem**
Organized Short-Term Electricity and Gas Market

78 Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou
Organized short-term electricity market

89 Organizovaný krátkodobý trh s plynem
Organized short-term gas market

91 Účastníci krátkodobých trhů s elektřinou a plynem
Participants in short-term electricity and gas markets

94 **Podporované zdroje energie a záruky původu**
Supported Energy Sources and Guarantees of Origin

95 Registrace výrobců a zdrojů v systému CS OTE
Registration of producers and sources in CS OTE System

97 Registrace nároku na podporu vyrobené elektřiny v systému CS OTE a vyúčtování podpory
Registration of claims for support for generated electricity in CS OTE system and settlement of support

105 Provozní podpora tepla (bez investiční podpory)
Operating aid for heat (without investment aid)

106 Záruky původu
Guarantees of origin

109 **Provoz rejstříku obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů**
Operation Of the Emission Trading Registry

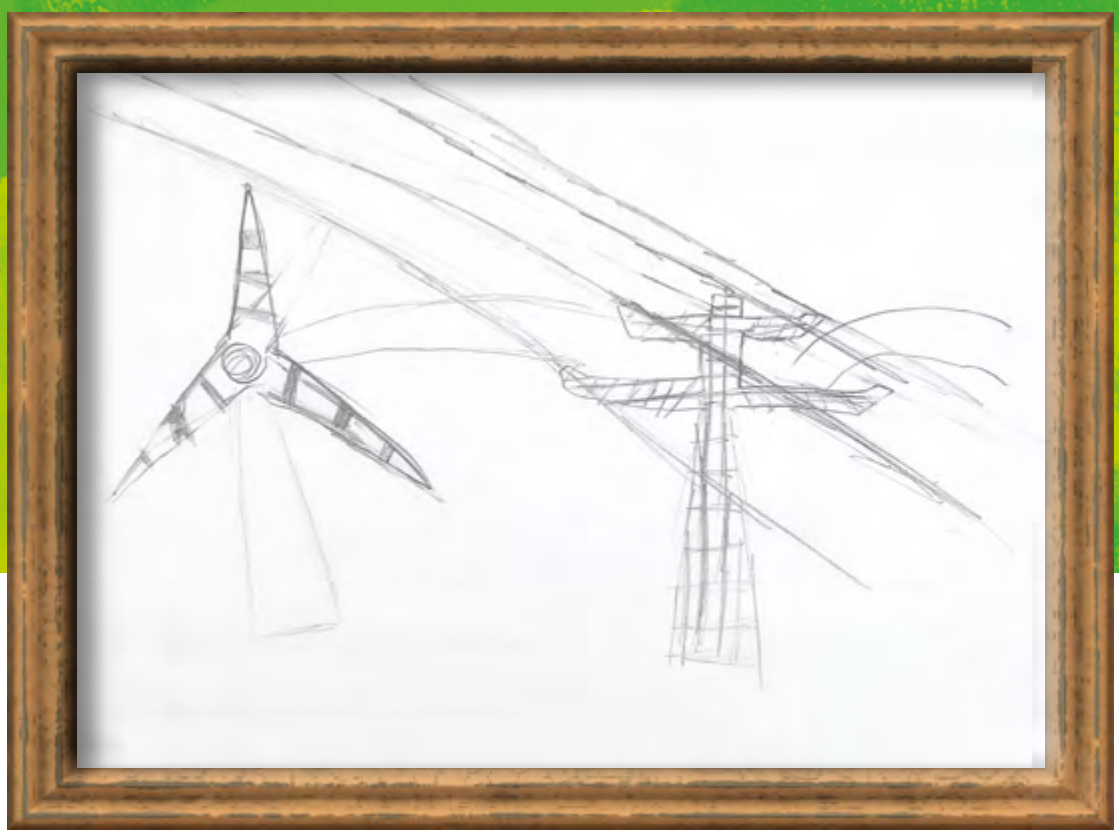
115 **Risk Management**
Risk Management

115 Definice finančních rizik
Definition of financial risks

117 Řízení kreditního rizika
Credit risk management

122 Řízení rizika likvidity
Liquidity risk management

124 **Příloha**
Appendix



Vítek Chemišinec, 10 let/years

S tatínkem si hodně hrajeme, povídáme o práci a jezdíme na výlety a někdy nám ukazuje stožáry a elektrárny / Daddy and I play a lot, we talk about work and go on trips, and sometimes he shows us masts and power plants

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
CER	Ověřené snížení emisí (Certified Emission Reduction)
CO_2	Oxid uhličitý
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
EBGL	Nařízení Komise (EU) 2017/2195 ze dne 23. listopadu 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice
EP	Evropský parlament
EEX	The European Energy Exchange AG
EK	Evropská komise
EPEX	EPEX SPOT SE
ER	Evropská rada

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 balancing 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
CER	Certified Emission Reduction
CGD	Cross-border gas duct
CO_2	Carbon dioxide
CHP	Combined heat and power
CS OTE	Central System of the Market Operator
ČEPS	Company ČEPS, a. s., electricity transmission system operator
ČNB	Czech National Bank
ČR/CZ	Czech Republic
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
DVS	Bilateral intra-state contract for electricity supply between balance responsible parties
EBGL	Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing
EC	European Commission
EEX	The European Energy Exchange AG
EP	European Parliament
EPEX	EPEX SPOT SE
ERD	Internal nomination diagram

Zkratka	Význam
ERD	Evidence realizačních diagramů
ERU	Jednotka snížení emisí (Emission Reduction Unit)
ERÚ	Energetický regulační úřad
EU	Evropská unie
EU ETS	Evropské schéma pro emisní obchodování (European Union Emission Trading System)
EZP	Evidence záruk původu
FVE	Fotovoltaická elektrárna
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
N_2O	Oxid dusný
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
PFC	Fluorované skleníkové plyny – zcela fluorované uhlovodíky
POZE	Podporované zdroje energie
PPL	Přeshraniční plynovod
PPS	Provozovatel přenosové soustavy (ČEPS, a. s.) nebo Provozovatel přepravní soustavy (NET4GAS, s. r. o.)

Abbreviation	Description
ERU	Emission Reduction Unit
ERO	Energy Regulatory Office
EU	European Union
EU ETS	European Union Emission Trading System
EZP	Guarantees of origin registry
FIT	Feed-in-tariff
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
MoE	Ministry of the environment
NCG	Net Connect Germany – virtual trading point for natural gas in Germany
NC BAL	Commission Regulation (EU) No. 312/2014 of 26 March 2014 establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks
NEMO	Nominated electricity Market Operator
N_2O	nitrous oxide
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
PFC	Fluorinated greenhouse gases - fully fluorinated hydrocarbons
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

Zkratka	Význam
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 velkoobchodního trhu s energií
RM OTE	Risk Management společnosti OTE, a. s.
RÚT	Registrovaný účastník trhu s elektřinou (registrovaný u OTE)
SDAC	Jednotné propojení denních trhů s elektřinou
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
VZP	Virtuální zásobník plynu
XBID	Projekt pro propojení vnitrodenních trhů (Cross-Border Intraday)
ZB	Zelený bonus
ZP	Zásobník plynu

Ostatní pojmy a zkratky jsou vysvětleny v textu.

Abbreviation	Description
PXE	Power Exchange Central Europe, a. s.
BE+/BE-	Positive/negative balancing 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
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

Other symbols and abbreviations are explained in the following text.

Úvod
Introduction

Vážené čtenářky, vážení čtenáři,

dostává se Vám do rukou souhrnný přehled o situaci na trhu s elektřinou a plynem a o emisním obchodování v České republice v roce 2021. Na základě uvedených dat, grafů a čísel prezentuje turbulentní vývoj, kterým si prošly během tohoto období trhy v celé Evropě. Extrémní nárůst cen elektřiny, plynu a emisních povolenek a pokračující opatření v důsledku pandemie COVID 19 prověřily systémy a procesy všech účastníků trhu. Zejména závěr roku se nesl ve znamení vysokého růstu cen jednotlivých komodit, končících obchodníků a potřeby postarat se o jejich zákazníky, aby dotčená odběrná místa byla převedena k dodavatelům poslední instance a následně ke standardním dodavatelům.

Jsme rádi, že se opět potvrdilo, že operátor trhu i díky svým zaměstnancům a svému, léty rozvíjenému a robustnímu informačnímu systému CS OTE mohl poskytovat bezpečné a spolehlivé služby Energetickému regulačnímu úřadu, Ministerstvu průmyslu a obchodu a účastníkům trhu a zůstat pevným pilířem české energetiky i v tak dynamické době. Zajištění kybernetické bezpečnosti, dostupnosti a integrity spravovaných dat je jedním z nezbytných předpokladů.

Spolehlivé naplňování zákonných norem a předpisů, zejména „energetického" zákona č. 458/2000 Sb., však nespočívalo pouze v zajištění provozu a poskytování podpory a služeb účastníkům trhu. V roce 2021 jsme pokračovali v dalším rozvoji našich systémů a poskytovaných služeb nejen v návaznosti na schvalování energetické legislativy.

Dokončením migrace odběrných a předávacích míst (OPM) v plynárenství se nám podařilo v roce 2021 naplnit dlouhodobou vizi operátora trhu v oblasti správy všech OPM jak v elektroenergetice, tak v plynárenství. Touto registrací odběrných míst elektřiny a plynu, která probíhala v úzké spolupráci s provozovateli distribučních soustav v letech 2019-2021, a poskytováním dat dle platné legislativy na trhu s elektřinou a trhu s plynem byly naplněny stanovené cíle k zajištění komplexní, transparentní a nediskriminační komunikace mezi subjekty

Dear readers,

you get a comprehensive overview of the situation on the electricity and gas market and emissions trading in the Czech Republic in 2021. Based on the presented data, graphs and figures, it shows the turbulent development that markets across Europe have gone through during this period. Extreme increases in electricity, gas and emission prices and ongoing measures following the COVID 19 pandemic have tested the systems and processes of all market participants. In particular, the end of the year was marked by high growth in the prices of individual commodities, end-traders and the need to take care of their customers, so that the affected points of purchase were transferred to suppliers of last resort and subsequently to standard suppliers.

We are pleased to confirm once again that the Market Operator, thanks to its employees and its long-developed and robust CS OTE information system, was able to provide safe and reliable services to the Energy Regulatory Office, the Ministry of Industry and Trade and market participants and remain a solid pillar of Czech energy in such a dynamic time. Ensuring cyber security, availability and integrity of managed data is one of the necessary prerequisites.

However, reliable compliance with legal standards and regulations, especially the "Energy" Act No. 458/2000 Coll., Did not consist only in ensuring operation and providing support and services to market participants. In 2021, we continued to further develop our systems and services provided, not only in connection with the approval of energy legislation.

By completing the migration of points of delivery and transfer (PDT) in the gas industry, we managed to fulfill the long-term vision of the Market Operator in the area of management of all PDTs in both the electricity and gas industries in 2021. This registration of points of electricity and gas delivery, which took place in close cooperation with distribution system operators in 2019-2021, and the provision of data in accordance with applicable legislation on the electricity and gas market, met the set objectives to ensure comprehensive, transparent and non-discriminatory communication

na trhu a OTE. Tento transparentní a nediskriminační přístup všech obchodníků k datům ve stejné míře, rozsahu, kvalitě a termínech jejich poskytování je předpokladem schopnosti reagovat na budoucí rozvoj energetického trhu.

V oblasti denního trhu s elektřinou se podařilo v červnu 2021 dokončit další z významných milníků vedoucích k implementaci jednotného denního trhu s elektřinou. Integrací původního propojeného Česko-Slovensko-Maďarsko-Rumunského denního trhu a ostatních evropských denních trhů v rámci tzv. Multi-Regional Coupling došlo k propojení nabídkových zón téměř všech členských států EU a Norska a zefektivnění mezinárodního obchodování bez nutnosti explicitního obstarávání přeshraniční přenosové kapacity a elektřiny na dvou různých místech. Touto integrací práce na rozvoji krátkodobého trhu nekončí. V nadcházejícím období se naše práce na denním trhu s elektřinou zaměří na implementaci flow-based výpočtu přeshraničních kapacit, v oblasti vnitrodenního obchodu s elektřinou na zahrnutí česko-slovenské hranice do jednotného vnitrodenního trhu s elektřinou a přípravě na implementaci vnitrodenních aukcí.

I v době významných cenových výkyvů poskytovaly obchodní platformy operátora trhu pro krátkodobé trhy s elektřinou a plynem stabilní základnu pro umožnění nákupu a prodeje elektřiny a plynu. Obchodování na krátkodobých trzích s elektřinou dosáhlo v roce 2021 nových historických maxim, kdy byla překročena historická roční, měsíční i denní maxima. Objem elektřiny obchodované v roce 2021 na krátkodobých trzích s elektřinou představuje téměř polovinu tuzemské netto spotřeby v roce 2021.

V oblasti enviromentálních nástrojů (podporované zdroje energie, záruky původu a rejstřík obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů) jsme se zaměřovali na rozvoj procesů vedoucích ke zvyšování kvality služeb poskytovaných výrobcům a účastníkům trhu. Směr dalšího rozvoje pro nadcházející období určuje i v roce 2021 schválená novela zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie.

Loňský rok byl pro operátora trhu významný i z jiného pohledu. V červenci jsme si připomněli výročí 20 let od založení společnosti OTE. Plnění všech našich zákonných povinností a rozvoj transparentního trhu s elektřinou a trhu s plynem bylo vždy jedním ze základních cílů operátora trhu. Uvědomujeme si, že bez aktivní spolupráce s Vámi, účastníky trhu, by efektivní plnění role operátora trhu nebylo možné. Této spolupráce si velmi vážíme.

between market players and OTE. This transparent and non-discriminatory access of all traders to data to the same extent, scope, quality and terms of their provision is a prerequisite for the ability to respond to the future development of the energy market.

In the area of the day-ahead electricity market, another of the important milestones leading to the implementation of the single day-ahead electricity market was completed in June 2021. The integration of the original interconnected Czech-Slovakia-Hungary-Romanian day-ahead market and other European daily markets within the so-called Multi-Regional Coupling has interconnected the supply zones of almost all EU Member States and Norway and streamlined international trade without the need to explicitly procure cross-border transmission capacity and electricity in two different places. This integration does not end the work on short-term market development. In the coming period, our work on the day-ahead electricity market will focus on the implementation of flow-based calculation of cross-border capacities, in the area of intraday electricity trading to include the Czech-Slovak border in the single intraday electricity market and preparation for the implementation of intraday auctions.

Even at times of significant price fluctuations, the Market Operator's trading platforms for short-term electricity and gas markets provided a stable basis for enabling the purchase and sale of electricity and gas. Trading on short-term electricity markets reached new historical highs in 2021, when historical annual, monthly and daily highs were exceeded. The volume of electricity traded on short-term electricity markets in 2021 represents almost half of domestic net consumption in 2021.

In the area of environmental instruments (supported energy sources, guarantees of origin and the greenhouse gas emission allowance trading registry), we focused on developing processes leading to an increase in the quality of services provided to producers and market participants. The direction of further development for the coming period is determined by the amendment to Act No. 165/2012 Coll., On Supported Energy Sources, approved in 2021.

Last year was also important for the Market Operator from another point of view. In July, we commemorated the 20th anniversary of OTE. Fulfilling all our legal obligations and developing a transparent electricity and gas market has always been one of the basic goals of the Market Operator. We are aware that without active cooperation with you, market participants, effective fulfillment of the role of Market Operator would not be possible. We really appreciate this cooperation.

S Vaší podporou jsme připraveni na nové výzvy a příležitosti. Hlavním cílem je i nadále být Vaším respektovaným a spolehlivým partnerem a zároveň jedním ze základních pilířů, na kterém stojí plně otevřený trh s elektřinou, trh s plynem a s enviromentálními nástroji. V případě Vašeho zájmu naleznete o jednotlivých trzích na našich webových stránkách http://www.ote-cr.cz jak aktuální novinky a užitečné informace, tak volně dostupná data ke stažení. Zde i v této publikaci prezentované číselné hodnoty, grafy a tabulky poskytují zároveň přehled o tom, jak se trhy průběžně vyvíjí.

Rád bych také poděkoval dětem našich kolegů, které svými obrázky přispěly ke grafické podobě této zprávy a svými výtvory ji obohatily a rozveselily.

Za celý tým pracovníků OTE Vám opětovně děkuji za důvěru, kterou nám prokazujete, a přeji vám všem mnoho obchodních úspěchů.

V Praze 31. 1. 2022

Igor Chemišinec
člen představenstva

With your support, we are ready for new challenges and opportunities. The main goal is to continue to be your respected and reliable partner and at the same time one of the basic pillars on which stands a fully open electricity market, the gas market and environmental instruments. If you are interested, you will find current news and useful information about the individual markets on our website https://www.ote-cr.cz/en, as well as freely available data for download. The numerical values, graphs and tables presented here and in this publication also provide an overview of how the markets are constantly evolving.

I would also like to thank the children of our colleagues who contributed to the graphic design of this report with their pictures and enriched and cheered it up with their creations.

On behalf of the entire OTE team, I would like to thank you once again for the trust you show us and wish you much business success.

In Prague, January 31, 2022

Igor Chemišinec
Member of the Board

Legislativa v roce 2021
Legislation in 2021

Pro energetická odvětví zůstává klíčovou tuzemskou právní normou zákon č. 458/2000Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), který zapracovává příslušné předpisy Evropské unie a návazně upravuje podmínky podnikání a výkon státní správy v ČR pro oblasti elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství.

V roce 2021 byla přijata novela energetického zákona pod číslem 362/2021Sb., která zejména posiluje některá opatření na ochranu zákazníka a stanovuje podmínky pro činnost zprostředkovatelů. Zákon je účinný počínaje dnem 1. ledna 2022.

Dne 30. listopadu 2016 představila Evropská komise energetický balíček s názvem Čistá energie pro všechny Evropany. Tento legislativní balíček zahrnuje celkem tři nařízení týkající se trhu s elektřinou, rizikové připravenosti v oblasti elektroenergetiky a správy Energetické unie a dále čtyři směrnice zabývající se obnovitelnými zdroji energie, energetickou účinností, energetickou náročností budov a trhu s elektřinou.

V rámci implementace tohoto souboru opatření prošel poměrně rozsáhlou novelizací zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů. Zákon č. 382/2021 Sb., byl přijat dne 15. září 2021 s tzv. dělenou účinností, přičemž současně s jeho přijetím došlo k novelizaci dalších předpisů, jako zákona o hospodaření s energiemi, energetického zákona, zákona o pohonných hmotách a zákona o ochraně ovzduší.

Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie byl rovněž drobně novelizován prostřednictvím nově přijatého zákona č. 367/2021Sb., o opatřeních k přechodu České republiky k nízkouhlíkové energetice.

Act No. 458/2000 Coll., On Business Conditions and the Performance of State Administration in the Energy Sectors and on Amendments to Certain Acts (Energy Act), which incorporates the relevant regulations of the European Union and subsequently regulates the conditions of business and the performance of state administration, remains the key domestic legal norm for energy sectors in the Czech Republic for the fields of electricity, gas and heating.

In 2021, an amendment to the Energy Act was adopted under No. 362/2021Sb., which in particular strengthens certain measures to protect the customer and sets the conditions for the activities of intermediaries. The law is effective as of January 1, 2022.

On 30 November 2016, the European Commission presented an energy package called Clean Energy for All Europeans. This legislative package includes a total of three regulations concerning the electricity market, risk preparedness in the field of electricity and governance of the Energy Union, as well as four directives dealing with renewable energy sources, energy efficiency, energy performance of buildings and the electricity market.

As part of the implementation of this set of measures, Act No. 165/2012 Coll., On Supported Energy Sources and on Amendments to Certain Acts, as amended, underwent a relatively extensive amendment. Act No. 382/2021 Coll. was adopted on 15 September 2021 with the so-called split effect, while at the same time its adoption was amended by other regulations, such as the Energy Management Act, the Energy Act, the Fuel Act and the Air Protection Act.

Act No. 165/2012 Coll., On Supported Energy Sources, was also slightly amended through the newly adopted Act No. 367/2021 Coll., On Measures for the Czech Republic's Transition to Low-Carbon Energy.

V roce 2021 došlo rovněž k přijetí či novelizacím podzákonných předpisů energetického odvětví:

- Vyhláška Energetického regulačního úřadu č. 487/2021 Sb., kterou se mění vyhláška č. 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě a dále vyhláška č. 488/2021 Sb., o podmínkách připojení k plynárenské soustavě;
- Vyhláška Energetického regulačního úřadu č. 489/2021 Sb., o postupech registrace podpor u operátora trhu a provedení některých dalších ustanovení zákona o podporovaných zdrojích energie (registrační vyhláška);
- Vyhláška Energetického regulačního úřadu č. 490/2021 Sb., kterou se mění vyhláška č. 408/2015 Sb., o pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů;
- Vyhláška Energetického regulačního úřadu č. 277/2021 Sb., kterou se mění vyhláška č. 349/2015 Sb., o pravidlech trhu s plynem, ve znění pozdějších předpisů.

Dne 11. října vydal Energetický regulační úřad sdělení č. 381/2021Sb., o vydání cenových rozhodnutí:

- Cenové rozhodnutí č. 4/2021 zveřejněné v Energetickém regulačním věstníku ze dne 22. září 2021 v částce 6, k cenám tepelné energie;
- Cenové rozhodnutí č. 5/2021 zveřejněné v Energetickém regulačním věstníku ze dne 29. září 2021 v částce 7, kterým se stanovují ceny za činnost povinně vykupujícího a ceny spojené se zárukami původu;
- Cenové rozhodnutí č. 6/2021 zveřejněné v Energetickém regulačním věstníku ze dne 29. září 2021 v částce 8, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie;
- Cenové rozhodnutí č. 7/2021 zveřejněné v Energetickém regulačním věstníku ze dne 30. listopadu 2021 v částce 10, o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu;
- Cenové rozhodnutí č. 8/2021 zveřejněné v Energetickém regulačním věstníku ze dne 30. listopadu 2021 v částce 11, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a další regulované ceny.

Tato cenová rozhodnutí nabyla platnosti dnem uveřejnění a účinnosti ode dne 1. ledna 2022.

In 2021, secondary legislation in the energy sector was also adopted or amended:

- Decree of the Energy Regulatory Office No. 487/2021 Coll., Amending Decree No. 16/2016 Coll., On the conditions of connection to the electricity system and further Decree No. 488/2021 Coll., On the Conditions of Connection to the Gas System;
- Decree of the Energy Regulatory Office No. 489/2021 Coll., On Procedures for Registration of aid with the Market Operator and implementation of certain other provisions of the Act On Supported Energy Sources (registration decree);
- Decree of the Energy Regulatory Office No. 490/2021 Coll., Amending Decree No. 408/2015 Coll., On the rules of the electricity market, as amended;
- Decree of the Energy Regulatory Office No. 277/2021 Coll., Amending Decree No. 349/2015 Coll., On Gas Market Rules, as Amended.

On 11 October, the Energy Regulatory Office issued Communication No. 381/2021Sb., On the issuance of price decisions:

- Price Decision No. 4/2021 published in the Energy Regulatory Bulletin of 22 September 2021 in Volume 6, on thermal energy prices;
- Price Decision No. 5/2021 published in the Energy Regulatory Bulletin of 29 September 2021 in Volume 7, which sets the prices for the activities of the obligor and the prices associated with guarantees of origin;
- Price Decision No. 6/2021 published in the Energy Regulatory Bulletin of 29 September 2021 in Volume 8, which sets support for subsidized energy sources;
- Price Decision No. 7/2021 published in the Energy Regulatory Bulletin of 30 November 2021 in Volume 10, on regulated prices related to gas supply;
- Price Decision No. 8/2021 published in the Energy Regulatory Bulletin of 30 November 2021 in Volume 11, which sets prices for the related electricity service and other regulated prices.

These pricing decisions took effect on the day of publication and took effect on 1 January 2022.

Na úrovni Evropské unie došlo v roce 2021 k přijetí nelegislativních aktů s významem pro energetická odvětví:

- Doporučení Komise (EU) 2021/1749, ze dne 28. září 2021 k zásadám „energetická účinnost v první řadě“: od principů k praxi – Pokyny k uplatňování zásady při rozhodování v odvětví energetiky i mimo něj. Energetická účinnost je zde pojímána jako klíčový stavební kámen politiky EU v oblasti klimatu a energetiky při přechodu ke klimatické neutralitě do roku 2050. Tato zásada podporuje environmentálně udržitelné investice v souladu s nařízením o taxonomii (nařízení EP a Rady (EU) 2020/852 ze dne 18. června 2020 o zřízení rámce pro usnadnění udržitelných investic a o změně nařízení (EU) 2019/2088);
- V rámci zveřejněné taxonomie došlo dále k přijetí nařízení Komise v přenesené pravomoci (EU) 2021/2139, ze dne 4. června 2021, kterým se doplňuje nařízení EP a Rady (EU) 2020/852, pokud jde o stanovení technických screeningových kritérií pro určení toho, za jakých podmínek se hospodářská činnost kvalifikuje jako významně přispívající ke zmírňování změny klimatu nebo k přizpůsobování se změně klimatu, a toho, zda tato hospodářská činnost významně nepoškozuje některý z dalších environmentálních cílů;
- Nařízení Komise v přenesené pravomoci (EU) 2021/2003, ze dne 6. srpna 2021, kterým se doplňuje směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 zřízením platformy Unie pro rozvoj obnovitelných zdrojů energie.

V rámci plnění Zelené dohody pro Evropu došlo v neposlední řadě v roce 2021 k zveřejnění návrhů na revizi a aktualizaci právních předpisů EU ohledně dosažení souladu s klimatickými cíli dohodnutými Radou a Evropským parlamentem. Tato iniciativa byla souhrnně nazvána Balíček „Fit for 55“ a zahrnuje několik oblastí politik EU, jako je životní prostředí, energetika, doprava a hospodářské a finanční věci.

At European Union level, non-legislative acts relevant to the energy sector were adopted in 2021:

- Commission Recommendation (EU) 2021/1749 of 28 September 2021 on the principles of "energy efficiency first": from principles to practice - Guidelines for the application of the principle in decision-making in the energy sector and beyond. Energy efficiency is seen here as a key building block of EU climate and energy policy in the transition to climate neutrality by 2050. This principle promotes environmentally sustainable investment in accordance with the Taxonomy Regulation (EP and Council Regulation (EU) 2020/852 of 18 June 2020 establishing a framework for facilitating sustainable investment and amending Regulation (EU) 2019/2088);
- The published taxonomy also adopted Commission Delegated Regulation (EU) 2021/2139 of 4 June 2021 supplementing Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council as regards the establishment of technical screening criteria for the determination of the conditions under which the economic activity qualifies as contributing significantly to climate change mitigation or adaptation, and whether the economic activity does not significantly harm any of the other environmental objectives;
- Commission Delegated Regulation (EU) 2021/2003 of 6 August 2021 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council establishing a Union Platform for the Development of Renewable Energy Sources.

Last but not least, in 2021, proposals to revise and update EU legislation on compliance with climate targets agreed by the Council and the European Parliament were published as part of the implementation of the Green Agreement for Europe. Collectively called the "Fit for 55" Package, this initiative covers several EU policy areas, such as the environment, energy, transport and economic and financial affairs.

Štěpán Záviský, 6 let/years

Tatínek mi slíbil odměnu, tak snad bude můj obrázek vybrán / Daddy promised me a reward, so hopefully my picture will be chosen

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.

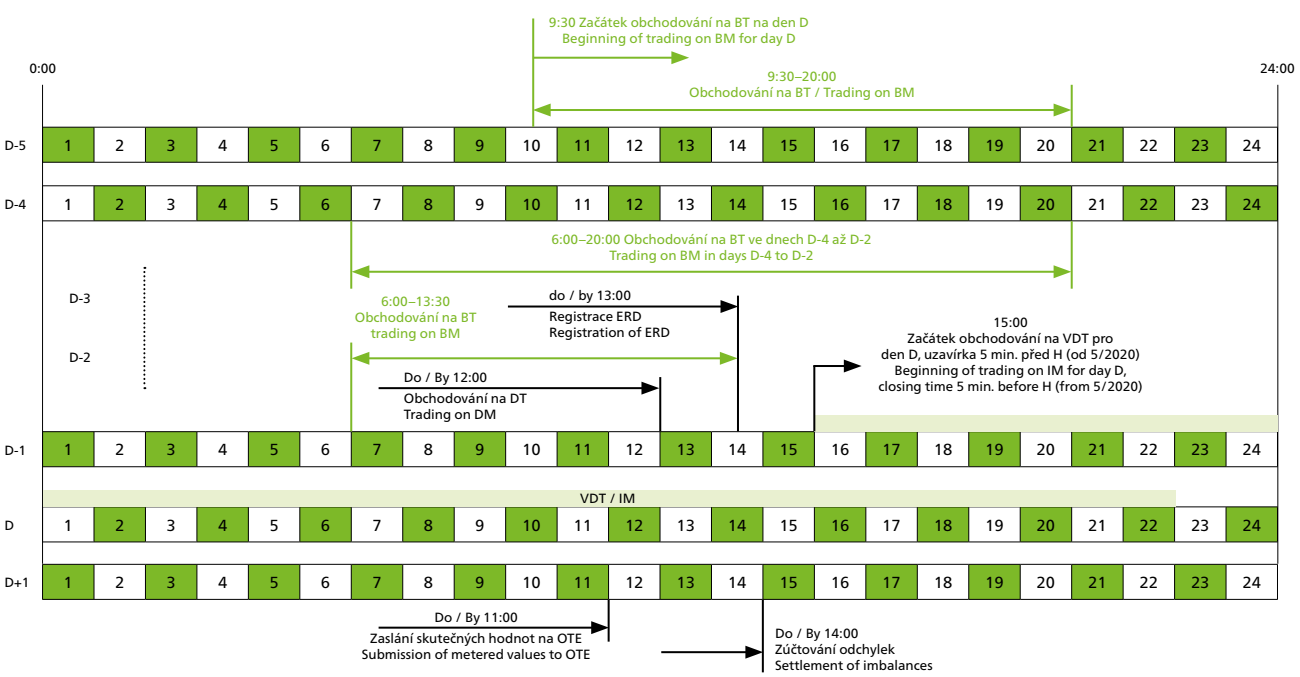
Electricity is traded in the Czech Republic through:

- 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 balancing energy trading and a balancing regulating energy market). 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

Internal nominations

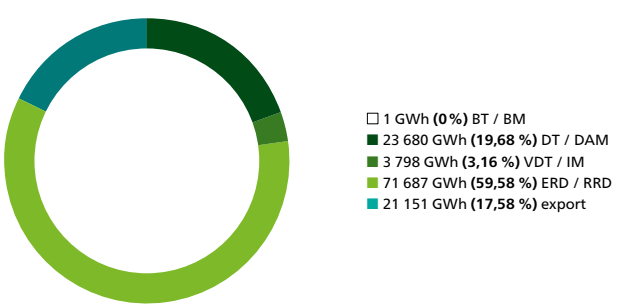
As mentioned above, when market participants sell or buy electricity through bilateral transactions, they are required to register these transactions in the OTE system. Bilateral transactions include the following contract types:

- 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.

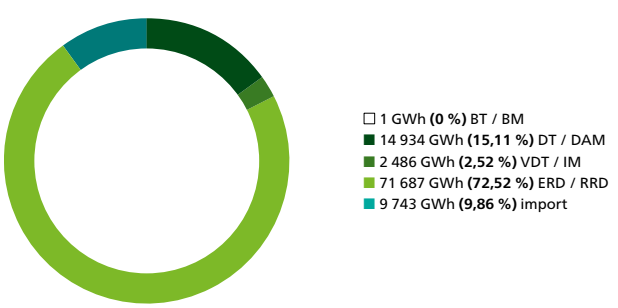
Obrázek 2 : Figure 2

Množství zobchodované elektřiny – prodej, (GWh; %) – zpracované v systému OTE v roce 2021
Volumes of traded electricity – sale – (GWh; %) processed in OTE system in 2021



Obrázek 3 : Figure 3

Množství zobchodované elektřiny – nákup, (GWh; %) – zpracované v systému OTE v roce 2021
Volumes of traded electricity – purchase – (GWh; %) processed in OTE system in 2021



[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 a vnitrodenního trhu s elektřinou, z tzv. Market Coupling (MC) – SDAC (Single Day Ahead Coupling) a SIDC (Single Intraday Coupling).

[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) – SDAC (Single Day Ahead Coupling) and SIDC (Single Intraday Coupling).

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.

V roce 2021 bylo v systému OTE registrováno v podobě domácích (vnitrostátních) realizačních diagramů 60 % prodané, resp. 73 % nakoupené elektřiny, což znázorňují obrázky 2 a 3. Celkový objem vnitrostátních dvoustranných obchodů prostřednictvím realizačních diagramů dosáhl v roce 2021 hodnoty 71,7 TWh.

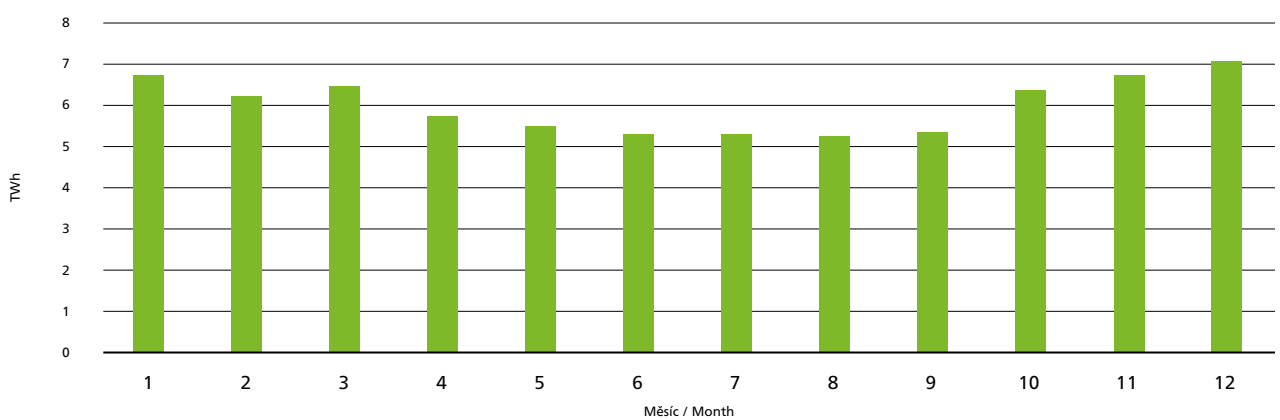
Obrázky 4 a 5 znázorňují statistiku těchto registrovaných dvoustranných vnitrostátních obchodů po jednotlivých měsících roku 2021.

In 2021, 60% electricity sold, resp. 73% of purchased electricity, was registered in the OTE system in the form of domestic (national) implementation diagrams, as shown in Figures 2 and 3. The total volume of national bilateral trade through realization diagrams reached 71.7 TWh in 2021.

Figures 4 and 5 show statistics of registered bilateral intra-state transactions in specific months of 2021.

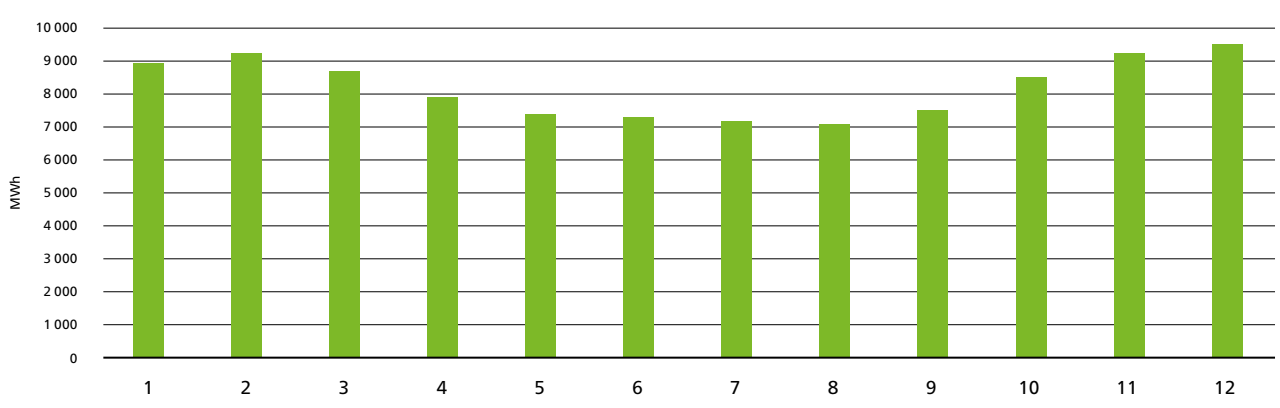
Obrázek 4 : Figure 4

Množství zobchodované elektřiny prostřednictvím vnitrostátních realizačních diagramů po jednotlivých měsících roku 2021
Volumes of electricity traded through internal nominations in specific months of 2021



Obrázek 5 : Figure 5

Průměrné hodinové množství zobchodované elektřiny prostřednictvím vnitrostátních realizačních diagramů v jednotlivých měsících roku 2021
Average hourly volumes of electricity traded through internal nominations in specific months of 2021



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.

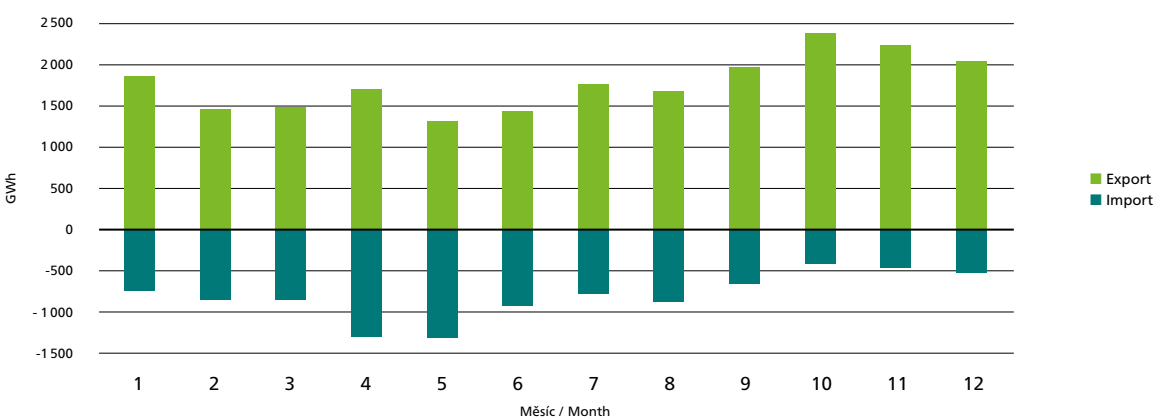
Technical rules for the submission of data from bilateral contracts through nominations for export or import varied from intra-state trading. In the evaluation of BRP's imbalances, the values of cross-border exchanges, matched and handed over by the transmission system operator, were taken into account.

Obrázek 6 ukazuje množství vyvezené a dovezené elektřiny v jednotlivých měsících roku 2021. Hodnoty exportu/importu odpovídají hodnotám smluvně uzavřených, 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.

Figure 6 shows volumes of exported and imported electricity in each month of 2021. 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 2021
Volumes of electricity traded through export and import in specific months of 2021



Hodnoty smluvně uzavřených přeshraničních obchodů na straně exportu činily za rok 2021 celkem 21 151 GWh, objem importu v roce 2021 byl 9 743 GWh.

In 2021, the volume of contracted cross-border exchanges related to export totalled 21,151 GWh; the volume of exchanges related to import amounted to 9,743 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. Odchylky jsou vyhodnocovány pro tzv. vyhodnocovací intervaly (= časové úseky v trvání 1 hodiny, přičemž u prvního vyhodnocovacího intervalu je začátek stanoven na čas 00.00 hodin a konec na čas 01.00 hodin).

Odchylkou SZ pro každý vyhodnocovací interval 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 každý vyhodnocovací interval 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 formou dvoustranných kontraktů uvnitř ČR, formou přeshraničních obchodů nebo na organizovaných krátkodobých trzích. Další možností dodávky elektřiny do soustavy je poskytování regulační energie prostřednictvím zdroje, který poskytuje podpůrné služby za podmínek stanovených Pravidly provozování přenosové soustavy a evropským nařízením EBGL[3]. Právě v návaznosti na nařízení EBGL provozovatel

[3]/ *Nařízení Komise (EU) 2017/2195 ze dne 23. listopadu 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice*

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. Imbalances are evaluated for so-called evaluation intervals (= time periods lasting 1 hour, while for the first evaluation interval the start is set to 00.00 hours and the end to 01.00 hours).

The balance responsible party's imbalance for every evaluation interval 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 evaluation interval 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.

Electricity market participants can generate electricity, supply it to final customers, sell it to other market participants or buy it from other participants in the form of bilateral contracts within the Czech Republic, in the form of cross-border trades or on organized short-term markets. Another option for the supply of electricity to the system is the provision of balancing energy through a source that provides ancillary services under the conditions set out in the Transmission System Operating Rules and the European EBGL Regulation[3]. It is in connection with the EBGL

[3]/ *Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing*

přenosové soustavy od roku 2020 zajišťuje pořizování regulační energie i prostřednictvím evropských platforem na nákup regulační energie.

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 60minutových časových úsecích, které negenerují dostatečný příjem z odchylek. Na stanovení velikosti zúčtovací ceny odchylky se vedle ceny regulační energie ze zdrojů poskytujících podpůrné služby či opatřené 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 je závislé na směru poskytnuté regulační energie a směru systémové odchylky.

Systémovou odchylkou v každém vyhodnocovacím intervalu 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 2021 zúčtovací cena odchylky stanovena následovně:

- byla-li systémová odchylka záporná nebo rovna nule, byla zúčtovací cenou odchylky ve směru systémové odchylky nejvyšší cena regulační elektřiny dodané v tomto vyhodnocovacím intervalu pro vyrovnání záporné systémové odchylky a následně zúčtované a vypořádané mezi operátorem trhu a poskytovatelem podpůrné služby nebo provozovatelem přenosové soustavy; byla-li takto stanovená cena nižší než cena stanovená cenovým rozhodnutím ERÚ, použila se cena stanovená ERÚ,

regulation that the transmission system operator has been ensuring the provision of balancing energy since 2020, also through European platforms for the purchase of balancing energy.

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 balancing 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 balancing energy at 60 minute intervals which do not generate sufficient income from imbalances. The settlement price of imbalance is derived from the price of balancing energy from sources providing ancillary services, or acquired abroad the limit price set by the ERO also contributes in certain circumstances. Balancing energy from sources providing ancillary services is assessed against prices of sale bids. The assessment of balancing energy depends on the direction of provided balancing energy and on the direction of the system imbalance.

The system imbalance at each evaluation interval 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 balancing energy. The resulting settlement price of the BRP's imbalances is derived from system imbalances. Similarly to the previous years, in 2021 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 balancing energy supplied at the respective evaluation interval to offset the negative system imbalance and paid by the Market Operator to the balancing energy provider;

- byla-li systémová odchylka kladná, byla zúčtovací cenou odchylky ve směru systémové odchylky nejvyšší cena regulační elektřiny dodané v tomto vyhodnocovacím intervalu pro vyrovnání kladné systémové odchylky a následně zúčtované a vypořádané mezi operátorem trhu a poskytovatelem podpůrné služby nebo provozovatelem přenosové soustavy; byla-li takto stanovená cena nižší než cena stanovená cenovým rozhodnutím ERÚ, použila se cena stanovená ERÚ,
- v případě, že v některém vyhodnocovacím intervalu nebyla obstarána žádná elektřina jako regulační energie prostřednictvím aktivací podpůrných služeb 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 každý vyhodnocovací interval stanovena operátorem trhu následovně:

- byla-li systémová odchylka záporná nebo rovna nule, zúčtovací cenou protiodchylky byl vážený průměr cen z aktivované kladné regulační energie; nebyla-li v tomto vyhodnocovacím intervalu dodána žádná kladná regulační energie 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; nebyla-li v tomto vyhodnocovacím intervalu dodána žádná záporná regulační energie pro zajištění rovnováhy elektrizační soustavy, byla použita cena podle cenového rozhodnutí ERÚ.

Pro příslušný rok je křivka závislosti zúčtovací ceny odchylky (C) na velikosti systémové odchylky pro každý vyhodnocovací interval stanovována cenovým rozhodnutím ERÚ.

Pro rok 2021 byla zúčtovací cena odchylky (C) stanovena následujícím vzorcem:

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

- 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 balancing energy supplied at the respective evaluation interval to offset the positive system imbalance and paid by the Market Operator to the balancing 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 balancing energy through activation of ancillary services, 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 evaluation interval 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 balancing energy; if no positive balancing energy is supplied at the relevant evaluation interval 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 balancing energy; if no negative balancing energy is supplied at the relevant evaluation interval to ensure the electric power system balance, the price stipulated in the ERO price decision shall apply.

For the relevant year, the curve of the dependence of the settlement price of the imbalance (C) on the size of the system imbalance for each evaluation interval is determined by the ERO price decision.

For the year 2021, the settlement price of imbalance (C) was determined by the following formula:

- if the system imbalance (SI) is negative or equal to zero in the given evaluation interval:
  C = 2,350 + 5.5 * |SI| [CZK/MWh; MWh],
- if the system imbalance (SI) is positive in the given evaluation interval:
  C = 1 + 3.5 * |SI| [CZK/MWh; MWh].

Zúčtovací cena odchylek od 1.4.2022

Od 1. 4. 2022 operátor trhu stanovuje zúčtovací cenu odchylky pro každý vyhodnocovací interval (60 minut) na základě cen regulační energie nebo na základě ceny pobídkové komponenty podle následujícího schématu:

- v případě aktivace regulační energie (RE) proti směru systémové odchylky (SO) se zúčtovací cena odchylky (ZC) stanovuje následovně:

Settlement price of imbalances

From 1 April 2022, the Market Operator determines the settlement price of the imbalance for each evaluation interval (60 minutes) on the basis of the prices of balancinging energy or on the basis of the price of the incentive component according to the following scheme:

- in the case of activation of balancing energy (BE) against the direction of system imbalance (SI), the settlement price of imbalances (SP) is determined as follows:

Podmínka / Condition		Stanovení ZC odchylky / Settlement price of imbalances
(SO <= 0) a (max cena RE+ <= LIM_{RE+})	→	ZC = Max(komponenta RE; komponenta VDT; komponenta SO)
(SI <= 0) a (max price BE+ <= LIM_{BE+})	→	SP = Max(BE component; IM component; SI component)
(SO <= 0) a (max cena RE+ > LIM_{RE+})	→	ZC = Max(ochranná komponenta RE; komponenta VDT)
(SI <= 0) a (max price BE+ > LIM_{BE+})	→	SP = Max(protective BE component; IM component)
(SO > 0) a (min cena RE- >= LIM_{RE-})	→	ZC = Min(komponenta RE; komponenta VDT; komponenta SO)
(SI > 0) a (min price BE- >= LIM_{BE-})	→	SP = Min(BE component; IM component; SI component)
(SO > 0) a (min cena RE- < LIM_{RE-})	→	ZC = Min(ochranná komponenta RE; komponenta VDT)
(SI > 0) a (min price BE- < LIM_{BE-})	→	SP = Min(protective BE component; IM component)

kde:

LIM_{RE} [Kč/MWh] – mezní cena regulační energie určující přechod na systém výpočtu pomocí průměrných cen podle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu; dle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu pro r. 2022 platí:
LIM_{RE+} = 20 000 Kč/MWh, LIM_{RE-} = (-20 000) Kč/MWh

where:

LIM_{BE} [CZK/MWh] – marginal price of balancing energy determining the transition to the system of calculation using average prices according to the price decision of the Energy Regulatory Office; according to the ERO price decision for 2022: LIM_{BE+} = 20 000 [CZK/MWh], LIM_{BE-} = (-20 000) [CZK/MWh]

- v případě, pokud nebyla aktivována žádná regulační energie (RE) proti směru systémové odchylky (SO), se zúčtovací cena odchylky (ZC) stanovuje cenou neuskutečněné aktivace regulační energie určenou postupem dle vyhlášky o pravidlech trhu s elektřinou.

- in the event that no balancing energy (BE) has been activated against the direction of system imbalance (SI), the settlement price of imbalance (SP) is determined by the price of unrealized activation of balancing energy determined in accordance with the Decree on Electricity Market Rules.

Jednotlivé komponenty vstupující do výpočtu zúčtovací ceny odchylky od 1. 4. 2022 jsou stanovovány následujícím způsobem:

The individual components entering into the calculation of the settlement price of imbalance from 1 April 2022 are determined as follows:

Komponenta RE

(cena dodané RE proti směru SO [Kč/MWh]):

BE component

(price of delivered BE against the direction of SI [CZK/MWh]):

Podmínka Condition		Stanovení hodnoty komponenty (C = cena komponenty) Determining the value of a component (SP = component price)
SO <= 0	→	C_{MaxRE+} = maximum z ceny kladné RE
SI <= 0	→	SP_{MaxBE+} = maximum price of positive BE
SO > 0	→	C_{MinRE-} = minimum z ceny záporné RE
SI > 0	→	SP_{MinBE-} = minimum price of negative BE

Komponenta SO
(základní směrnice SO [Kč/MWh])

SI component
(basic SI directive [CZK/MWh])

Podmínka Condition		Stanovení hodnoty komponenty (C = cena komponenty) Determining the value of a component
SO <= 0	→	$C_{Směrnice\ SO} = RE+_{aFRR} - \alpha * SO$
SI <= 0	→	$SP_{directive\ SI} = BE+_{aFRR} - \alpha * SI$
SO > 0	→	$C_{Směrnice\ SO} = RE-_{aFRR} - \beta * SO$
SI > 0	→	$SP_{directive\ SI} = BE-_{aFRR} - \beta * SI$

kde:
α – cena ERU usměrňující komponentu SO pro zápornou SO (dle cenového rozhodnutí ERÚ pro r. 2022 = 5,5 Kč/MWh²)
β – na ERU usměrňující komponentu SO pro kladnou SO (dle cenového rozhodnutí ERÚ pro r. 2022 = 3,5 Kč/MWh²)
RE_{aFRR} [Kč/MWh] – marginální cena standardního produktu regulační energie ze záloh pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací dodané proti směru systémové odchylky (SO)

where:
α – ERO price regulating the SI component for negative SI (according to the ERO price decision for 2022 = 5.5 CZK/MWh²)
β – ERO price regulating the SI component for positive SI (according to the ERO price decision for 2022 = 3.5 CZK/MWh²)
BE_{aFRR} [CZK/MWh] – marginal price of the standard balancing energy product from advances for power balance control with automatic activation delivered against the direction of the system imbalance (SI)

Komponenta VDT
(vážený průměr cen obchodů na VDT [Kč/MWh])

IM Component
(weighted average prices of trades on IM [CZK/MWh])

Podmínka Condition		Stanovení hodnoty komponenty (C = cena komponenty) Determining the value of a component
SO <= 0	→	$C_{VDT} = VPC_{VDT} + k$
SI <= 0	→	$SP_{IM} = VPC_{IM} + k$
SO > 0	→	$C_{VDT} = VPC_{VDT} - k$
SI > 0	→	$SP_{IM} = VPC_{IM} - k$

kde:
$VPCV_{DT}$ [Kč/MWh] – vážený průměr cen obchodů na vnitrodenním trhu s elektřinou
k – cena ERU usměrňující komponentu VDT (dle cenového rozhodnutí ERÚ pro r. 2022 = 250 Kč)

where:
VPC_{IM} [CZK/MWh] – weighted average intraday electricity market prices
k – ERO price regulating the IM component (according to the ERO price decision for 2022 = 250 CZK)

Ochranná komponenta RE
(Vážený průměr nákladů na RE [Kč/MWh])

Protective BE component
(Weighted average of BE costs [CZK/MWh])

$$\text{Zúčtovací cena odchylky} = \frac{\sum\text{náklady na RE} + \sum\text{odchylek SZ proti směru SO} * \text{vážený průměr z cen RE proti směru SO}}{-\sum\text{odchylek SZ ve směru SO}}$$

$$\text{Settlement price of imbalance} = \frac{(\sum\text{costs of BE} + \sum\text{imbalance of BRP against the direction of SI} * \text{weighted average of BE prices in the opposite direction of SI}}{-\sum\text{imbalance of BRP in the direction of SI}}$$

kde:
náklady na RE – náklady na zajištění regulační energie
SZ – subjekt zúčtování
SO – systémová odchylka

where:
costs for BE – costs for providing balancing energy
BRP – balance responsible party
SI – system imbalance

Zúčtovací cena protiodchylky

(= odchylka SZ ve směru opačném systémové odchylce)

- pro každý vyhodnocovací interval od 1. 4. 2022 ji stanovuje operátor trhu takto:

  a) je-li systémová odchylka záporná nebo rovna nule, je zúčtovací cenou protiodchylky vážený průměr z cen kladné regulační energie dodané ve vyhodnocovacím intervalu,
  b) je-li systémová odchylka kladná, je zúčtovací cenou protiodchylky vážený průměr z cen záporné regulační energie dodané ve vyhodnocovacím intervalu.

Pro určení směru platby za odchylku v závislosti na systémové odchylce, zúčtovací ceně odchylky a pozici subjektu zúčtování ve většině případů platí:

The settlement price of the counter-imbalance

(= imbalance of BRP in the opposite direction of system imbalance)

- is determined by the Market Operator for each evaluation interval from 1 April 2022 as follows:

  a) if the system imbalance is negative or equal to zero, the counter-imbalance settlement price is the weighted average of the prices of positive balancing energy delivered in the evaluation interval,
  b) if the system imbalance is positive, the counter-imbalance settlement price is the weighted average of the prices of negative balancing energy delivered in the evaluation interval.

In most cases, the following applies to determining the direction of payment for a imbalance depending on the system imbalance, the settlement price of the imbalance and the position of the balance responsible party.

Systémová odchylka System imbalance	Zúčtovací cena odchylky Settlement price of the imbalance	Pozice subjektu zúčtování Position of the balance responsible party	Směr plateb Direction of payment
<0	>0	v odchylce imbalance	subjekt zúčtování platí operátorovi trhu BRP pays the Market Operator
		v protiodchylce counter-imbalance	operátor trhu platí subjektu zúčtování Market Operator pays the BRP
	<0	v odchylce imbalance	operátor trhu platí subjektu zúčtování Market Operator pays the BRP
		v protiodchylce counter-imbalance	subjekt zúčtování platí operátorovi trhu BRP pays the Market Operator
>0	>0	v odchylce imbalance	operátor trhu platí subjektu zúčtování Market Operator pays the BRP
		v protiodchylce counter-imbalance	subjekt zúčtování platí operátorovi trhu BRP pays the Market Operator
	<0	v odchylce imbalance	subjekt zúčtování platí operátorovi trhu BRP pays the Market Operator
		v protiodchylce counter-imbalance	operátor trhu platí subjektu zúčtování Market Operator pays the BRP

Detailní popis stanovení zúčtovací ceny odchylky a protiodchylky je uveden v Příloze č. 8 vyhlášky č. 408/2015 Sb., o pravidlech trhu s elektřinou, v aktuálním znění.

A detailed description of the determination of the settlement price of the imbalance and counter-imbalance is given in Annex No. 8 to Decree No. 408/2015 Coll., On the rules of the electricity market, as amended.

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

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

soustavy či nebyla odebrána z elektrizační soustavy, přestože byla ve smlouvách sjednána.

Způsob stanovení zúčtovacích cen odchylky a protiodchylky pro jednotlivé vyhodnocovací intervaly je popsán v předchozí kapitole. Na základě zúčtování odchylek prováděného pro každý subjekt zúčtování za každý vyhodnocovací interval určuje operátor trhu výši platby subjektu zúčtování za odchylku v každém vyhodnocovacím intervalu. 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, přičemž 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 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.

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 2021 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.

to or consumed from the power system in breach of contracts.

The method of determining settlement prices of imbalance and counter-imbalance for specific evaluation interval is described in the previous chapter. Based on the settlement of imbalances performed for each balance responsible party for each evaluation interval, 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:

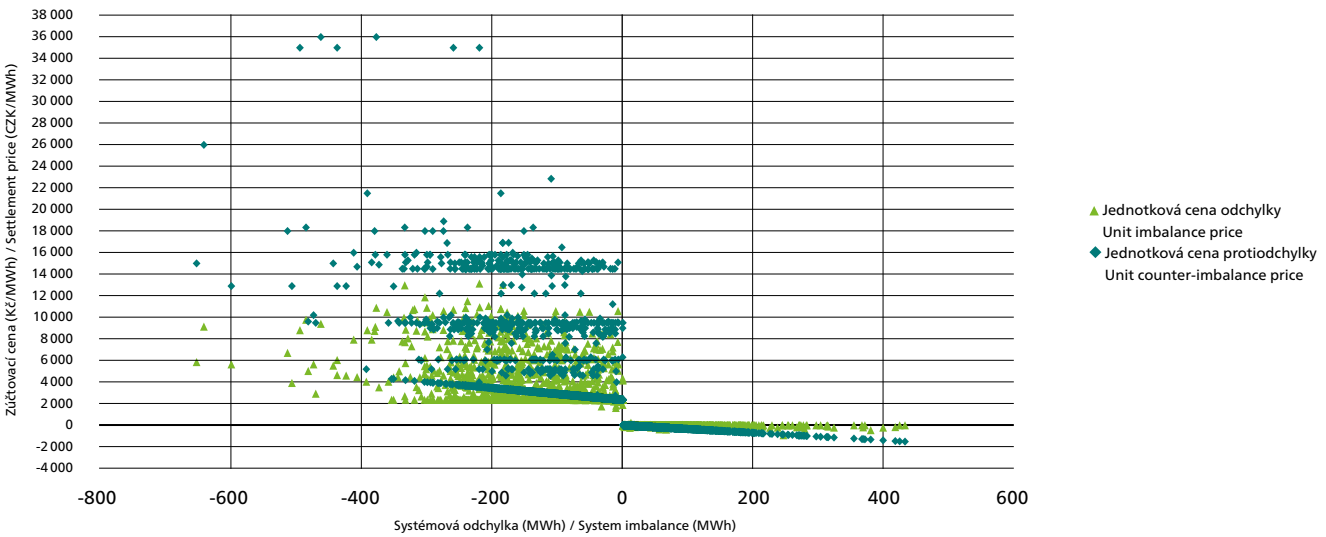
- daily settlement in the form of an advance payment,
- monthly settlement, in which advance payments from the daily settlement are reconciled and for which tax documents are issued, is carried out after the end of the calendar month,
- final monthly settlement carried out for all involved balance responsible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

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 2021 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.

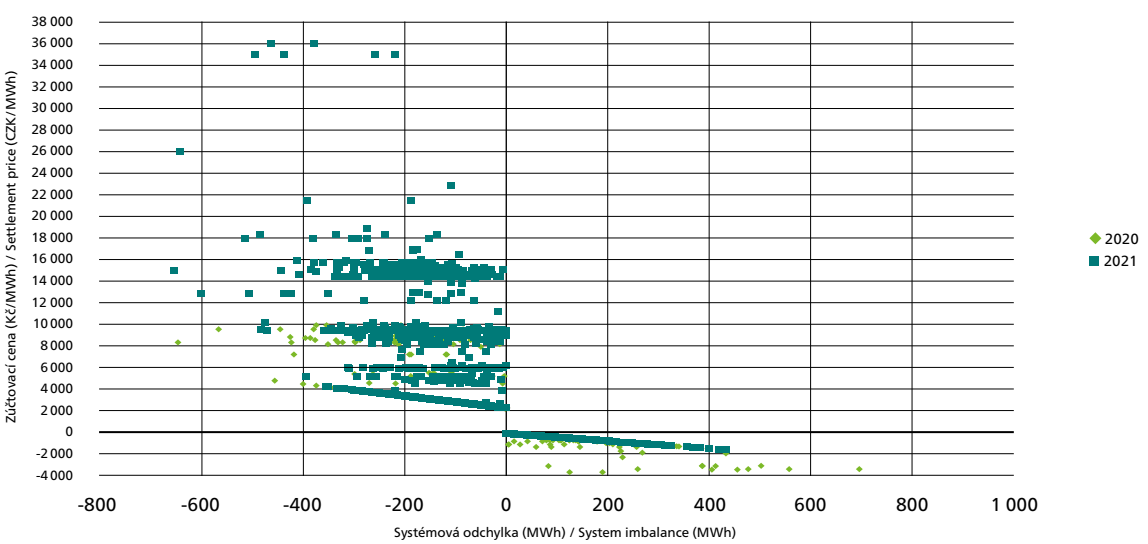
Obrázek 7 : Figure 7

Zúčtovací cena odchylky a protiodchylky v roce 2021
Settlement prices of imbalances and counter-imbalances in 2021



Obrázek 8 : Figure 8

Zúčtovací cena odchylky v letech 2020 a 2021
Settlement prices of imbalances in 2020 and 2021



Pro porovnání jsou na obrázku 8 zobrazeny hodnoty zúčtovací ceny odchylky za uplynulé dva roky (2020 a 2021). 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 (2020 and 2021). The chart illustrates a growing correlation between settlement prices and system imbalances corresponding to the ERO limit curve.

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
2019	-242,88	-3,36	2 408,04	2 989,79
2020	-289,61	-4,54	2 380,82	2 916,63
2021	-215,39	-1,92	2 643,23	4 279,44

Průměrná cena odchylek v letech 2019 až 2021 je uvedena v tabulce 1. V porovnání s předchozím rokem je patrné, že ve sledovaných případech se průměrné ceny při systémové odchylce kladné mírně snížily, naopak průměrné ceny při systémové odchylce záporné se významně zvýšily, a to zejména v případě záporné odchylky při záporné systémové odchylce, kdy se průměrná cena zvýšila meziročně v průměru o 1 362,81 Kč/MWh. Průměrná cena kladné odchylky při systémové odchylce kladné se snížila o 74,22 Kč/MWh, naopak průměrná cena protiodchylky, tzn. odchylky SZ ve směru opačném vůči systémové odchylce, se v případě kladné protiodchylky zvýšila o 262,39 Kč/MWh.

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.

Table 1 shows average prices of imbalances in 2019–2021. Compared to the previous year, it is clear that in the monitored cases the average prices for systemic imbalance decreased slightly, on the contrary, the average prices for systemic imbalance negatively increased significantly, especially in the case of negative imbalance with negative system imbalance, when the average price increased year-on-year on average by CZK 1,362.81/MWh. The average price of positive imbalance with systemic imbalance positive decreased by CZK 74.22/MWh, on the contrary, the average price of counter-imbalance, ie. imbalance of BRP in the opposite direction to system imbalance, in case of positive counter-imbalance increased by CZK 262.39/MWh.

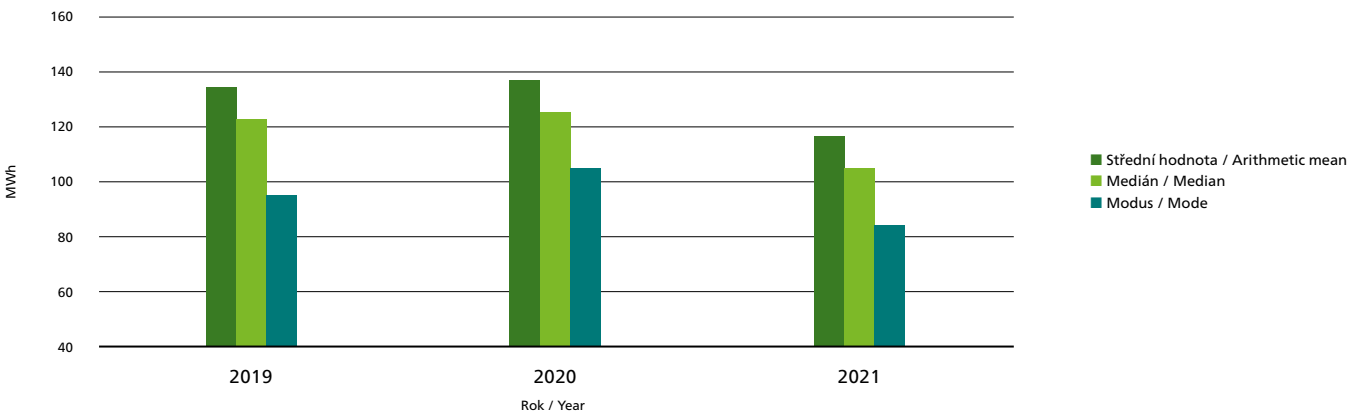
To assess the trend in BRP's imbalances and overall behaviour of balance responsible parties, the following statistical indicators were used:

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.

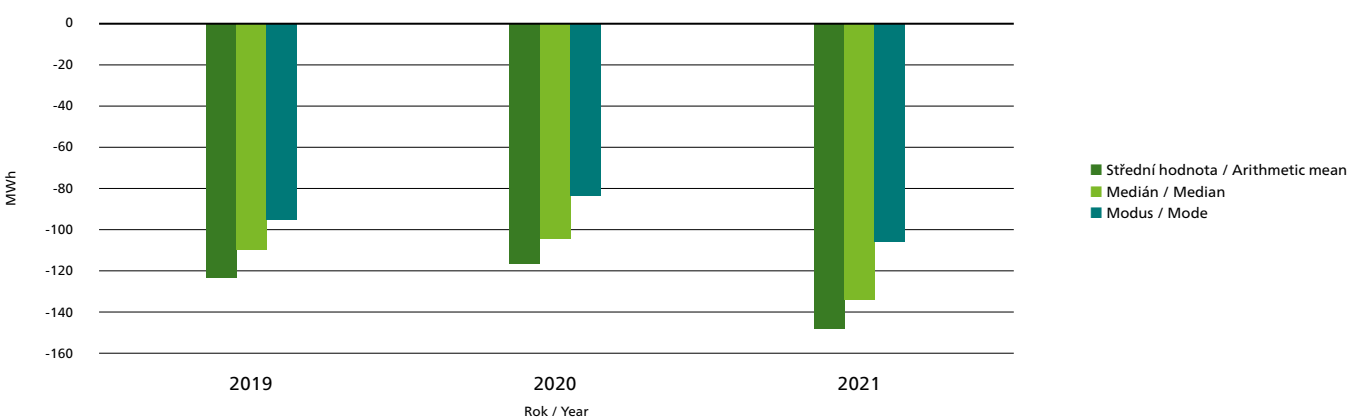
Obrázek 9 : Figure 9

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



Obrázky 9 a 10 prezentují statistické ukazatele kladných a záporných odchylek SZ za roky 2019 až 2021. Symetričnost těchto statistických ukazatelů se téměř nemění a pokračuje tak v trendu z posledních let.

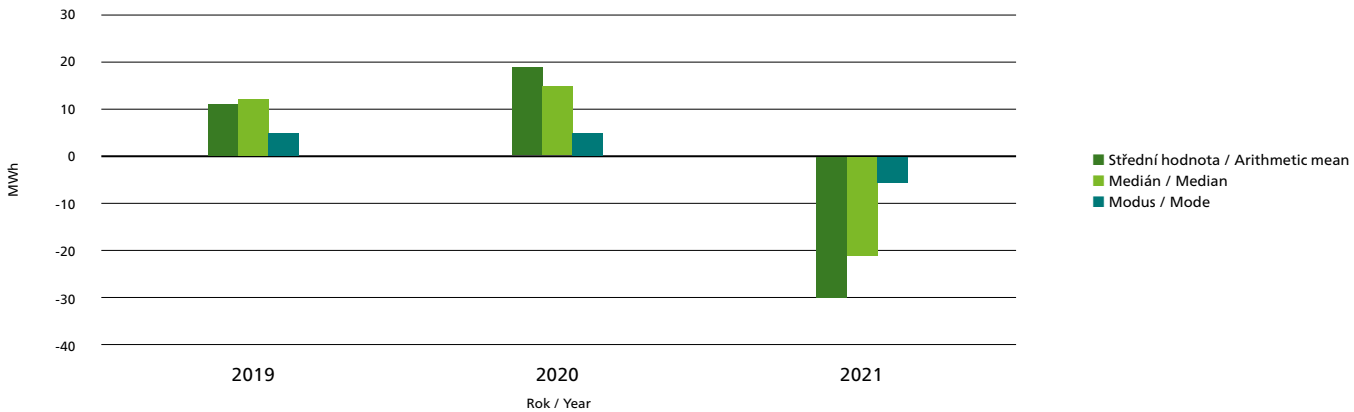
Vývoj symetrie u systémové odchylky je zobrazen na následujícím obrázku 11.

Figures 9 and 10 present statistical indicators of positive and negative imbalances of balance responsible parties in 2019–2021. The symmetry of the statistical indicators is almost unchanged, reflecting the trend of the past years.

Figure 11 below shows the trend in system imbalance symmetry.

Obrázek 11 : Figure 11

Statistické ukazatele systémové odchylky
Statistical indicators of system imbalances

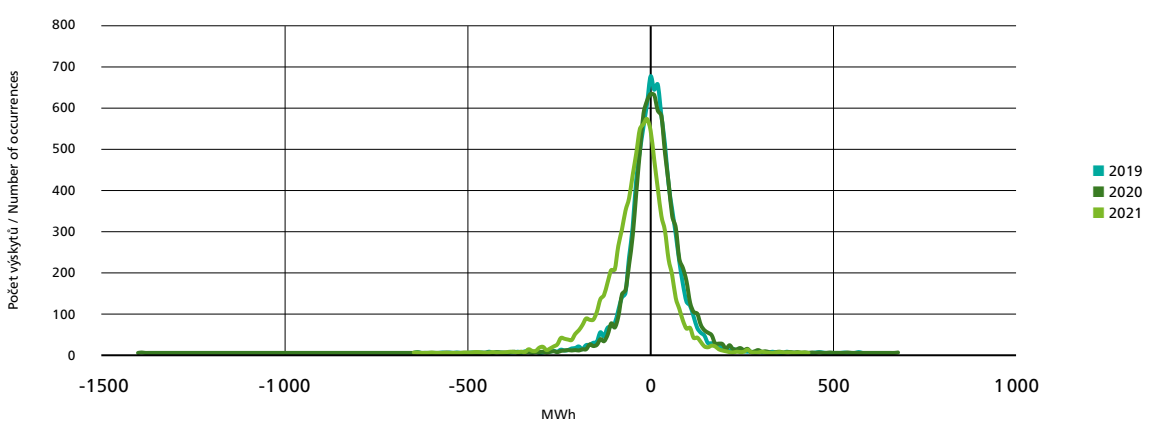


Na následujícím obrázku 12 je pak porovnána četnost výskytu velikosti systémové odchylky za 3 předcházející roky. Z grafu je patrné snížení četností velikosti systémové odchylky blížící se hodnotě „0" v roce 2021 a posun četností výskytu systémové odchylky do záporného směru.

The following Figure 12 then compares the incidence of systemic imbalance in the previous 3 years. The graph shows a decrease in the frequency of systemic imbalances approaching the value "0" in 2021 and a shift in the frequency of systemic imbalances in the negative direction.

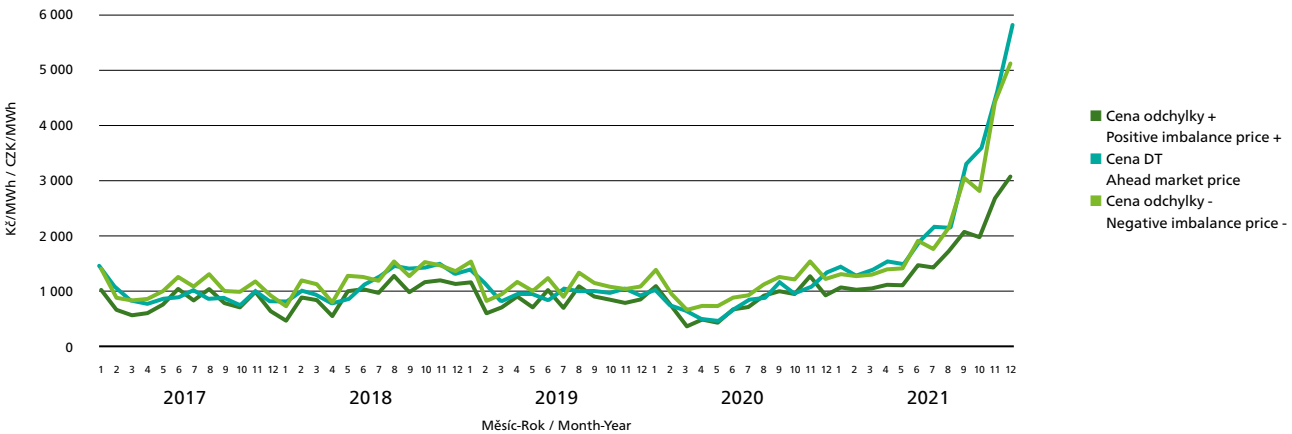
Obrázek 12 : Figure 12

Četnost velikosti systémové odchylky v letech 2019–2021
Frequency of system imbalance volumes in 2019–2021



Obrázek 13 : Figure 13

Průměrné měsíční ceny kladné a záporné odchylky a průměrné měsíční ceny z denního trhu v posledních 5 letech
Average monthly prices of positive and negative imbalances and average monthly prices on the day-ahead market in 2017–2021



Průběh průměrných měsíčních cen kladné a záporné odchylky a průměrné měsíční ceny z denního trhu v posledních pěti letech dokumentuje obrázek 13. Z grafického vyjádření porovnání vývoje těchto cen v uplynulém období je zřetelný výrazný nárůst cen elektřiny obchodované na denním trhu v druhé polovině roku 2021, což se promítlo i do zvýšených cen odchylky.

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. The graphical comparison of the development of these prices in the past period shows a clear increase in the prices of electricity traded on the day-ahead market in the second half of 2021, which was also reflected in the increased prices of the imbalance.

Celkové roční objemy odchylek a poskytnuté regulační energie

Elektřinu pro řešení stavů nerovnováhy v elektrizační soustavě ČR opatřuje provozovatel přenosové soustavy (PPS) jako regulační energii několika způsoby:

- aktivací podpůrných služeb (PpS) v ČR,
- prostřednictvím aktivace v rámci evropské platformy pro výměnu regulační energie,
- nákupem regulační energie ze zahraničí.

Celkovou bilanci objemů odchylek a objemů regulační energie zúčtovaných v OTE v roce 2021 ukazuje obrázek 14, odpovídající platby jsou znázorněny na obrázku 15.

Total annual volumes of imbalances and balancing energy provided

Electricity procured by the transmission system operator (TSO) to balance the transmission system of the Czech Republic is provided as balancing energy in several ways:

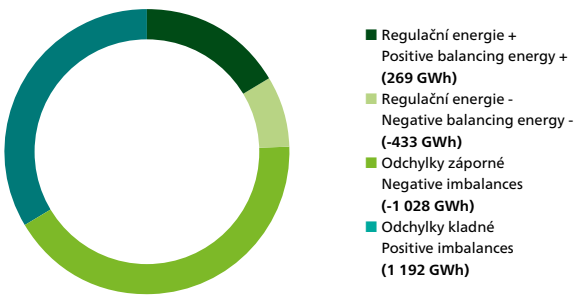
- by balancing capacity activation (AS) in the Czech republic;
- through activation within the European Platform for the Exchange of Balancing Energy;
- purchasing balancing energy from abroad.

The overall balance of the volumes of imbalances and the volumes of balancing energy settled in OTE in 2021 is shown in Figure 14, the corresponding payments are shown in Figure 15.

Obrázek 14 : Figure 14

Celkové roční objemy odchylek SZ a regulační energie (GWh) účtované v CS OTE v roce 2021

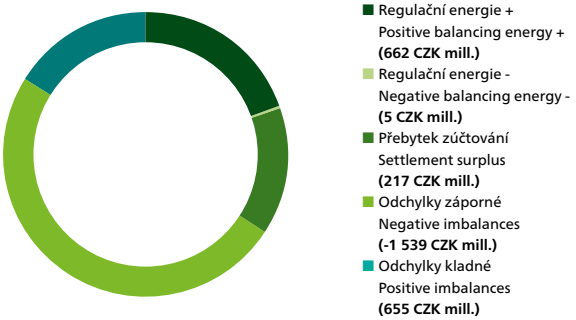
Total annual volumes of BRP's imbalances and balancing energy (in GWh) settled in CS OTE in 2021



Obrázek 15 : Figure 15

Celkové roční objemy plateb zaplacených nebo inkasovaných za odchylky a regulační energii v roce 2021 v mil. Kč

Total annual volumes of payments executed or collected for imbalances and balancing energy in 2021 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 patrné z obrázku 17.

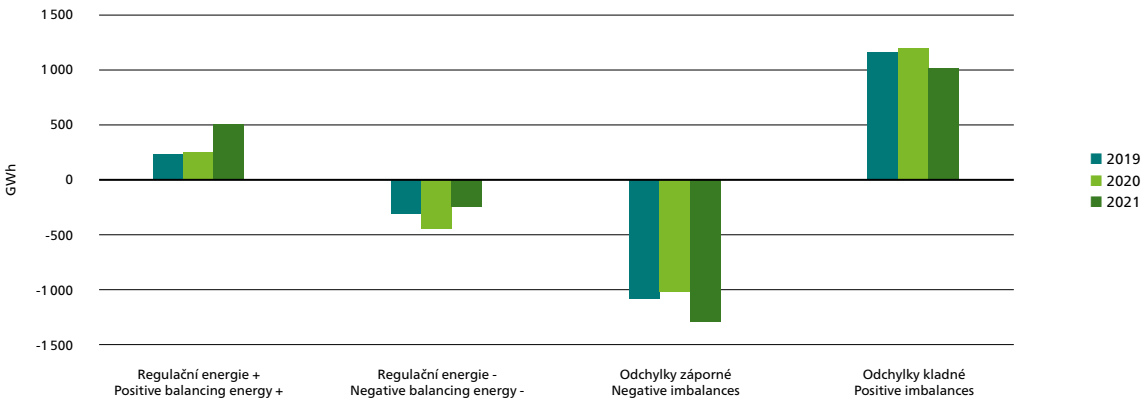
V roce 2021 se objem záporné odchylky SZ oproti roku 2020 zvýšil o 255 GWh a rovněž výdaje subjektů zúčtování za tento typ odchylky se meziročně zvýšily o téměř 2,5 mld. Kč. Objem kladné odchylky SZ se v roce 2021 snížil o téměř 171 GWh ve srovnání s předchozím rokem, ale i přes tuto skutečnost se platby za kladnou odchylku zvýšily přibližně o 620 mil. Kč proti roku 2020. Objem regulační energie využité pro vyrovnání záporné systémové odchylky se v roce 2021 mírně zvýšil (505 GWh v roce 2021 oproti 269 GWh v roce 2020), což se promítlo i do zvýšení nákladů na její pořízení – v roce 2020 činily 662 mil. Kč, v roce 2021 1,561 mld. Kč. Naopak objem regulační energie využité pro vyrovnání kladné systémové odchylky se v roce 2021 ve srovnání s předchozím rokem snížil o 190 GWh (433 GWh v roce 2020, 243 GWh v roce 2021), přičemž náklady subjektů zúčtování na pořízení tohoto typu regulační energie používané pro vyrovnání kladné systémové odchylky v roce 2021 činily cca 1,6 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.

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

In 2021 the volume of negative imbalances of balance responsible parties increased by 255 GWh and expenses incurred by BRPs for this type of imbalances increased by almost CZK 2.5 billion year-on-year. The volume of positive imbalances of BRPs in 2021 decreased almost by 171 GWh compared to the previous year, however, payments made by balance responsible parties for positive imbalances increased by approximately CZK 620 million in comparison to 2020. The volume of balancing energy used to compensate for the negative system imbalance increased slightly in 2021 (505 GWh in 2021 compared to 269 GWh in 2020), which was reflected in an increase in its acquisition costs - in 2020 they amounted to CZK 662 million, in in 2021 CZK 1.561 billion. Conversely, the amount of balancing energy used to offset positive system imbalances decreased by 190 GWh in 2021 compared to the previous year (433 GWh in 2020, 243 GWh in 2021), with clearing members' costs of acquiring this type of balancing energy used to offset positive system imbalances in 2021 amounted to approximately CZK 1.6 million. As in previous years, the expenditure on balancing energy used to offset the positive systemic imbalance was significantly lower than the expenditure on balancing energy used to offset the negative systemic imbalance.

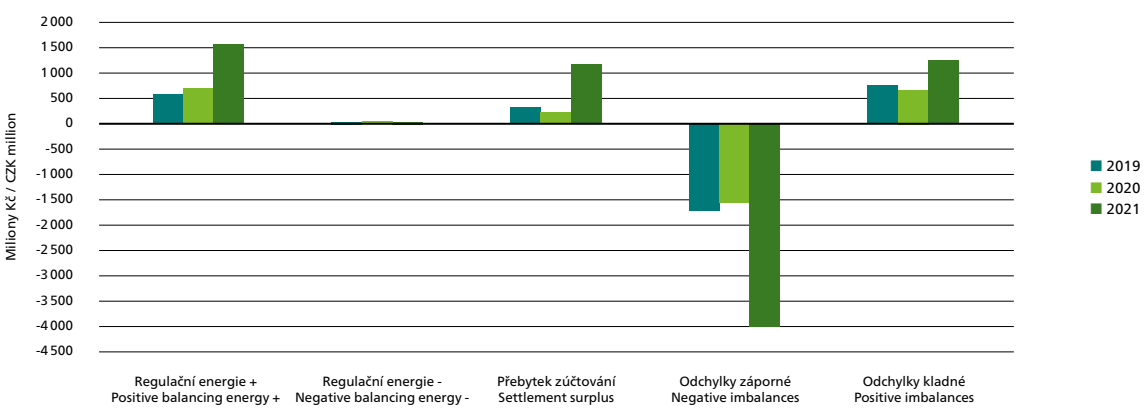
Obrázek 16 : Figure 16

Celkové roční objemy odchylek a regulační energie – srovnání uplynulých tří let
Frequency of system imbalance volumes comparing last three years



Obrázek 17 : Figure 17

Celkové roční objemy plateb za odchylky a regulační energii v letech 2019 - 2021
Total annual volumes of payments for imbalances and balancing energy in 2019–2021



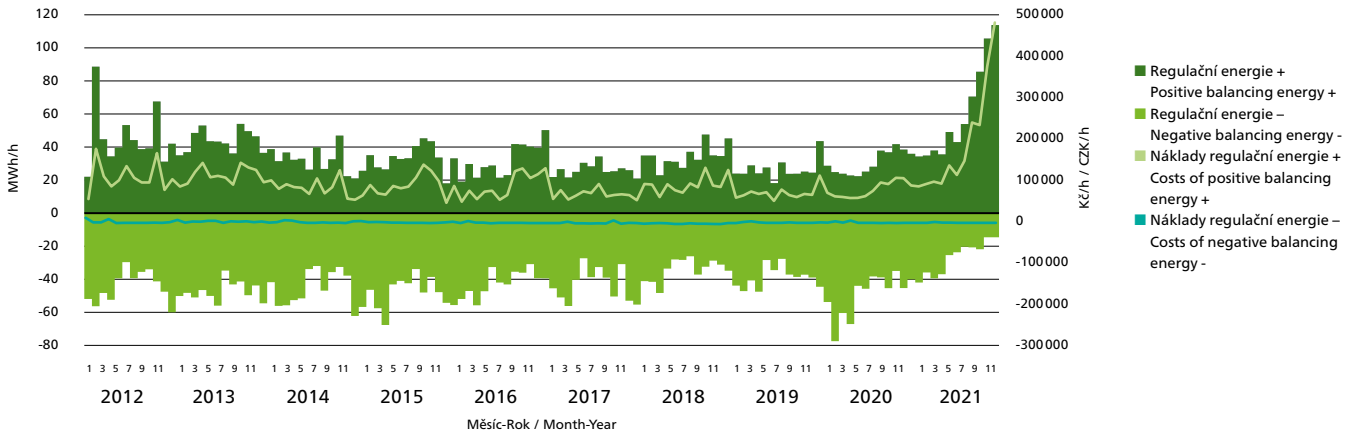
Saldo výdajů a příjmů subjektů zúčtování za odchylku v roce 2021 výrazně vzrostlo, a to o 1,8 mld. Kč oproti roku 2020. Poskytovatelům regulační energie bylo za regulační energii v roce 2021 vyplaceno téměř o 900 mil. Kč více než v roce předcházejícím. Přebytek zúčtování regulační energie v roce 2021 dosáhl 1,161 mld. Kč, což ve srovnání s předchozím rokem znamená jeho výrazné navýšení o přibližně 944 mil. Kč.

The balance of expenditures and revenues of balance responsible parties for imbalances increased significantly in 2021, by CZK 1.8 billion compared to 2020. Balancing energy providers were paid almost CZK 900 million more for balancing energy in 2021 than in the previous year. The surplus of settlement of balancing energy in 2021 reached CZK 1.161 billion, which means a significant increase of approximately CZK 944 million compared to the previous year.

Obrázek 18 : Figure 18

Vývoj průměrných hodinových plateb za poskytnutou regulační energii a průměrného hodinového objemu využité regulační energie v jednotlivých měsících v letech 2012–2021

Average hourly payments paid for balancing energy rendered and average hourly volumes of utilized balancing energy in specific months in 2012–2021



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 2012 až 2021.

Figure 18 documents the trend in average hourly payments for positive and negative balancing energy rendered. The chart also shows average hourly volumes of provided balancing energy in specific months of 2012 to 2021.

Změna dodavatele

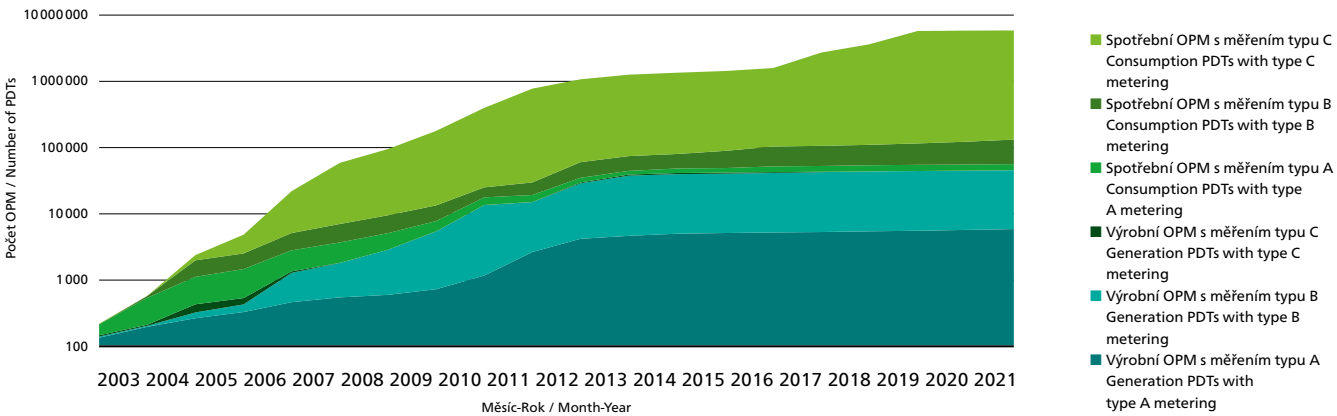
Od 1. 1. 2006 je trh s elektřinou v ČR otevřen všem odběratelům, každý z nich si může vybrat dodavatele elektřiny podle svého rozhodnutí. V Centrálním systému operátora trhu (CS OTE) je každá změna dodavatele vztažena ke konkrétnímu odběrnému místu (OPM), tj. k měřenému místu, kde dochází k předání a převzetí elektřiny mezi dvěma účastníky trhu, resp. k odběru elektrické energie. V centrálním systému operátora trhu bylo na konci roku 2021 registrováno téměř 6,2 mil. odběrných míst elektřiny připojených do české elektrizační soustavy. 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 a jejich registrace v CS OTE je znázorněn na obrázku 19.

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. At the end of 2021, almost 6.2 million electricity consumption points connected to the Czech electricity system were registered in the central system of the Market Operator. 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 and their registration 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 změn dodavatele elektřiny uskutečněných v daném roce a měsíci.

V roce 2021 bylo v systému operátora trhu registrováno 1 009 477 změn dodavatele elektrické energie na jednotlivých OPM, zájem o změnu dodavatele elektřiny se tak stále drží na vysokých hodnotách. Statistické údaje o počtu změn dodavatele v roce 2021 jsou však významně ovlivněny nárůstem počtu změn dodavatele v posledním čtvrtletí tohoto roku vyvolaným převody odběrných míst zákazníků z režimu dodavatele poslední instance do režimu standardních dodávek, neboť tyto převody odběrných míst zákazníků z režimu dodavatele poslední instance do režimu standardních dodávek jsou rovněž považovány za změnu dodavatele.

Table 2 indicates the number of changes of electricity supplier made in a given year and month

In 2021, 1.009.477changes of electricity supplier on individual PDTs were registered in the Market Operator's system, so interest in changing electricity suppliers remains high. However, statistics on the number of supplier changes in 2021 are significantly affected by the increase in supplier changes in the last quarter of this year caused by customer points of delivery transfers from the supplier's last resort mode to standard delivery mode, as these customer point points deliveries from the supplier's last resort mode to the standard delivery regime are also considered a change of supplier.

Tabulka 2 : Table 2

Počet uskutečněných změn dodavatele elektřiny
Number of executed changes of electricity supplier

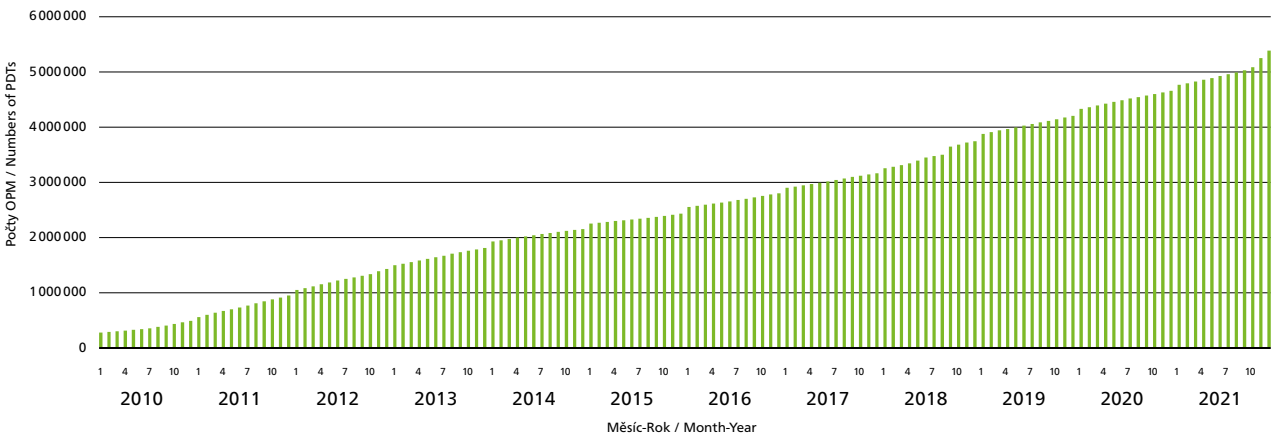
Měsíc / Month	Počet uskutečněných změn dodavatele elektřiny / Number of executed changes of electricity supplier Rok / Year			
	2003 - 2018	2019	2020	2021
Leden / January	843 923	128 928	124 110	106 510
Únor / February	228 577	32 056	29 338	27 722
Březen / March	234 474	31 097	31 806	30 671
Duben / April	250 161	24 762	32 198	30 401
Květen / May	241 184	28 282	30 066	30 345
Červen / June	251 685	30 790	31 000	36 745
Červenec / July	234 710	30 084	29 875	33 513
Srpen / August	238 259	28 439	25 306	30 310
Září / September	365 309	27 443	27 305	37 248
Říjen / October	254 991	27 945	27 785	55 402
Listopad / November	266 296	31 306	29 366	362 274
Prosinec / December	252 757	29 565	27 926	228 336
Celkem / Total	**3 662 326**	**450 697**	**446 081**	**1 009 477**
Celkem 2003–2021 / Total in 2003-2021		**5 568 581**		

Situace na trhu s elektřinou v druhé polovině roku 2021, zejména rostoucí ceny komodity na organizovaných krátkodobých trzích, což mj. dokumentuje např. obrázek 13, způsobily, že několik významných dodavatelů elektřiny již nebylo schopno pokračovat v zajištění dodávek elektřiny svým zákazníkům a ukončilo svou dodavatelskou činnost. V průběhu října 2021 ukončilo své aktivity na trhu s elektřinou 5 společností ze skupiny Bohemia Energy (BOHEMIA ENERGY entity s.r.o., COMFORT ENERGY s.r.o., Energie ČS, a.s., Europe Easy Energy a.s. a X Energie, s.r.o.), a společnost Kolibřík energie, a.s., v listopadu společnost Ray Energy a.s., a v prosinci pak společnosti Microenergy s.r.o., a společnost Český Energetický Dodavatel a.s., a to z důvodu pozbytí možnosti těchto obchodníků dodávat elektřinu svým zákazníkům nebo neschopnosti zajistit plnění finančních podmínek zúčtování odchylek. Zákazníci, kterým výše uvedené společnosti dodávaly elektřinu, byli převedeni k dodavateli poslední instance nebo si vybrali jiného dodavatele ve zrychleném režimu změny dodavatele. Dodavatel poslední instance je nástrojem, který chrání spotřebitele v případě úpadku jakéhokoliv dodavatele energií, přičemž má zákonnou povinnost dodávat elektřinu zákazníkovi nejdéle po dobu 6 měsíců. Kdykoliv během této doby si dotčení zákazníci musí vybrat nového řádného dodavatele a s ním uzavřít novou smlouvu o standardní dodávce elektřiny. K dodavateli poslední instance bylo v roce 2021 převedeno celkem 628 526 odběrných míst elektřiny.

The situation on the electricity market in the second half of 2021, especially rising commodity prices on organized short-term markets, as documented in Figure 13, among other things, meant that several major electricity suppliers were no longer able to continue to supply electricity to their customers and ended their activity. During October 2021, 5 companies from the Bohemia Energy group terminated their activities on the electricity market (BOHEMIA ENERGY entity s.r.o., COMFORT ENERGY s.r.o., Energie ČS, a.s., Europe Easy Energy a.s. and X Energie, s.r.o.), and Kolibřík energie, a.s., in November the company Ray Energy a.s., and in December the company Microenergy s.r.o., and the company Český Energetický Supplier a.s., due to the loss of the possibility of these traders to supply electricity to their customers or the inability to ensure compliance with the financial conditions of imbalances settlement. Customers to whom the above companies supplied electricity were transferred to a supplier of last resort or chose another supplier in an accelerated change of supplier mode. The supplier of last resort is a tool that protects consumers in the event of the bankruptcy of any energy supplier, and has a legal obligation to supply electricity to the customer for a maximum of 6 months. At any time during this period, the customers concerned must choose a new regular supplier and enter into a new standard electricity supply contract with them. In 2021, a total of 628,526 points of electricity delivery was transferred to the supplier of last resort.

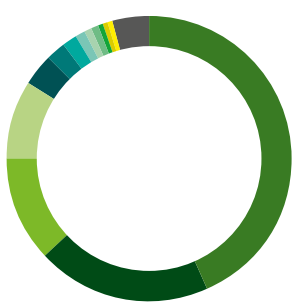
Obrázek 20 : Figure 20

Kumulovaný nárůst počtů změn dodavatele (údaje k 31. 12. 2021)
Cumulated number of registered changes of supplier (data as available at 31 December 2021)



Obrázek 21 : Figure 21

Podíl dodavatelů na počtu OPM k 31. 12. 2021
Shares of suppliers in the number of PDTs at 31 December 2021



- ČEZ Prodej, a. s. **(43,44 %)**
- E.ON Energie, a. s. **(19,62 %)**
- Pražská energetika, a. s. **(11,94 %)**
- innogy Energie, s.r.o **(9,08 %)**
- CENTROPOL ENERGY, a. s. **(3,61 %)**
- MND, a. s. **(2,05 %)**
- ČEZ ESCO, a. s. **(1,69 %)**
- Pražská plynárenská, a. s. **(1,23 %)**
- LAMA energy, a. s. **(0,88 %)**
- EP ENERGY TRADING, a. s. **(0,76 %)**
- eYello CZ, k. s. **(0,67 %)**
- Dobrá Energie s. r. o. **(0,53 %)**
- ARMEX ENERGY s. r. o. **(0,52 %)**
- Ostatní dodavatelé elektřiny (s podílem OPM pod 0,5 %) / Other BRPs (with shares PDTs below 0.5%) **(3,96 %)**

Obrázek 22 : Figure 22

Podíly jednotlivých SZ na spotřebě elektřiny v ČR za rok 2021 (graf zobrazuje jen SZ s podílem vyšším než 1 %)
Shares of specific BRPs in electricity consumption in CR in 2021 (the chart shows only BRPs with shares larger than 1%)

- ČEZ Prodej, a. s. **(34,46 %)**
- E.ON Energie, a. s. **(15,52 %)**
- Pražská energetika, a. s. **(8,77 %)**
- innogy Energie, s. r. o. **(6,06 %)**
- EP ENERGY TRADING, a. s. **(3,87 %)**
- BOHEMIA ENERGY entity, s. r. o. **(3,08 %)**
- ČEZ, a. s. **(3 %)**
- Slovenské elektrárne Česká republika, s. r. o. **(2,88 %)**
- Pražská plynárenská, a. s. **(2,66 %)**
- Veolia Komodity ČR, s. r. o. **(2,59 %)**
- Lumius, spol. s r. o. **(2,1 %)**
- Amper Market, a. s. **(2,1 %)**
- CENTROPOL ENERGY, a. s. **(2,04 %)**
- CARBOUNION BOHEMIA, spol. s r. o. **(1,52 %)**
- ENGIE Energy Management CZ, s. r. o. **(1,49 %)**
- MND a. s. **(1,39 %)**
- Ostatní / Others **(6,49 %)**

Ze statistiky počtu změn dodavatele evidovaných v Centrálním systému operátora trhu lze vypozorovat, že podobně jako v minulých letech i v roce 2021 spotřebitelé hojně využívali možnosti změnit si svého dodavatele elektřiny. Tradičně se nejvíce změn dodavatele uskutečňuje k 1. 1., ale i v ostatních měsících je patrná snaha dodavatelů získat další zákazníky, což potvrzuje poměrně rovnoměrné rozložení počtu změn dodavatele během roku. Kumulovaný počet uskutečněných změn dodavatele registrovaných v systému operátora trhu od roku 2010 je znázorněn na obrázku 20.

Obrázek 21 ukazuje přibližný podíl dodavatelů elektřiny na počtu odběrných a předacích míst v elektroenergetice k 31. 12. 2021.

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 2021 po zohlednění předání odpovědností za odchylky v odběrných místech mezi jednotlivými dodavateli a příslušnými SZ.

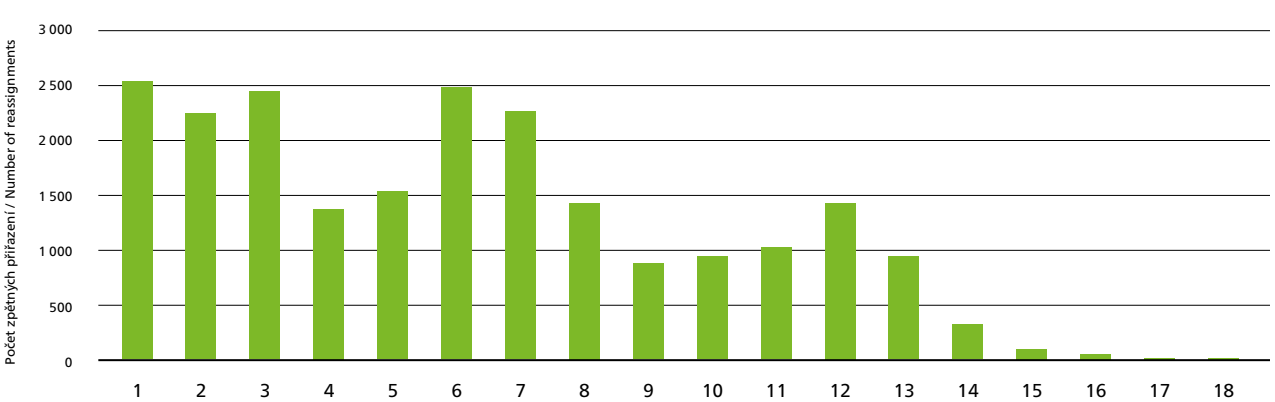
From the statistics on the number of supplier changes registered in the Central System of the Market Operator, it can be seen that, as in previous years, in 2021 consumers made extensive use of the opportunity to change their electricity supplier. Traditionally, most supplier changes take place on 1 January, but in other months the suppliers' efforts to acquire additional customers are evident, which confirms the relatively even distribution of the number of supplier changes during the year. The cumulative number of changes made to the supplier registered in the Market Operator's system since 2010 is shown in the figure 20.

Figure 21 shows approximate shares of electricity suppliers in the number of points of delivery/transfer in the power sector as at 31 December 2021.

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 2021 after taking into account transfer of responsibility for imbalances at points of delivery between suppliers and relevant BRPs.

Obrázek 23 : Figure 23

Počet zpětných přiřazení dodavatele k odběrnému místu v roce 2021 dle délky období (1 až 18 dnů), v němž ke zpětnému přiřazení dodavatele došlo
Number of supplier reassignments to the point of delivery in 2021 according to the length of the period (1 to 18 days) in which the supplier reassignment took place



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 2021 byl tento postup řešící registraci nenavazující dodávky uplatněn operátorem trhu u 19 987 odběrných míst. Z obrázku 23 je patrné, že v roce 2021 bylo z hlediska období trvání přetržky rozložení těchto případů poměrně rovnoměrné.

Účastníci trhu s elektřinou

Na trhu s elektřinou působí aktivně tito licencovaní účastníci:

- subjekt zúčtování (SZ),
- dodavatel,
- 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.

Tabulka 3 znázorňuje počet registrovaných účastníků trhu s elektřinou podle typu účastníka ke dni 31. 12. 2021 a meziroční změnu oproti dni 31. 12. 2020.

According to the Energy Act, as of 1 January 2016, the consumption of electricity without an imbalance settlement contract or a contract the subject of which is the transfer of responsibility for imbalance to a balance responsible party lasting longer than 10 working days is considered unauthorized electricity consumption. If there is a change of supplier for points of delivery registered with the Market Operator, from 1 January 2016, according to valid legal regulations, this new supplier and the relevant balance responsible party in the Market Operator's information system are also assigned to the customer's point of delivery. working days, if during this period the given point of transfer does not have a registered supplier with the Market Operator. In 2021, this procedure dealing with the registration of non-consecutive deliveries was applied by the Market Operator at 19,987 points of delivery. Figure 23 shows that in 2021 the distribution of these cases was relatively even in terms of the duration of the break.

Electricity market participants

The following licenced participants take an active part in the electricity market:

- Balance responsible party (BRP),
- Supplier,
- Balancing energy provider,
- 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 allowed to trade on short-term electricity markets.

Table 3 shows the number of registered electricity market participants by type of participant as at 31 December 2021 and the year-on-year change compared to 31 December 2020.

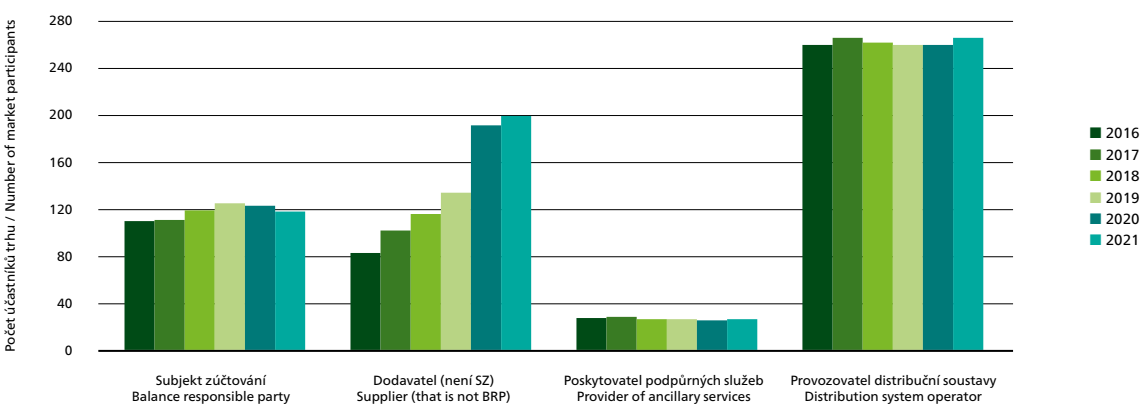
Tabulka 3 : Table 3

Počet účastníků trhu s elektřinou ke dni 31. 12. 2021
Number of electricity market participants at 31 December 2021

Typ účastníka / Type of participant	Počet k 31. 12. 2021 Number at 31 December 2021	Meziroční změna Year-on-year change
Subjekt zúčtování / Balance responsible party	117	-5
Dodavatel / Supplier	198	+8
Poskytovatel podpůrných služeb / Provider of ancillary services	26	+1
Provozovatel distribuční soustavy / Distribution system operator	264	+6
Provozovatel přenosové soustavy / Transmission system operator	1	0

Obrázek 24 : Figure 24

Počet účastníků na trhu s elektřinou registrovaných u OTE v letech 2016–2021
Number of electricity market participants registered with OTE in 2016–2021



Rozálie Pecánková, 10 let/years

Tatínek pracuje na OTE, něco dělá s plynem, hodně s ním jezdíme na kole a hrajeme si / Daddy works for OTE, he does something with gas, we ride our bicycles and play a lot

Trh s plynem
Gas Market

Rok 2021 byl jedenáctým rokem, 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.

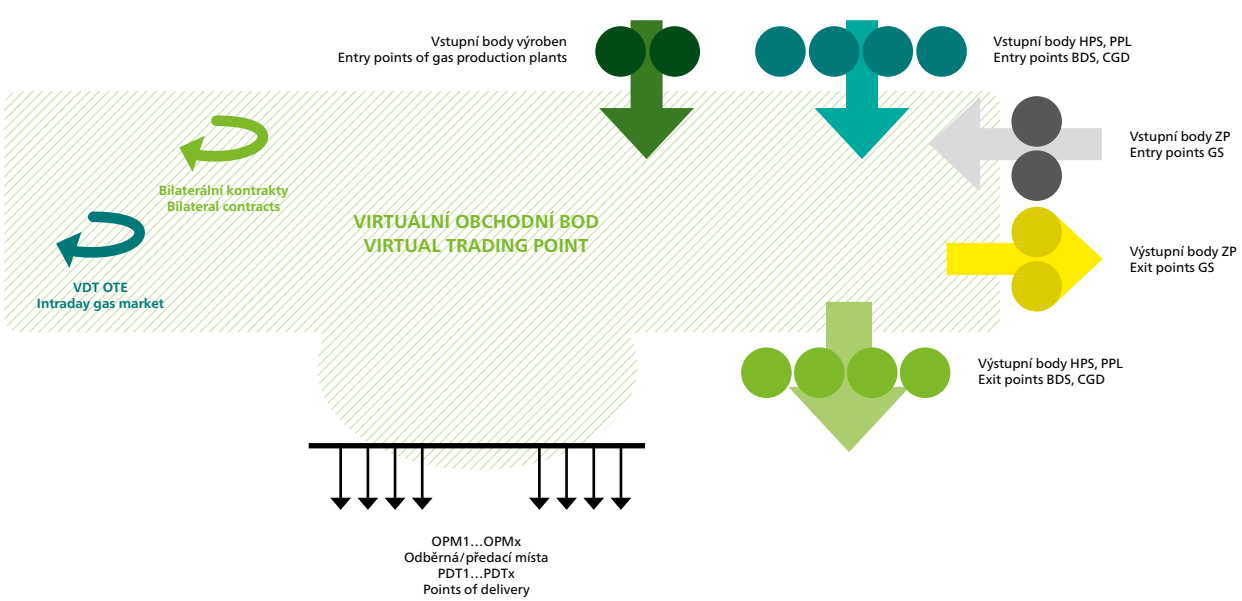
Celá ČR tvoří jednu bilanční zónu, tzv. virtuální obchodní bod (VOB), kde jsou všechny obchody s plynem registrovány (vyjma starých tranzitních smluv, pro které neplatí princip Entry-Exit), jak znázorňuje obrázek 25.

2021 was the eleventh 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[4],
- 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[5],
- 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

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[4],
- 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[5],
- 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

[4]/ *Nominace přepravy do odběrných míst zákazníků přímo připojených k přepravní soustavě s rezervovanou kapacitou nižší než 5 000 MWh/den se nepodává*

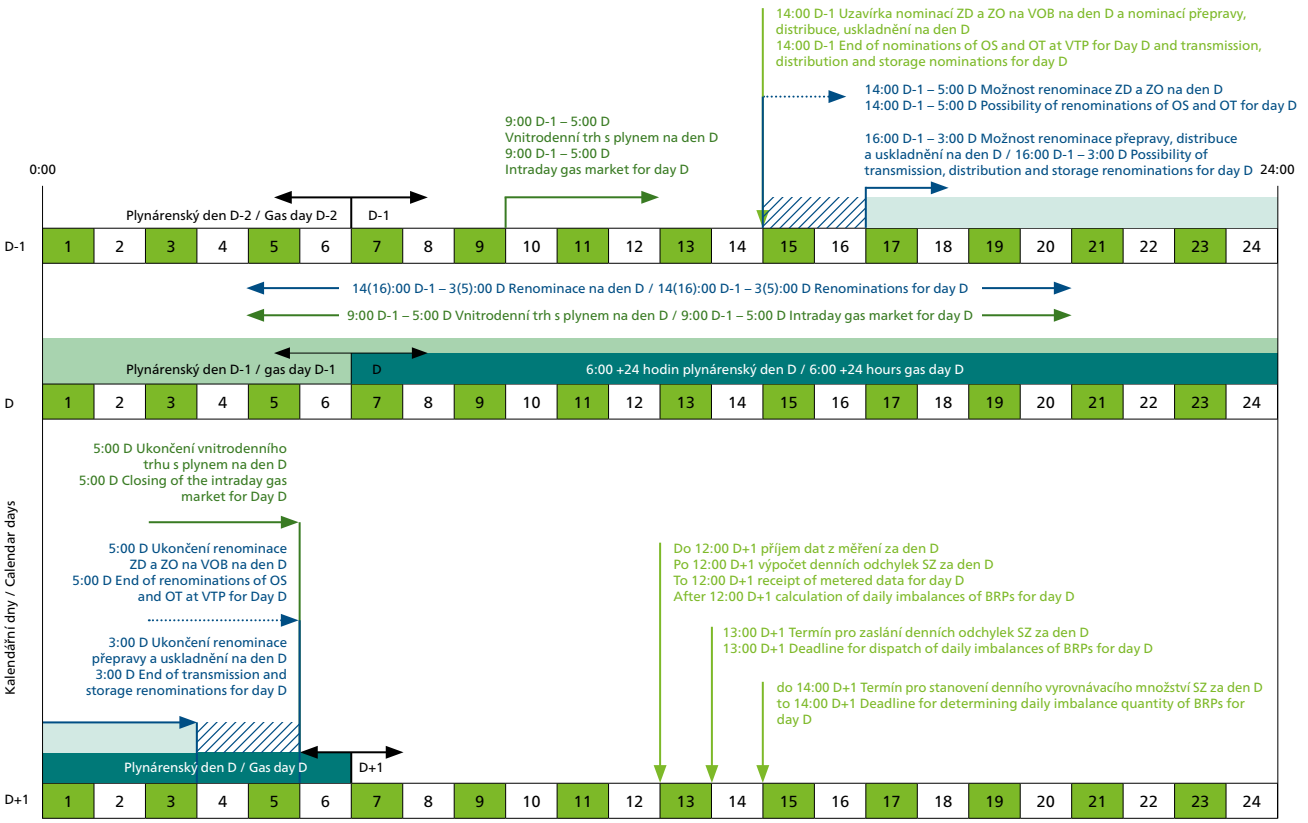
[5]/ *Nominace přepravy a distribuce plynu k zákazníkům není uplatňována vzhledem k tomu, že celá plynárenská soustava ČR tvoří jednu bilanční zónu (VOB)*

[4]/ *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*

[5]/ *Transmission nomination and gas distribution to customers do not apply since the entire gas system of the Czech Republic is a single balancing zone (VTP)*

Obrázek 26 : Figure 26

Časové uspořádání trhu s plynem platné pro rok 2022
Gas market schedule in effect for 2022



neboli opravné nominace svých závazků. Nominuje se najednou množství na celý jeden plynárenský den[6]. Obrázek 26 ukazuje časové uspořádání trhu s plynem v ČR platné pro rok 2021 z pohledu vybraných činností OTE.

obligations. The quantity for one whole gas day shall be always nominated at once[6]. Figure 26 shows the gas market schedule in the Czech Republic in terms of OTE's selected activities that is in effect for 2021.

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

[6]/ 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

Dvoustranné obchodování

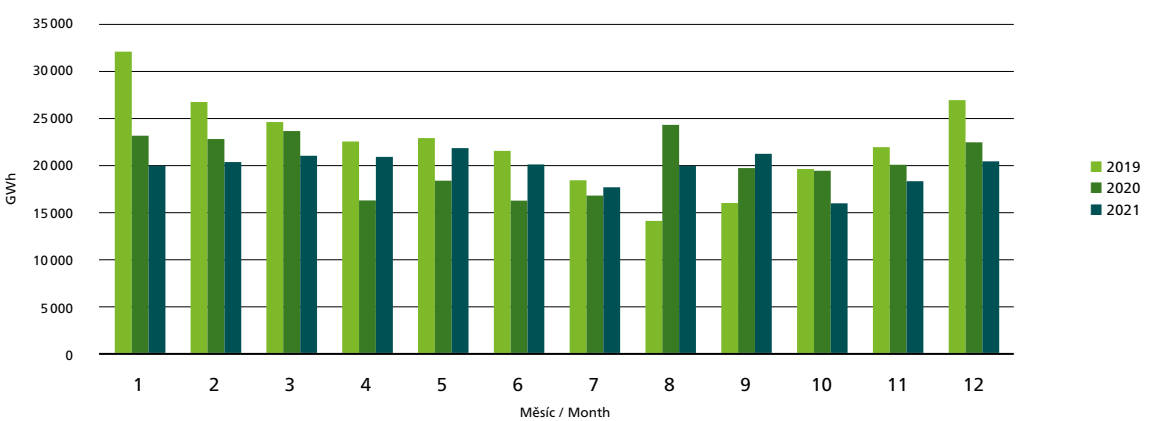
Pro výměnu plynu mezi subjekty zúčtování byly i v roce 2021 nejvíce využívány závazky dodat a odebrat ve formě dvoustranných kontraktů. Dvoustranné kontrakty nemají stejně jako obchody na krátkodobém trhu s plynem fyzikální odraz v soustavě. Při jejich realizaci nedochází k toku plynu, jen se virtuálně 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 2019 až 2021 jsou znázorněny po jednotlivých měsících na obrázku 27. Celkové množství takto zobchodovaného plynu v roce 2021 bylo 235 726 GWh (v roce 2020: 241 282 GWh). Obchodování prostřednictvím krátkodobého trhu s plynem v roce 2021 se podrobněji věnuje kapitola Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou a plynem.

Bilateral trading

In 2021, 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 2019–2021 are shown for specific months in Figure 27. The total volume of gas traded in this way in 2021 was 235,726 GWh (in 2020: 241,282 GWh). Trading on the short-term gas market in 2021 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 2019 – 2021
Volumes of bilateral contracts (in GWh) registered in OTE system in 2019 – 2021



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 složeno 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

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.

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 trasou[7]. Nezávislost vstupních a výstupních kapacit vůči sobě navzájem je podporována existencí virtuálního obchodního bodu, který se nachází mezi všemi vstupními a výstupními body plynárenské soustavy. Na tomto virtuálním obchodním bodě může obchodník dovezený plyn okamžitě prodat, nebo naopak nakoupit těsně před jeho vývozem. V tomto systému mohou být také jednoduše měněna vlastnická práva k plynu, což napomáhá obchodování na 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 2021 v porovnání s roky 2019 a 2020 (bez toku tranzitním plynovodem Gazela[8], 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 2021 bylo 229 246 GWh (v roce 2020: 240 928 GWh), celkové množství

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[7]. The independence of input and output capacities from each other is supported by the existence of a virtual trading point, which is located between all entry and exit points of the gas system. At this virtual trading point, the trader can immediately sell the imported gas or, conversely, buy it just before its export. In this system, ownership rights to gas can also be easily changed, which helps trading in the gas market.

Gas transmission using the Entry – Exit model is carried out either by clearing members or by foreign participants that are not clearing members in the sense of the Energy Act (so-called net transitors). Since 2013, the OTE system has been registering the amount of gas transported and stored using the Entry – Exit model of all transporting traders.

Figure 28 shows the amount of imported and exported gas to/from the Czech gas system using the Entry – Exit model (domestic and transit transmission) via border transfer stations and cross-border gas pipelines in individual months of 2021 compared to 2019 and 2020 (without the Gazela[8], transit pipeline, which is excluded from third party access). The values of imports and exports correspond to the values of concluded cross-border trades and may not respect the actual physical flows of gas. The total amount of imported gas in 2021 was 229.246 GWh (in 2020: 240.928 GWh), the

[7]/ 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.

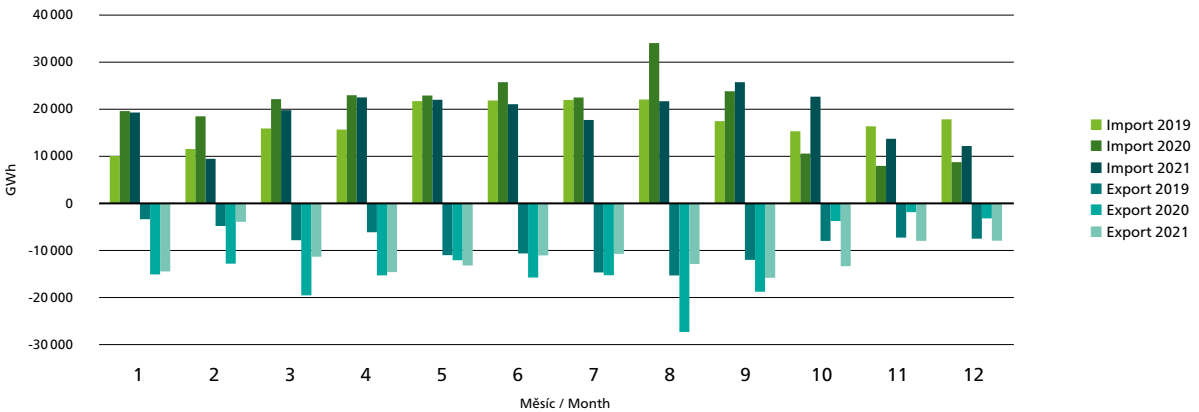
[8]/ Plynovod Gazela je vlastněn společností BRAWA, a.s., a provozován společností NET4GAS, s.r.o.

[7]/ 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

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

Obrázek 28 : Figure 28

Množství importovaného a exportovaného plynu v jednotlivých měsících let 2019–2021
Volumes of imported and exported gas in specific months of 2019–2021



exportovaného plynu bylo 136 972 GWh (v roce 2020: 160 529 GWh).

Obrázek 29 ukazuje celkovou obchodní bilanci plynárenské soustavy včetně tranzitních toků (opět bez přepravy plynovodem Gazela) za rok 2021. 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).

Služba TRU (Trading Region Upgrade), kterou poskytovali v roce 2018 a 2019 provozovatelé rakouské a české přepravní soustavy Gas Connect Austria a NET4GAS pro obchodní propojení české a rakouské přepravní soustavy i bez existence přímé fyzické přepravní infrastruktury[9] mezi oběma zeměmi, nebyla v roce 2021 poskytována.

total amount of exported gas was 136.972 GWh (in 2020: 160.529 GWh.

Figure 29 shows the overall trade balance of the gas system, including transit flows (again without transportation through the Gazela pipeline) for 2021. The figure shows that the largest volumes of gas flows are realized on the border with Germany (entry CZ-DE profile) and a significant amount of gas is also delivered on the territory of Slovakia (profile Exit CZ – SK).

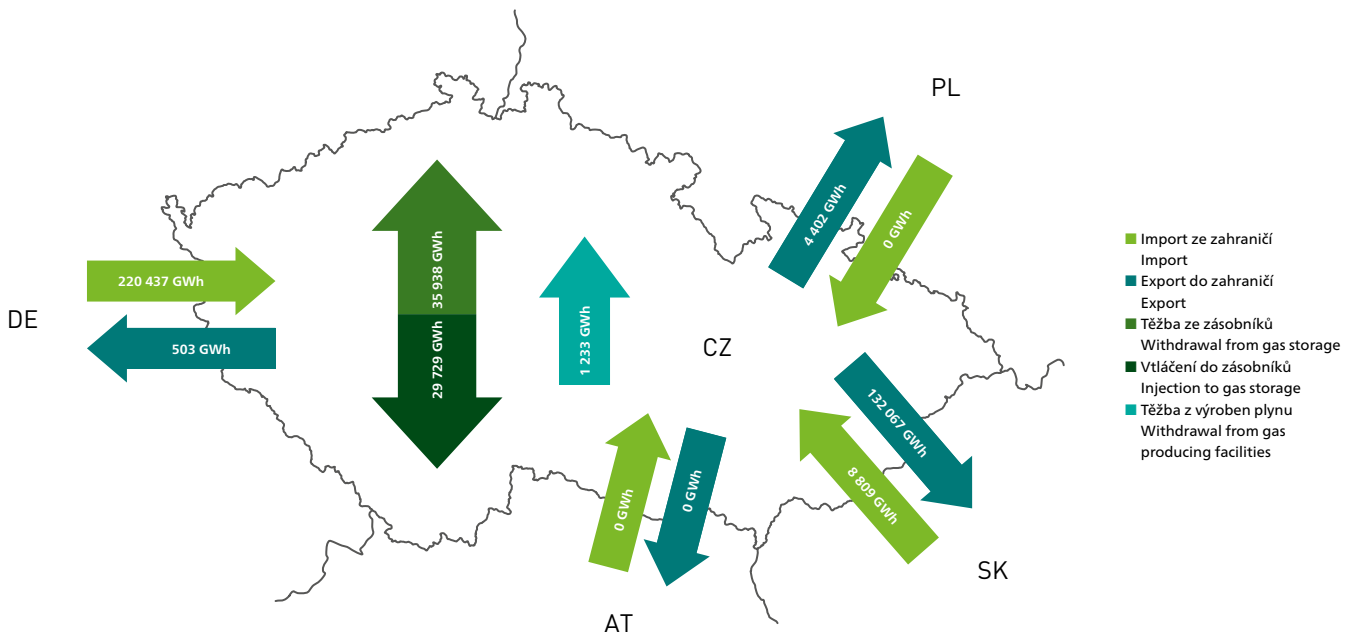
The TRU (Trading Region Upgrade) service, provided in 2018 and 2019 by the Austrian and Czech transmission system operators Gas Connect Austria and NET4GAS for the business interconnection of the Czech and Austrian transmission systems even without the existence of direct physical transmission infrastructure[9] between the two countries, was not provided in 2021.

[9]/ 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. Nicméně, tento bod nebyl v roce 2021 využit pro distribuci plynu do Rakouska.

[9]/ 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. However, this point was not used in 2020 for the distribution of gas to Austria.

Obrázek 29 : Figure 29

Množství plynu vstupujícího/vystupujícího do/z plynárenské soustavy ČR v roce 2021
Volumes of gas supplied to/taken from the Czech gas system in 2021



Těžba a vtláčení

Plyn lze na rozdíl od elektřiny efektivně skladovat. Ke konci roku 2021 se nacházelo na území ČR celkem devět zásobníků plynu (ZP), přičemž celková obchodní kapacita zásobníků plynu provozovaných v rámci české plynárenské soustavy[10] činila přibližně 3,5 mld. m³. 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.

Withdrawal and injection

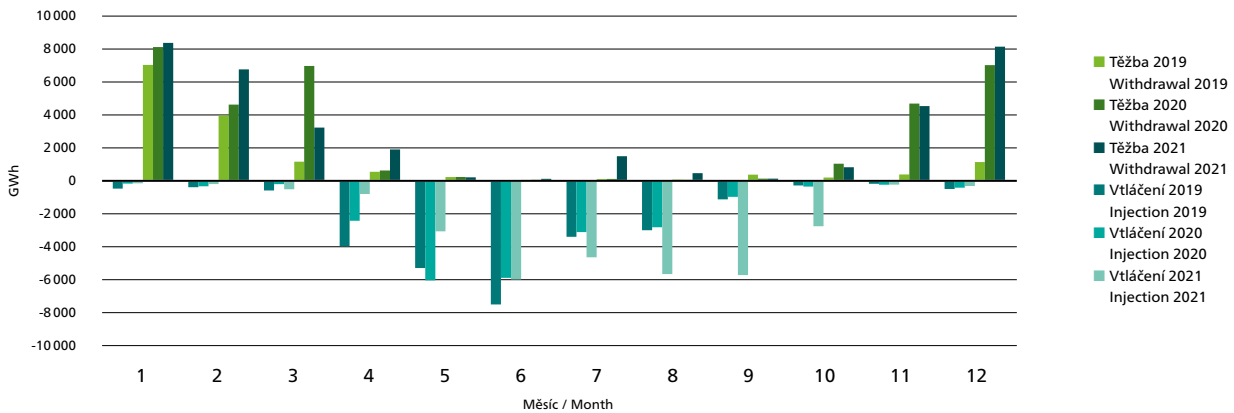
Unlike electricity, gas can be effectively stored. There were nine gas storage facilities (GS) in Czech Republic territory at the end of 2021 and the total commercial capacity of gas storage facilities operated within the Czech gas system[10] was approximately 3.5 billion m³. Gas traders with secured 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.

[10]/ Se zahrnutím všech zásobníků na území ČR by šlo o obchodní kapacitu ve výši cca 4,1 mld. m³.

[10]/ The commersial capacity, including all gas storage facilities in Czech territory, totals 4.1 billion m³.

Obrázek 30 : Figure 30

Množství vytěženého a vtlačeného plynu z/do zásobníků plynu v jednotlivých měsících let 2019–2021
Volumes of withdrawn and injected gas from/to gas storage facilities in specific months of 2019–2021



Obrázek 30 ukazuje množství vytěženého a vtlačeného plynu do zásobníků plynu modelem Entry–Exit v jednotlivých měsících let 2019 až 2021. Z obrázku je patrný typický průběh 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 2021 bylo 29 729 GWh (v roce 2020: 22 547 GWh), celkové množství vytěženého plynu bylo 35 938 GWh (v roce 2020: 33 432 GWh).

Figure 30 documents volumes of withdrawn and injected gas from and into gas storage facilities using the Entry-Exit model in specific months of 2019–2021. The figure shows a typical trend 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 2020, the total volume of injected gas was 29,729 GWh (22,547 GWh in 2020), and the total volume of withdrawn gas was 35,938 GWh (33.432 GWh in 2020).

Zúčtování odchylek

Obecný popis modelu
Vyhodnocení a vypořádání odchylek na trhu s plynem v roce 2021 prováděl OTE na základě energetického zákona postupem 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).

Settlement of imbalances

General model description
OTE performed evaluation and settlement of imbalances on the gas market in 2021 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).

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.

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. Suma záporných denních odchylek za celý rok 2021 činila -5 065 GWh, suma kladných denních odchylek 4 983 GWh.

Spotřeba plynu v celé ČR je značně závislá na teplotě vzduchu. Obrázek 31 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 2021. 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 elektráren vyrábějících 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.

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

$$O = \sum AllocationEntry - \sum ZD + \sum ZO - \sum AllocationExit$$

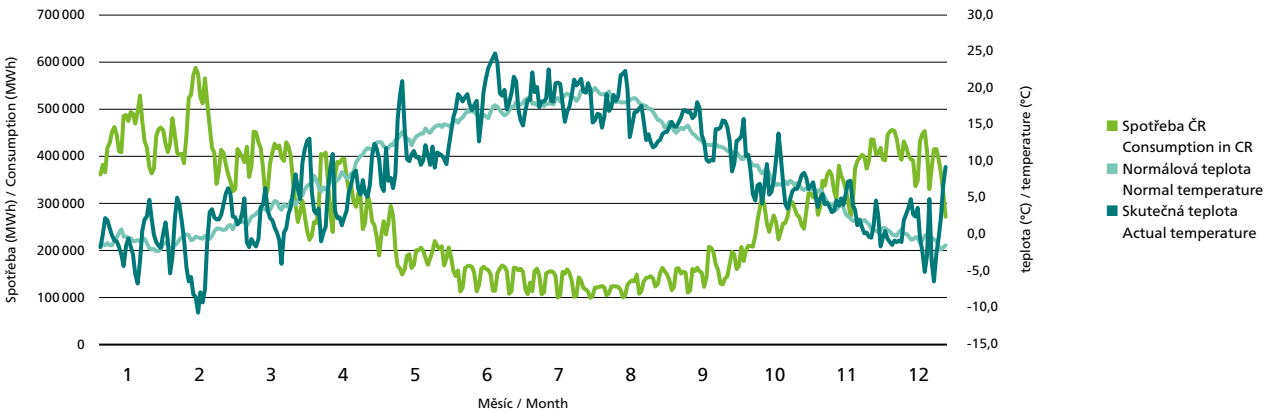
where:
AllocationEntry – is the sum of metered volumes of gas entering the gas system from border delivery stations, cross-border gas ducts, virtual gas storage facilities and gas producing facilities on the relevant gas day,
OS – is the sum of all obligations to supply at VTP on the relevant gas day, 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.

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. In 2021, the sum of negative imbalances amounted to -5,065 GWh and the sum of positive imbalances amounted to 4,983 GWh.

Gas consumption in the Czech Republic largely depends on air temperature. Figure 31 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 2021. 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; daily consumption is stable at around 130,000 MWh, which includes in particular technological gas consumption in industry, operation of power plants producing electricity from gas, as well as gas consumption for cooking and hot water preparation. During this period, the effect of the working week on the course of consumption can also be observed.

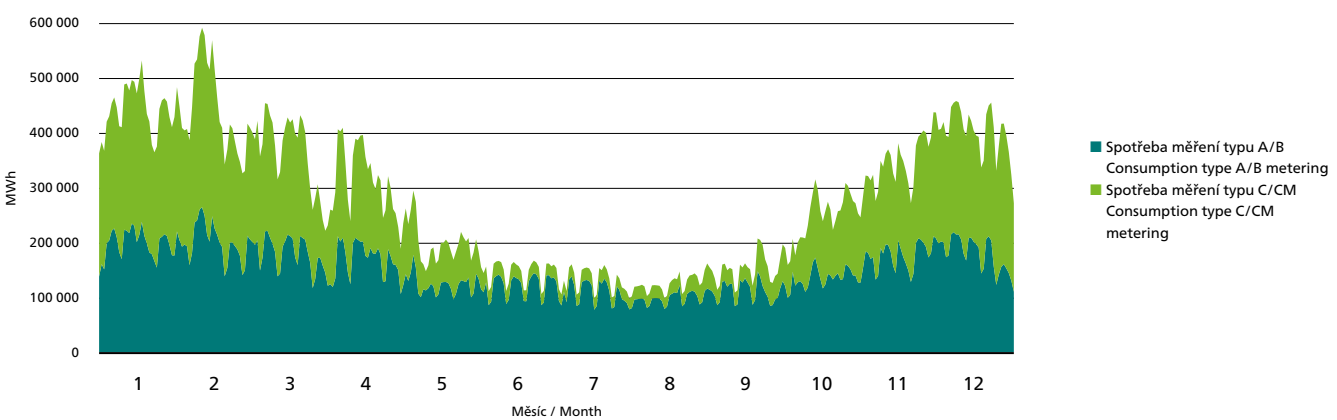
Obrázek 31 : Figure 31

Spotřeba plynu v průběhu roku 2021 v porovnání se skutečnou a normálovou teplotou
Gas consumption in 2021 compared to actual and normal temperatures



Obrázek 32 : Figure 32

Spotřeba odběrných míst podle typu měření v průběhu roku 2021
Consumption of points of delivery by type of measurement during 2021



Obrázek 31 poskytuje též srovnání skutečných a normálových teplot[11]. Celková skutečná spotřeba všech subjektů zúčtování dosáhla v roce 2021 hodnoty 100 329 670 MWh[12], tj. po zaokrouhlení 100,3 TWh, což je o 8,1 TWh více než v roce 2020 (92,2 TWh), a to i přes dopad

Figure 31 provides a comparison of actual and normal temperatures[11]. The total actual consumption of all balance responsible parties reached the value of 100,329,670 MWh[12] in 2021, ie after rounding 100.3 TWh, which is 8.1 TWh more

[11]/ *Normálovou teplotou v plynárenství se od 1. 1. 2020 rozumí průměr denních teplot vzduchu z let 1989–2018 vypočítaný z údajů všech měřicích stanic ČHMÚ položených v nadmořské výšce do 700 m n. m. Do 31. 12. 2019 vycházela normálová teplota z let 1989–2018*

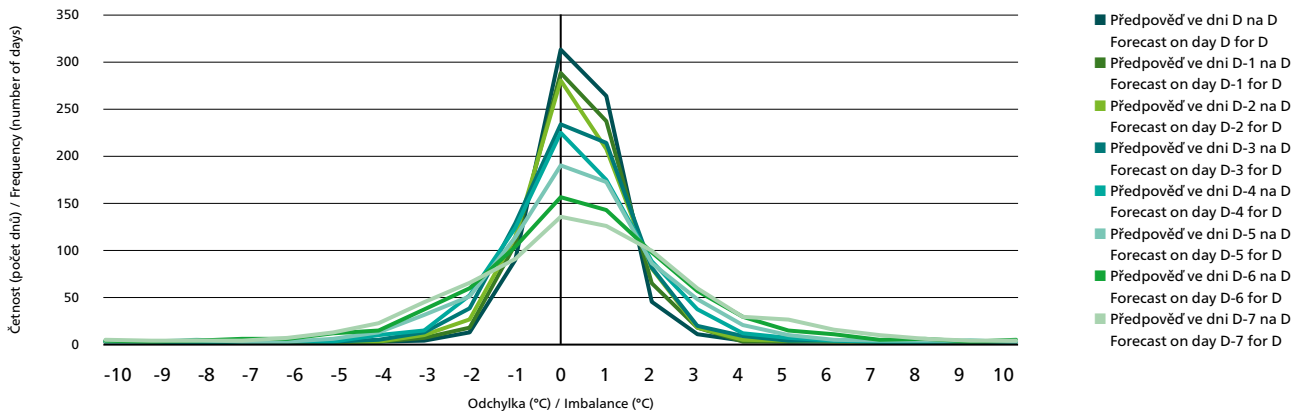
[12]/ *Hodnota spotřeby publikovaná ERÚ může zahrnovat i spotřebu v ostrovních provozech, proto se mohou údaje OTE a ERÚ mírně odlišovat*

[11]/ *From 1 January 2020, the normal temperature in the gas industry means the average daily air temperatures from 1989–2018 calculated from the data of all CHMI measuring stations located at an altitude of up to 700 m above sea level. Until 31 December 2019, the normal temperature was based on the years 1989–2018*

[12]/ *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 2020–2021
Statistics of accuracy of forecasts of actual temperatures for 2020-2021



epidemie nemoci COVID-19. Obrázek 32 ukazuje podíly spotřeby odběrných míst osazených průběhovým měřením (měření typu A a B) a neprůběhovým měřením (měření typu C a CM) v jednotlivých dnech roku 2021.

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 731 dnů v období od 1. 1. 2020 do 31. 12. 2021. 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.

than in 2020 (92.2 TWh), despite the impact of COVID-19 epidemic. Figure 32 shows the consumption shares of points of delivery with continuous measurement (type A and B measurements) and non-continuous measurement (type C and CM measurements) on individual days of 2021.

Since 2011 OTE has been receiving from the Czech Hydrometeorologic Institute (CHMI) 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 731 days in the period from 1 January 2020 to 31 December 2021. 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 CHMI measuring stations located below 700 metres above sea level, whereby temperature forecasts are not limited in this way.

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.

Tabulka 4 udává alokační pravidla, která platila ke konci roku 2021 na hraničních bodech přepravní soustavy (včetně virtuálních), přeshraničních plynovodech a virtuálních zásobnících plynu (VZP).

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.

Table 4 specifies allocation rules applicable at the end of 2021 at transmission system interconnection points, including virtual interconnection points, cross-border gas ducts and virtual gas storage facilities (VGS).

Tabulka 4 : Table 4

Alokační pravidla na HPS, PPL a VZP ke konci roku 2021
Allocation rules at BDS, CGD and VGS at the end of 2021

HPS/PPL/VZP / BDS/CGD/VGS	Vstup / Entry	Výstup / Exit
HPS VIP Waidhaus – OGE / BDS VIP 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 RWE Gas Storage / VGS RWE Gas Storage	OBA	OBA
VZP Moravia Gas Storage / VGS Moravia Gas Storage	OBA	OBA

Velikost poskytované flexibility je primárně odvozena od velikosti rezervovaných kapacit u bodů s průběhovým měřením typu A a B nebo náhradním způsobem u odběrných míst s neprůběhovým měřením typu C a CM. Novela Pravidel trhu s plynem dala s účinností od 1. 8. 2021 provozovateli přepravní soustavy možnost denně upravovat výši poskytované flexibility v závislosti na využití přepravních kapacit, kdy s rostoucím využitím přepravních kapacit klesá výše poskytované flexibility.

Na vstupních a výstupních bodech přepravní soustavy a VZP je subjektům zúčtování poskytována tzv. základní úroveň flexibility, kterou může provozovatel přepravní soustavy pro příslušný plynárenský den snížit aktivací jedné ze 3 snížených úrovní. Poskytovaná flexibilita se podle zvolené úrovně pohybuje v rozmezí od 0,4 % do 0,1 % z rezervované kapacity na hraničním bodě nebo na bodě zásobníku plynu v obou směrech, na výstupních bodech přeshraničních plynovodů v rozmezí od 3,4 % do 1,1 % a u odběrných místech zákazníků v rozmezí od 3,9 % do 1,3 % z rezervované kapacity na daném bodě. Celková velikost přidělené flexibility tedy závisí na aktuálních technických možnostech přepravní soustavy s ohledem na dodržení bezpečného, spolehlivého a hospodárného provozu.

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.

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.

The size of the provided flexibility is primarily derived from the size of the reserved capacities at points with continuous measurement of type A and B or alternatively at consumption points with non-continuous measurement of type C and CM. With effect from 1 August 2021, the amendment to the Gas Market Rules gave transmission system operators the possibility to adjust the amount of flexibility provided daily depending on the utilization of transmission capacities, when the amount of provided flexibility drops with increasing utilization of transmission capacities.

At the entry and exit points of the transmission system and VGS, the so-called basic level of flexibility is provided to balance responsible parties, which the transmission system operator can reduce for the relevant gas day by activating one of the 3 reduced levels. Depending on the chosen level, the provided flexibility ranges from 0.4% to 0.1% of the reserved capacity at the border point or at the gas storage point in both directions, at the exit points of cross-border gas ducts in the range from 3.4% to 1.1 % and at customer points of delivery in the range from 3.9% to 1.3% of the reserved capacity at the given point. The total amount of flexibility allocated therefore depends on the current technical capabilities of the transmission system with regard to maintaining safe, reliable and economical operation.

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.

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.

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. Nicméně, tato nevyužitá flexibilita nemůže překročit dvojnásobek přidělené flexibility pro příslušný plynárenský den.

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.

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 imbalance quantity) on the unused flexibility market.

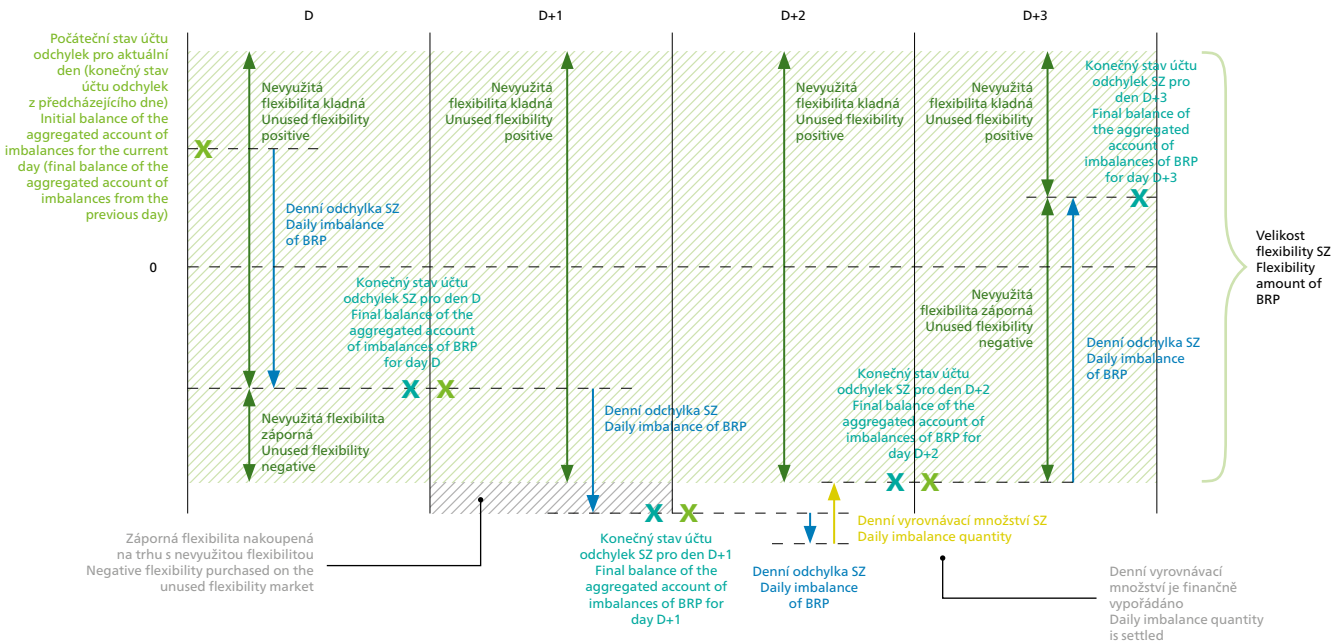
The unused flexibility market is a platform that enables individual balance responsible parties to use market approach for settling directly between them imbalances exceeding the flexibility limit of the balance responsible party, but in view of the overall position of the gas system the imbalances do 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 imbalance quantity. 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. However, this unused flexibility cannot exceed twice the provided flexibility for the relevant gas day.

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

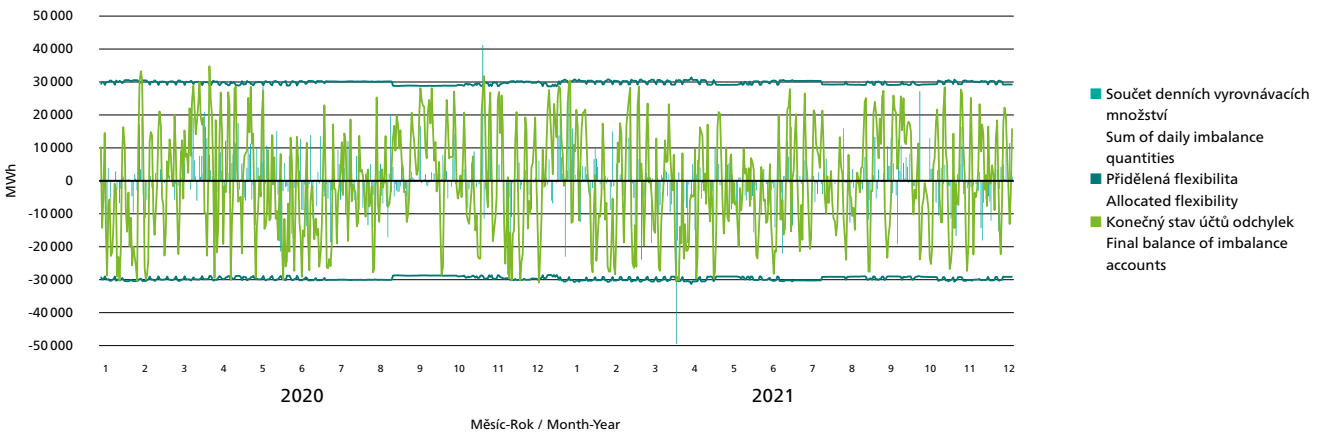


Na obrázku 34 je zobrazena situace, při které je SZ přidělena, resp. vypočítána podle pravidel popsaných výše, určitá velikost flexibility (viz zelená šrafovaná oblast). Subjekt zúčtování se na počátku dne D pohybuje svým účtem odchylek v kladné oblasti flexibility (viz počáteční stav účtu odchylek). 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 D+1 dostane mimo svou (přidělenou) 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 šedá šrafovaná oblast). Konečný stav účtu odchylek subjektu zúčtování ve dni D+1 je tedy na hranici celkové (součet přidělené a dokoupené) flexibility subjektu zúčtování. Ve dni D+2 subjekt zúčtování opět způsobil mírnou zápornou denní odchylku, čímž se ještě

Figure 34 shows a situation where a certain flexibility amount, (see the green shaded field) is assigned to or more precisely calculated for a BRP according to the rules above. 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 (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 (assigned) 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 gray shaded area). 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

Obrázek 35 : Figure 35

Přidělená flexibilita, konečný stav účtů odchylek a součet denních vyrovnávacích množství všech SZ v průběhu let 2020 až 2021
Allocated flexibility, final balances of imbalance accounts and the sum of daily imbalance quantities of all BRPs from 2020 to 2021



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 (ale i ve dni D+1) zbyla subjektu zúčtování kladná nevyužitá flexibilita ve výši dvojnásobku poskytované flexibility, kterou může prodat na organizovaném trhu s nevyužitou flexibilitou. Aby se účet odchylek subjektu zúčtování nedostal ve dni D+3 znovu mimo svou (přidělenou) 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 (přidělené) flexibility.

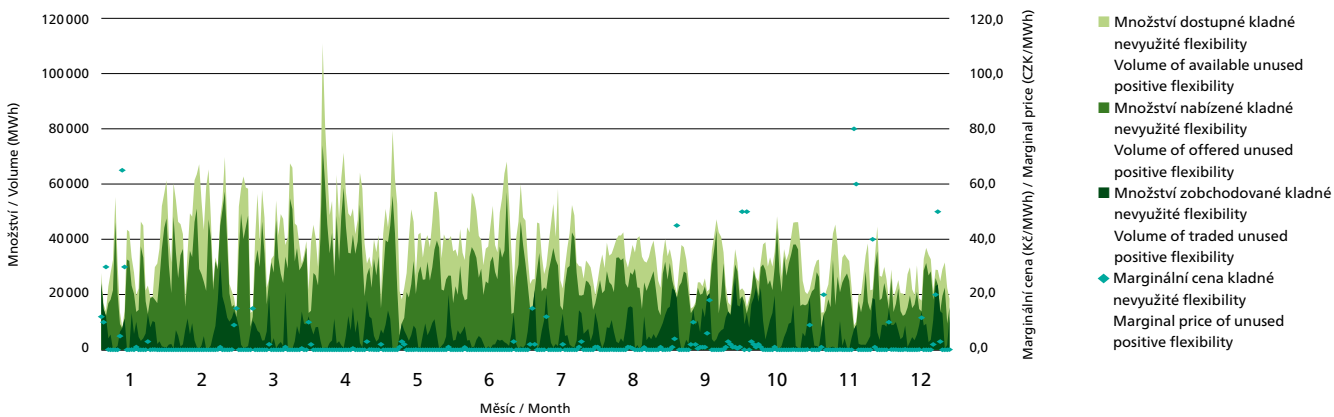
Obrázek 35 ukazuje vývoj konečných bilančních účtů odchylek všech SZ, množství přidělené flexibility a součet denních vyrovnávacích množství všech SZ v průběhu let 2020 až 2021. Z obrázku vyplývá, že v průběhu roku 2021 nebyla použita jiná než základní úroveň flexibility. Veškeré odchylky přesahující dostupnou flexibilitu subjektu zúčtování v rámci daného plynárenského dne představují denní vyrovnávací množství subjektu zúčtování. Z obrázku je též patrné, že v některých dnech součet konečných stavů bilančních účtů odchylek všech subjektů zúčtování převýšil celkovou přidělenou flexibilitu systému – tato situace

sum of assigned 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 (but on day D+1 as well) the balance responsible party had a quantity of unused positive flexibility twice the amount of provided 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 (assigned) 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 it's (assigned) flexibility range.

Figure 35 shows the evolution of the final balance sheet accounts of all BRPs, the amount of flexibility allocated and the sum of the daily balancing amounts of all BRPs during the years 2020 to 2021. The figure shows that only basic level of flexibility was used during 2021. All imbalances

Obrázek 36 : Figure 36

Výsledky obchodování na trhu s kladnou nevyužitou flexibilitou v průběhu roku 2021
Results of trading on the unused positive flexibility market in 2021



nastala celkem ve 4 dnech v roce 2020 a v 1 dni v roce 2021. Novelou Pravidel trhu s plynem byla tato vlastnost systému vyhodnocení odchylek od 1. 8. 2021 odstraněna. Důvodem tohoto jevu byla specifická tržní situace, kdy byla subjektům zúčtování s denní odchylkou převyšující poskytnutou flexibilitu vypočítána vyšší nevyužitá flexibilita v opačném směru, než byla jejich poskytnutá flexibilita v obou směrech. Tato flexibilita mohla být následně prodána na trhu s nevyužitou flexibilitou a využita jinými subjekty zúčtování pro pokrytí jejich bilančních účtů odchylek.

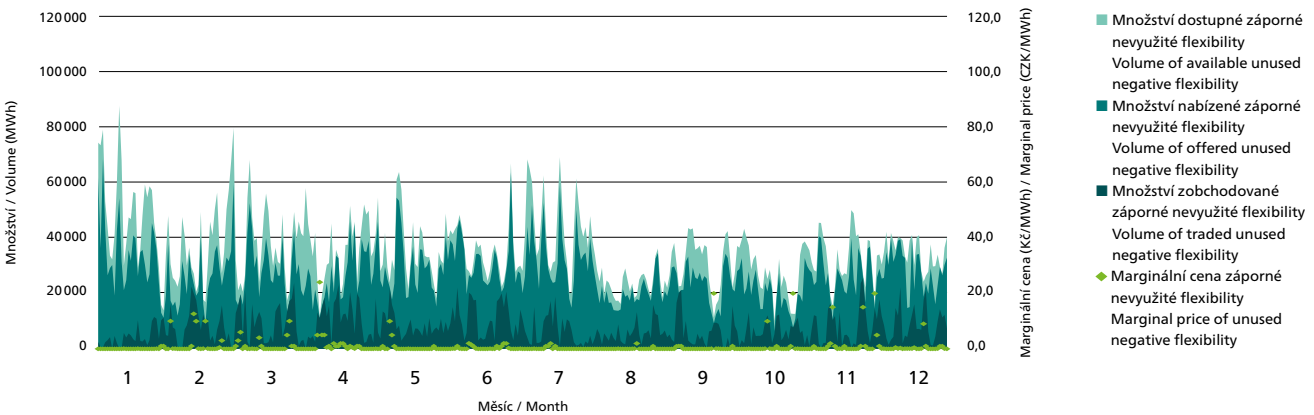
Trh s nevyužitou flexibilitou organizuje OTE v měně Kč na principu sesouhlasení křivek nabídky a poptávky každý plynárenský den za předchozí plynárenský den. Jde v podstatě o 2 samostatné trhy – trh s kladnou nevyužitou flexibilitou a trh se zápornou nevyužitou flexibilitou, kde může dojít k nákupu i prodeji kladné/záporné nevyužité flexibility mezi subjekty zúčtování. Výsledky obchodování na trhu s kladnou nevyužitou flexibilitou v průběhu roku 2021 ukazuje Obrázek 36, výsledky obchodování na trhu se zápornou nevyužitou flexibilitou jsou znázorněny na obrázku 37. Z obou obrázků vyplývá, že je na trhu s nevyužitou flexibilitou nabízen vysoký podíl dostupné nevyužité flexibility.

exceeding the available flexibility of the balance responsible party within a given gas day represent the daily balancing amount of the balance responsible party. The figure also shows that on some days the sum of the final balances of all balance responsible party imbalances exceeded the total allocated flexibility of the system - this situation occurred in a total of 4 days in 2020 and 1 day in 2021. The amendment to the Gas Market Rules removed this feature of the imbalance evaluation system from 1 August 2021. The reason for this phenomenon was the specific market situation, where balance responsible parties with a daily imbalance exceeding the provided flexibility were calculated with a higher unused flexibility in the opposite direction than their provided flexibility in both directions. This flexibility could subsequently be sold on the market with unused flexibility and used by other clearing members to cover their balance sheet imbalances.

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 2021. Both figures show that a high proportion of available unused flexibility is offered in the market with unused flexibility.

Obrázek 37 : Figure 37

Výsledky obchodování na trhu se zápornou nevyužitou flexibilitou v průběhu roku 2021
Results of trading on the unused negative flexibility market in 2021



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[13], 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.

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 na the adopted information model under the base case[13], 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.

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

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

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, který je spojený s vyrovnávací akcí), pokud tato cena existuje,
  - vážená průměrná denní cena pro plynárenský den podle Indexu OTE 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, který je spojen s vyrovnávací akcí), pokud tato cena existuje,
  - vážená průměrná denní cena pro plynárenský den podle Indexu OTE[14] pro příslušný den, která je snížena o malou cenovou úpravu, jež 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 2021. 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 2021 činil 941 788 MWh; subjektům zúčtování bylo za toto množství operátorem trhu vyplaceno celkem 1 071 415 773 Kč. Součet všech záporných denních vyrovnávacích množství ve stejném období činil -1 026 389 MWh; subjekty zúčtování za toto množství zaplatily operátorovi trhu celkem 1 196 032 338 Kč.

[14]/ *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 associated with a balancing action) if such price exists,
  - weighted average daily price for the gas day according to the OTE Index 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 associated with a balancing action) if such price exists,
  - weighted average daily price for the gas day according to the OTE Index[14] for the relevant day, decreased by a minor price adjustment that represents the function of a system imbalance (the price adjustment is in the range of 2% – 5%).

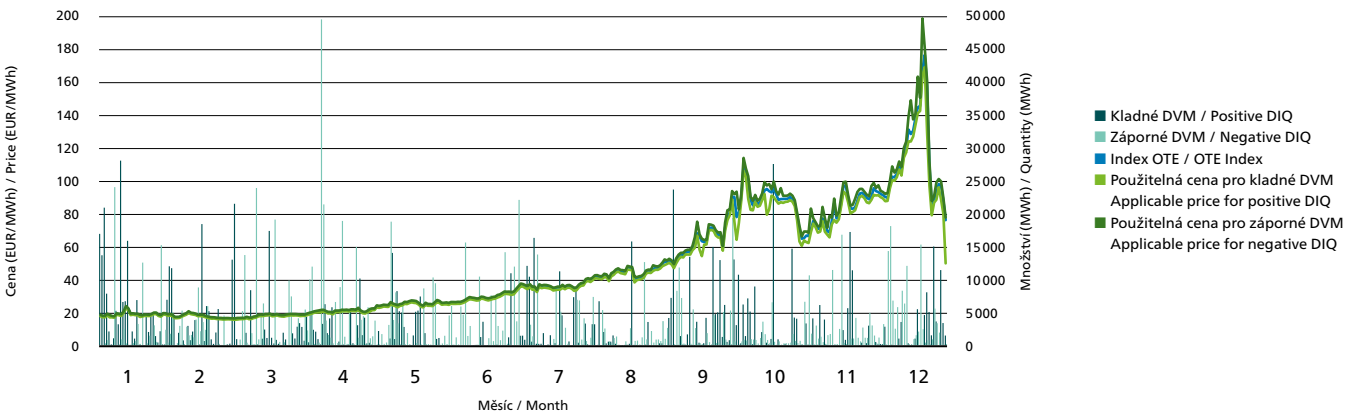
For the needs of financial settlement of the daily imbalance quantity, the applicable price is translated into CZK, using the daily CZK/EUR exchange rate published by the Czech National Bank (CNB) for the relevant day (i.e. for the day on which the price was established).

Figure 38 documents the development of settled daily imbalance quantities (DIQ) and applicable prices in 2021. 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 941,788 MWh and the Market Operator paid balance responsible parties a total of CZK 1,071,415,773 for these quantities. The sum of all negative daily imbalance quantities in the same period amounted to -1,026,389 MWh; and balance responsible parties paid the Market Operator a total of CZK 1,196,032,338.

[14]/ *The methodology for 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 2021
Daily imbalance quantities (DIQ) and their prices in 2021



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[15], 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[16], resp. THE[17]) a CEGH v Rakousku v průběhu let 2019 až 2021. Za povšimnutí stojí především velký nárůst spotové ceny plynu od cca poloviny roku 2021. Tento nárůst a i poměrně vysoká cena plynu

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[15], 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 achieved on the intraday gas market organized by the Market Operator. Figure 39 shows the course of the OTE Index and the prices realized on the EEX stock exchanges in Germany (Daily Reference Price for the NCG[16], or THE[17] zone respectively) and CEGH in Austria during the years 2019 to 2021. It is worth noting the large increase in the spot gas price since about mid-2021. This increase and the relatively high price of gas on

[15]/ *Více o kontu provozovatele v části Vyrovnávací akce*

[16]/ *Net Connect Germany, společná obchodní zóna několika provozovatelů přepravních soustav na jihu Německa, od 1. 10. 2021 sloučená se zónou GPL (GasPool) do společné obchodní zóny THE (Trading Hub Europe)*

[17]/ *Trading Hub Europe, od 1. 10. 2021 operátor trhu pro celou oblast Německa V prioritách podle uvedeného pořadí*

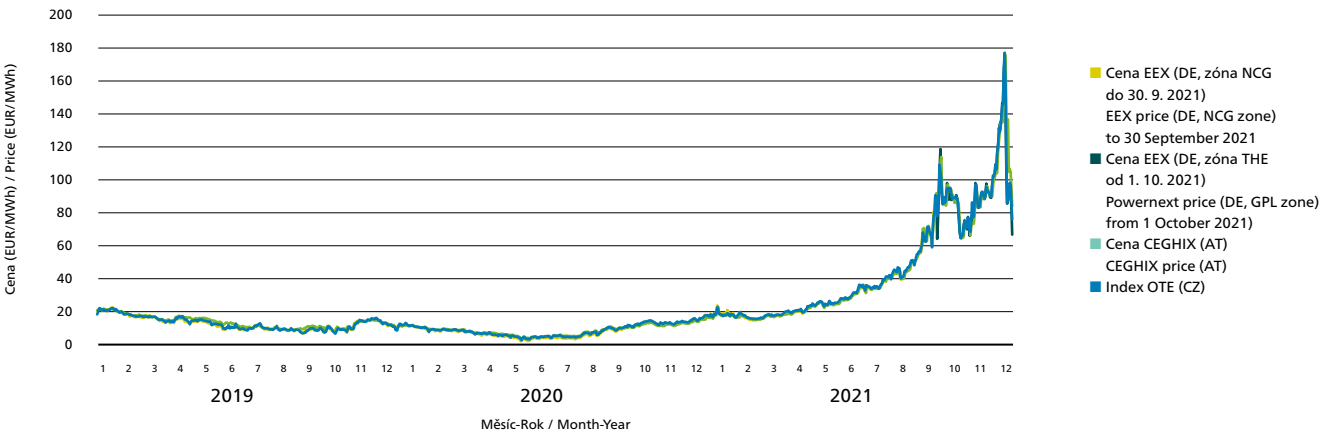
[15]/ *For more information on the Operator's account, see chapter Balancing Action*

[16]/ *Net Connect Germany, a joint trade area of several transmission system operators in southern Germany, from 1 October 2021 merged with the GPL zone (GasPool) into the common trading zone THE (Trading Hub Europe)*

[17]/ *Trading Hub Europe, from 1 October 2021 Market Operator for the whole area of Germany In priorities according to the order*

Obrázek 39 : Figure 39

Porovnání Indexu OTE a cen realizovaných na burzách EEX, Powernext a CEGH v letech 2019 až 2021
Comparison of the OTE Index and prices realized on the EEX and CEGH exchanges in the years 2019- 2021



na evropských burzách i na počátku roku 2022 souvisela s několika faktory v čele s geopolitickou situací kolem zprovoznění plynovodu Nord Stream 2 a dále s klimatickou politikou EU, odstavováním jaderných zdrojů spolu s rostoucí spotřebou plynu na výrobu elektřiny v Německu, zvýšenou poptávkou plynu v Asii a rovněž s počasím, díky kterému nebylo možné v některých obdobích roku 2021 vyrábět dostatek energie z obnovitelných zdrojů pro pokrytí spotřeby v některých evropských zemích.

Obrázek 40 ukazuje četnosti rozdílů cen spotových burz EEX (DE, zóna NCG, resp. THE), a CEGH (AT) proti ceně OTE v roce 2021. Obecně lze konstatovat, že spotové ceny plynu za MWh v Německu i Rakousku byly v tomto období v průměru o 20 až 80 euro centů nižší než v ČR, na rozdíl od předchozích let, kdy ceny v Rakousku byly v průměru o 20 až 40 eurocentů vyšší. Nicméně díky velmi volatilnímu spotovému trhu ve druhé polovině roku 2021 je možné identifikovat i rozdíly mezi cenami plynu na jednotlivých burzách převyšující 2 EUR/MWh, a to zejména v případě největších změn ceny plynu při obchodování v rámci jednoho kontraktu.

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

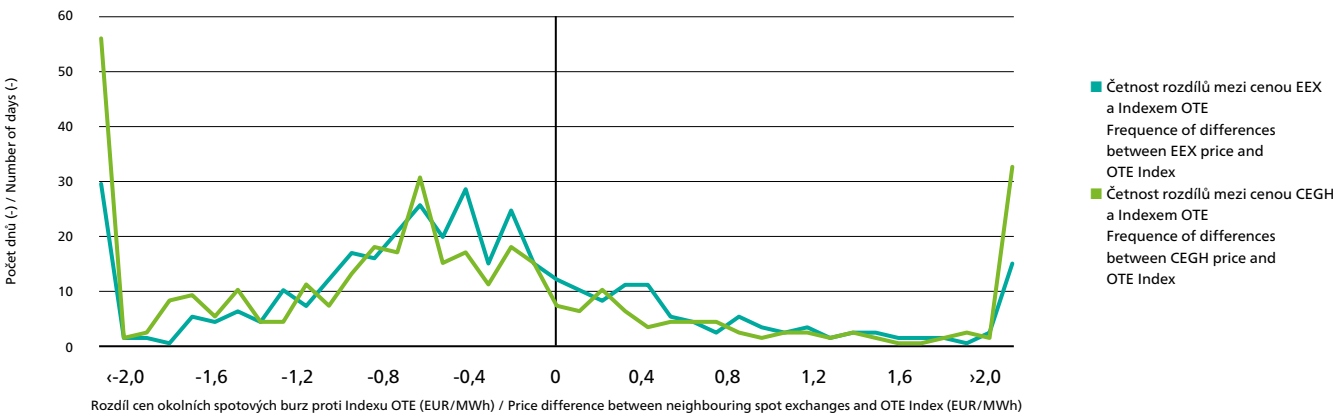
European stock exchanges in early 2022 was related to several factors, led by the geopolitical situation around the Nord Stream 2 pipeline, EU climate policy, the decommissioning of nuclear power plants together with the growing gas consumption for electricity generation in Germany, increased gas demand in Asia and also the weather, which made it impossible to produce enough energy from renewable sources to cover consumption in some European countries.

Figure 40 shows the frequency differences of the EEX (DE, NCG/THE) and CEGH (AT) spot exchanges, respectively, against the OTE price in 2021. In general, spot gas prices per MWh in both Germany and Austria averaged by 20 to 80 euro cents lower than in the Czech Republic over this period, in contrast to previous years, when prices in Austria were on average 20 to 40 euro cents higher. However, thanks to the very volatile spot market in the second half of 2021, it is possible to identify differences between gas prices on individual stock exchanges exceeding EUR 2/MWh, especially in the case of the biggest changes in gas price when trading under one contract.

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.

Obrázek 40 : Figure 40

Četnosti rozdílů mezi cenami OTE, EEX a CEGH v roce 2021
Frequencies of differences between OTE, EEX and CEGH prices in 2021



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[18].

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

For the purpose of financial settlement, the price of the OTE Index is conversed 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[18].

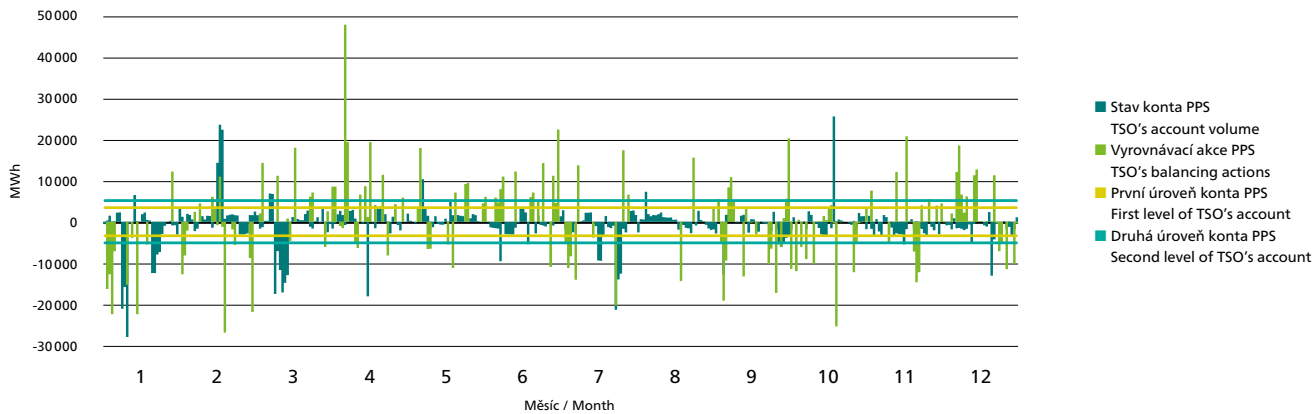
For purposes of the settlement of physical balancing of imbalances in the gas system, the Market Operator maintains the TSO's account pursuant to the Market Rules. The account volume varies according to settled daily imbalance quantities of balance responsible parties and executed balancing actions. 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

[18]/ *V prioritách podle uvedeného pořadí*

[18]/ *Prioritized according to the given order*

Obrázek 41 : Figure 41

Vývoj konta PPS, první a druhá úroveň a přehled vyrovnávacích akcí v roce 2021
Development of the TSO account, first and second level and overview of balancing actions in the year 2021



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 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 v průběhu roku 2021 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.

Operátor trhu sleduje 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.

system operator may undertake a balancing action by buying or selling gas, either under the day-ahead regime, or the within-day 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 in the course of 2021 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.

The Market Operator monitors the price development of trades 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.

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 vyrovnávací množství, kdy operátor trhu platí subjektům zúčtování, je nižší než použitelná cena pro záporné denní vyrovnávací množství, kdy subjekty zúčtování platí operátorovi trhu[19]. Za účelem evidence příjmů a výdajů souvisejících nejen s vypořádáním odchylek, ale i s vyrovnávacími akcemi, sleduje operátor trhu tzv. konto neutrality, které je zveřejňováno na webu OTE. Stav konta neutrality ke konci roku 2021 činil -33 274 867 Kč (-8 168 767 Kč ke konci roku 2020).

Vyrovnávací služba může být 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 2021 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 2021 tak byl již 15. 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 kompletně provedena provozovatelem distribuční soustavy. Zbylá OPM (tj. odběrná místa obchodníka příslušejícího k dané síti), pokud existují, 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

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 parties is lower than the applicable price for the negative daily imbalance quantity where the balance responsible parties pay the Market Operator[19]. 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. The neutrality account balance at the end of 2021 was CZK -33,274,867 (CZK -8,168,767 at the end of 2020).

The balancing service could be 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 2021, 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

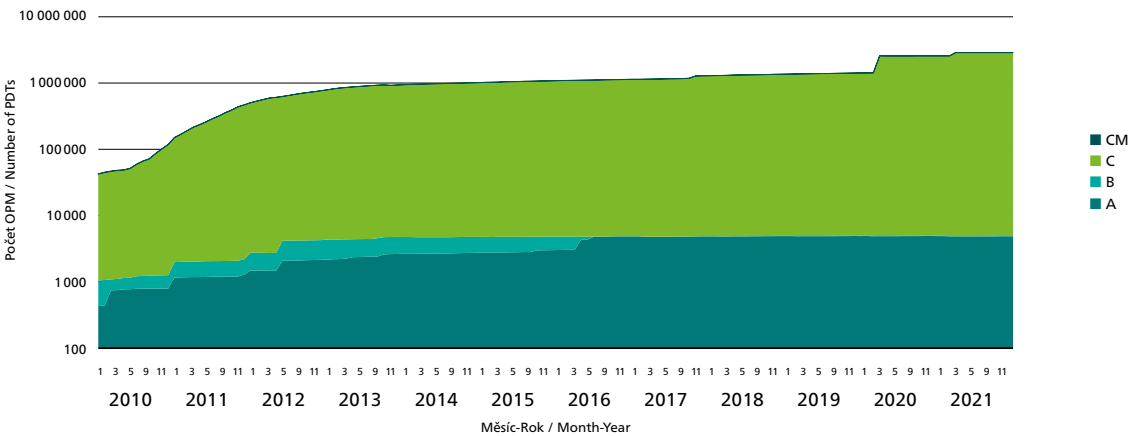
As at 1 January 2007, all final consumers of gas are entitled to free change of supplier, i.e. they also have an opportunity to influence some of their total costs of gas supply. 2021 was the fifteenth year of a fully open gas market where each gas consumer could choose a supplier according to his decision. 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 trader of 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 42 shows the development of the number of consumer PDTs according to individual types of measurements

[19]/ *Veškeré rozdíly jsou finančně vypořádány mezi operátorem trhu a provozovatelem přepravní soustavy*

[19]/ *All differences are financially settled between the Market Operator and the transmission system operator*

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



registrovaných v CS OTE od počátku roku 2010. Údaje jsou vždy k poslednímu dni měsíce, údaj za rok 2022 je ke dni 31. 1. 2022. K tomuto dni evidoval operátor trhu téměř všechna odběrná místa v ČR[20], tj. přibližně 2 819 tis. OPM. V průběhu roku 2021 totiž došlo v CS OTE k zaregistrování všech odběrných míst v síti Pražské plynárenské Distribuce, a. s., čímž byl završen proces registrace všech odběrných míst v sítích provozovatelů regionálních distribučních soustav.

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. m^3 (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. m^3 (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. m^3. Časový průběh měření pro vyhodnocování spotřeb a odchylek subjektů zúčtování je u tohoto typu měření nahrazen typovým diagramem dodávek (TDD). Od roku 2011 existuje

registered in CS OTE since the beginning of 2010. The data are always as of the last day of the month, the data for the year 2022 is as of 31 January 2022. As of that date, the Market Operator registered almost all customer points of delivery in the Czech Republic[20], ie approximately 2,819 ths. PDT. In the course of 2021, all customer points of delivery in the network of Pražská plynárenská Distribuce, a. s., were registered in CS OTE, thus completing the process of registration of all customer points of delivery in the networks of regional distribution system operators.

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 m^3 (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 m^3 (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 m^3. In this type of metering, the interval character of metering for evaluation of consumption and imbalances of balance responsible

[20]/ V lokálních distribučních soustavách zbývá několik stovek odběrných míst, která zatím nejsou registrována v CS OTE

[20]/ There are several hundred customer points of delivery left in the local distribution systems, which are not yet registered in CS OTE

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 2021 ke změně dodavatele. Za rok 2021 proběhlo celkem 488 933 změn, což je přibližně o 288 tis. více než v roce 2020 (201 325 změn). Jedná se tak o meziroční nárůst počtu změn dodavatele o více než 140 %. Do počtu změn dodavatele za rok 2021 jsou započítány i převody odběrných míst zákazníků z režimu dodavatele poslední instance do režimu standardních dodávek, které souvisí se situací na trhu popsanou v následujícím odstavci. Tabulka 5 v členění podle typu měření je k dispozici na www.ote-cr.cz.

Bezprecedentní nárůst cen plynu spojený s jeho krátkodobým nedostatkem a souvisejícím narušením dodavatelských řetězců ve druhé polovině roku 2021 vedl k problémům v zajištění dodávek plynu u 14 obchodníků s plynem. Počátkem října 2021 ukončila činnost společnost EAGLE ENERGY a.s. z důvodu nezajištění související služby v plynárenství na základě smlouvy o sdružených službách dodávky plynu. Trh s plynem následně opustilo 5 společností ze skupiny Bohemia Energy (BOHEMIA ENERGY entity s.r.o., COMFORT ENERGY s.r.o., Energie ČS, a.s., Europe Easy Energy a.s.

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 numbers of PDTs according to the category of consumption for which there was a change of supplier in the individual months of 2021. In 2021, a total of 488,933 changes took place, which is approximately 288 ths. more than in 2020 (201,325 changes). This is more than a 140% year-on-year increase in the number of supplier changes. The number of supplier changes in 2021 also includes transfers of customer points of delivery from the last resort supplier regime to the standard delivery regime, which are related to the market situation described in the following paragraph. Table 5 broken down by type of measurement is available at www.ote-cr.cz.

The unprecedented rise in gas prices associated with its short-term shortage and related supply chain disruption in the second half of 2021 led to problems in securing gas supplies at 14 gas traders. At the beginning of October 2021, EAGLE ENERGY a.s. due to failure to provide related services in the gas industry on the basis of a contract on combined gas supply services. 5 companies from the Bohemia Energy group subsequently left the gas market (BOHEMIA ENERGY entity s.r.o., COMFORT ENERGY s.r.o., Energie ČS, a.s.,

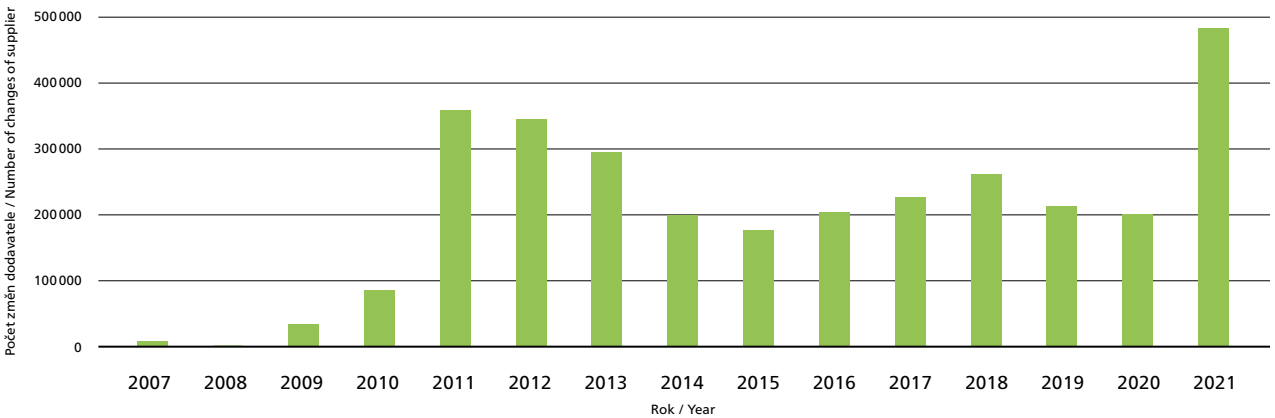
Tabulka 5 : Table 5

Počet změn dodavatele plynu u OPM podle kategorie odběru v jednotlivých měsících roku 2021
Number of changes of gas supplier at PDTs according to type of supply in specific months of 2021

Měsíc / Month	Celkem / Total	Kategorie odběru / Supply category			
		VO	SO	MO	DOM
Leden / January	35 679	192	627	9 476	25 384
Únor / February	14 597	1	15	1 303	13 278
Březen / March	15 695	5	17	1 261	14 412
Duben / April	14 266	3	12	1 140	13 111
Květen / May	15 623	2	13	1 308	14 300
Červen / June	17 892	7	12	1 389	16 484
Červenec / July	15 720	11	24	2 017	13 668
Srpen / August	15 055	0	11	1 064	13 980
Září / September	18 216	5	30	1 500	16 681
Říjen / October	37 465	86	346	3 549	33 484
Listopad / November	174 133	16	115	6 857	167 145
Prosinec / December	114 592	3	26	6 217	108 346
Celkem / Total	**488 933**	**331**	**1 248**	**37 081**	**450 273**

Obrázek 43 : Figure 43

Počet změn dodavatele plynu v letech 2007–2021
Number of changes of gas supplier in 2007–2021



a X Energie, s.r.o.), společnosti A-PLUS Energie obchodní, a.s., a Kolibřík energie, a. s., v listopadu Ray Energy a.s., v prosinci společnosti Microenergy s.r.o., Energie pro Tebe a.s., Český Energetický Dodavatel a.s., Františkovy Energie s.r.o., a SVINOS s.r.o., z důvodu pozbytí možnosti těchto obchodníků dodávat plyn svým zákazníkům nebo neschopnosti zajistit plnění finančních podmínek zúčtování odchylek. Zákazníci, kterým výše uvedené společnosti dodávaly plyn, byli převedeni k dodavateli poslední instance nebo si vybrali jiného dodavatele ve zrychleném režimu. Dodavatel poslední instance je nástrojem, který chrání spotřebitele v případě úpadku jakéhokoliv dodavatele energií, přičemž má zákonnou povinnost dodávat plyn zákazníkovi nejdéle po dobu 6 měsíců. Během této doby si dotčení zákazníci musí zvolit opět standardní dodávky plynu na základě nově uzavřené smlouvy. K dodavateli poslední instance bylo v roce 2021 převedeno celkem 294 419 odběrných míst zákazníků.

Na obrázku 43 jsou pro srovnání znázorněny počty změn dodavatele[21] v letech 2007 až 2021. Operátor trhu do konce roku 2021 zaregistroval (kumulativně od roku 2010) celkem 3 069 447 schválených změn dodavatele plynu v odběrných místech.

Europe Easy Energy a.s. and X Energie, s.r.o.), A-PLUS Energie obchodní, a.s., Kolibřík energie, a.s., in November followed by Ray Energy a.s., in December the company Microenergy s.r.o., Energie pro Tebe a.s., Český Energetický Dodavatel a.s., Františkovy Energie s.r.o., and SVINOS s.r.o., due to the loss of the possibility of these traders to supply gas to their customers or the inability to ensure compliance with the financial conditions for the settlement of imbalances. Customers to whom the above companies supplied gas were transferred to a supplier of last resort or chose another supplier in an faster mode. The supplier of last resort is a tool that protects consumers in the event of the bankruptcy of any energy supplier, and has a legal obligation to supply gas to the customer for a maximum period of 6 months. During this period, the customers concerned must choose standard gas supplies again on the basis of a newly concluded contract. In 2021, a total of 294,419 customer points of delivery were transferred to the supplier of last resort.

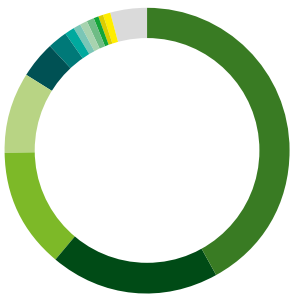
For comparison, figure 43 illustrates numbers of changes of supplier[21] in 2007-2020. By the end of 2021, the Market Operator had registered (cumulatively since 2010) a total of 3,069,447 approved changes of gas supplier at points of delivery.

[21]/ *Do statistik nejsou započítány převody OPM k dodavateli poslední instance*

[21]/ *PDT transfers to the supplier of last resort are not included in the statistics*

Obrázek 44 : Figure 44

Podíl dodavatelů na počtu odběrných míst k 1. 1. 2022
Shares of suppliers in the number of points of delivery as at 1 January 2022



- innogy Energie, s. r. o. **(41,96 %)**
- ČEZ Prodej, a. s. **(19,23 %)**
- Pražská plynárenská, a. s. **(13,77 %)**
- E.ON Energie, a. s. **(9,12 %)**
- MND, a. s. **(4,02 %)**
- CENTROPOL ENERGY, a. s. **(2,35 %)**
- LAMA energy, a. s. **(1,18 %)**
- Pražská energetika, a.s. **(0,84 %)**
- EP ENERGY TRADING, a. s. **(0,81 %)**
- ARMEX ENERGY, a. s. **(0,71 %)**
- eYello CZ, k.s. **(0,66 %)**
- Dobrá Energie, s. r. o. **(0,61 %)**
- SPP CZ, a. s. **(0,60 %)**
- Ostatní dodavatelé (pod 0,5 %)
  Other suppliers (with shares under 0.5%)
  (4,13 %)

Obrázek 45 : Figure 45

Podíly jednotlivých SZ na spotřebě plynu v ČR za rok 2021
Shares of specific BRPs in gas consumption in CR in 2021

- innogy Energie, s. r. o. **(29,90 %)**
- Pražská plynárenská, a. s. **(13,61 %)**
- E.ON Energie, a. s. **(7,61 %)**
- ČEZ Prodej, a. s. **(7,09 %)**
- VNG Handel & Vertrieb GmbH **(5,51 %)**
- ČEZ, a. s. **(5,37 %)**
- WINGAS GmbH **(4,19 %)**
- LAMA energy, a. s. **(3,16 %)**
- MND, a. s. **(3,10 %)**
- BOHEMIA ENERGY entity, s. r. o. **(2,58 %)**
- ORLEN Unipetrol RPA s.r.o. **(2,35 %)**
- EP ENERGY TRADING, a. s. **(2,12 %)**
- Lumius, spol. s r. o. **(1,78 %)**
- Veolia Komodity ČR, s. r. o. **(1,60 %)**
- ENGIE Energy Management CZ, s. r. o. **(1,40 %)**
- SPP CZ, a. s. **(1,32 %)**
- RWE Supply & Trading CZ, a.s. **(1,06 %)**
- Ostatní SZ (pod 1 %)
  Other BRPs (with shares below 1%)
  (6,24 %)

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.

Kategorií odběru SO se rozumí zákazníci z řad středních odběratelů, jejichž odběrná plynová zařízení jsou připojena k přepravní nebo distribuční soustavě a jejich 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 a DOM.

The „VO“ supply category means large 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.

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 and DOM category.

Obrázek 44 ukazuje přibližný podíl dodavatelů plynu na počtu všech odběrných míst v plynárenství k 1. 1. 2022. Porovnáním se stejným obrázkem k 1. 1. 2021 lze konstatovat, že došlo k přeskupení části zákazníků ve prospěch velkých a tradičních dodavatelů.

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 2021 (po zohlednění předání zodpovědností za odchylky na odběrných místech mezi jednotlivými dodavateli a příslušnými SZ).

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.

Figure 44 shows the approximate share of gas suppliers in the number of all customer points of delivery in the gas industry as of 1 January 2022. By comparison with the same figure as of 1 January 2021, it can be concluded that there has been a reallocation of some customers in favour of large and traditional suppliers.

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 2021 (after taking into account transfer of responsibility for imbalances at points of delivery between suppliers and relevant BRPs).

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.

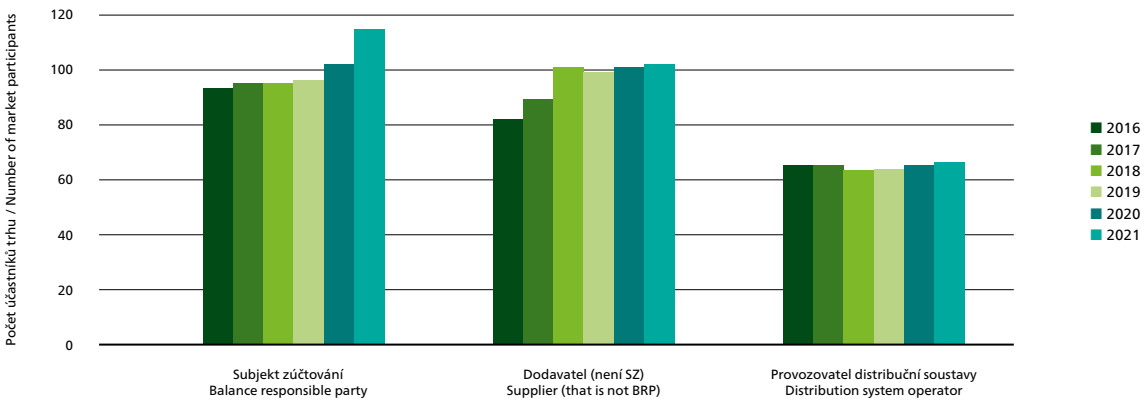
Tabulka 6 : Table 6

Počet účastníků trhu s plynem ke dni 31. 12. 2021
Numbers of gas market participants as at 31 December 2021

Typ účastníka / Type of participant	Počet k 31. 12. 2021 Number as at 31 December 2021	Meziroční změna Year-on-year change
Subjekt zúčtování / Balance responsible party	113	+9
Dodavatel / Supplier	105	+2
Provozovatel distribuční soustavy / Distribution system operator	69	+2
Provozovatel přepravní soustavy / Transmission system operator	1	0
Provozovatel zásobníku plynu / Gas storage operator	4	0

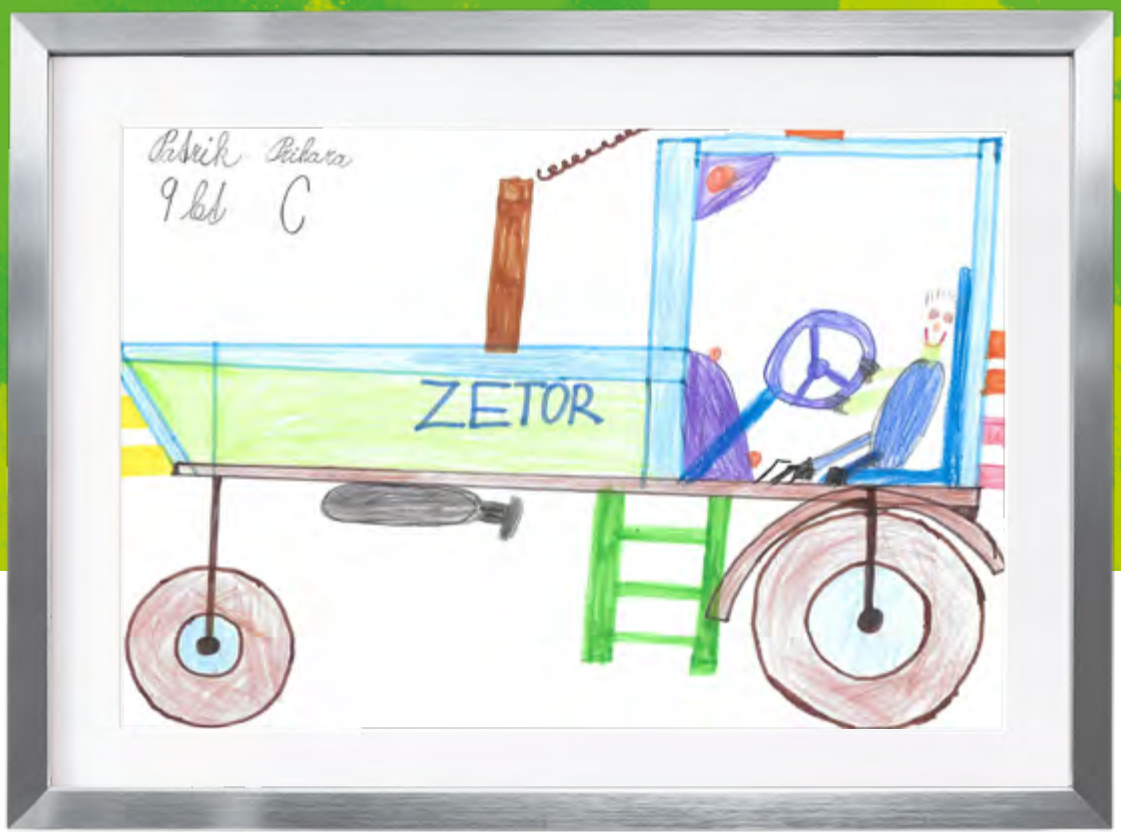
Obrázek 46 : Figure 46

Počet účastníků na trhu s plynem registrovaných u OTE v letech 2016–2021
Number of gas market participants registered with OTE in 2016-2021



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. 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 subjektům zúčtování k zásobníkům plynu. Tabulka 6 ukazuje počet registrovaných účastníků trhu s plynem podle typu účastníka ke dni 31. 12. 2021 a meziroční změny vzhledem ke dni 31. 12. 2020.

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 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. Table 6 shows the number of registered gas market participants by type of participant as at 31 December 2021 and year-on-year changes at 31 December 2020.



Patrik Prihara, 9 let/years

S tatínkem si hodně hrajeme, povídáme o práci a jezdíme na výlety a někdy nám ukazuje stožáry a elektrárny / Daddy and I play a lot, we talk about work and go on trips, and sometimes he shows us masts and power plants

Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou a plynem
Organized Short-Term Electricity and Gas Market

I rok 2021 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, minuty) 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 jak snížení rizika vzniku odchylky, tak zvýšení bezpečnosti a spolehlivosti dodávek obou komodit. Podstatný význam likvidních krátkodobých trhů je také v jejich cenotvorbě, kdy jsou ceny obchodů na těchto trzích 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. V roce 2021 se přeshraničně obchodovalo v rámci 22 zemí, které jsou zapojeny do SIDC. V červnu roku 2021 došlo k propojení regionu 4M MC k propojenému regionu MRC a vznikl tak jednotný evropský denní trh (SDAC).

Flexibilita obchodování a nabízené portfolio produktů přesvědčily již 115 tuzemských a zahraničních společností ke vstupu na krátkodobý trh s elektřinou a 113 společností

Also the year 2021 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, minutes) 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 was traded cross-border in 22 countries involved in SIDC in 2021. In June 2021, the 4M MC region was interconnected to the interconnected MRC region, creating the Single European Daily Market (SDAC).

The flexibility of trading and the portfolio of offered products have already attracted 115 domestic and foreign companies to enter the short-term electricity market and 113 companies

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 energie prostřednictvím dlouhodobých a 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, hodin i minut.

Operátor trhu prostřednictvím krátkodobých trhů zajišťuje nejen 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.

Na vnitrodenních trzích lze obchodovat i prostřednictvím mobilních aplikací, které jsou dostupné pro zařízení se systémy Android a iOS. Na vnitrodenním trhu s plynem byla mobilní aplikace uvedena do provozu na konci roku 2019 a dále na jaře roku 2021 byla zprovozněna i mobilní aplikace pro vnitrodenní trh s elektřinou.

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.

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 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 even minutes.

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.

Intraday markets can also be traded through mobile applications, which are available for Android and iOS devices. The mobile application was put into operation on the intraday gas market at the end of 2019, and in the spring of 2021 the mobile application for the intraday electricity market was also launched.

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.

Porovnání základních parametrů jednotlivých trhů je zobrazeno v tabulce 7.

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	VDT / IM
Forma trhu Type of market	Kontinuální párování continuous matching	Denní aukce Daily auction	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	** 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	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
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
Měna obchodování Trading currency	Kč CZK	EUR EUR	EUR EUR	EUR EUR
Minimální možná cena Minimum price	1 Kč/MWh CZK 1/MWh	-500 €/MWh EUR -500/MWh	-9 999 €/MWh EUR -9,999/MWh	0,01 €/MWh EUR 0.01/MWh
Maximální možná cena Maximum price	9 999 Kč/MWh CZK 9,999/MWh	***3 000 €/MWh *** EUR 3,000/MWh	9 999 €/MWh EUR 9,999/MWh	4 000 €/MWh EUR 4,000/MWh
Nejmenší možný inkrement ceny Smallest price increment	1 Kč/MWh CZK 1/MWh	0,01 €/MWh EUR 0.01/MWh	0,01 €/MWh EUR 0.01/MWh	0,01 €/MWh EUR 0.01/MWh
Možnost nulové ceny Zero price option	NE NO	ANO YES	ANO YES	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	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-0:05 H-0:05	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 €/MWh nebo horní meze ceny 500 €/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
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 designation 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 k efektivní implementaci cílů SDAC, resp. SIDC, jak je stanoveno v čl. 36 odst. 4 nařízení CACM;
- Podrobný popis a návrh časového plánu 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 2021 byly v platnosti následující metodiky a postupy vypracované společně všemi NEMO dle článku 7 nařízení CACM, 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. 5 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 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 time schedule 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 2021, 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 an day-ahead matching algorithm and a continuous trading matching algorithm that takes into account a common set of requirements for an day-ahead matching algorithm and a continuous trading matching algorithm in accordance with Article 37 (5) of the CACM Regulation
- Proposal for 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;
- Proposal on harmonized 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;

Začátkem roku 2020 byla agenturou ACER schválena nová verze společného návrhu algoritmu pro sesouhlasení propojených denních trhů a algoritmus pro párování při kontinuálním obchodování a nová verze společného návrhu produktů pro SIDC 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 2024. Jejich primárním cílem je možnost ocenit dostupnou přenosovou kapacitu v rámci vnitrodenního obchodování, neboť v rámci kontinuálního obchodování nedochází k tržnímu ocenění přenosové kapacity. V průběhu roku 2021 aktivně pokračovala příprava designu těchto vnitrodenních aukcí. Implementace technických a procesních řešení by měla být zahájena v roce 2022.

Pro příslušný den dodávky budou pořádány 3 vnitrodenní aukce v následujícím časovém sledu:

- IDA 1: D-1 15:00 pro všechny hodiny dodávky dne D
- IDA 2: D-1 22:00 pro všechny hodiny dodávky dne D
- IDA 3: D 10:00 pro hodinu dodávky 13-24 dne D

Jednotné propojení denních trhů (SDAC)
Pokud se jedná o aktivity na denních trzích, jejich 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.

In early 2020, ACER approved a new version of the joint design of the price coupling algorithm and of the continuous trading matching algorithm and a new version of the joint proposal for productsJoint for SIDC to incorporate the plan for the development and preparation of intraday auctions, which should be part of SIDC and complement intraday continuous trading. These intraday auctions should be ready by the beginning of 2024 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. During 2021, the preparation of the design of these intraday auctions continued. The implementation of technical and process solutions should start in 2022.

For the relevant delivery day, 3 intraday auctions will be held in the following time sequence:

- IDA 1: D-1 15:00 for all delivery hours on day D
- IDA 2: D-1 22:00 for all delivery hours on day D
- IDA 3: D 10:00 for delivery time 13-24 on D

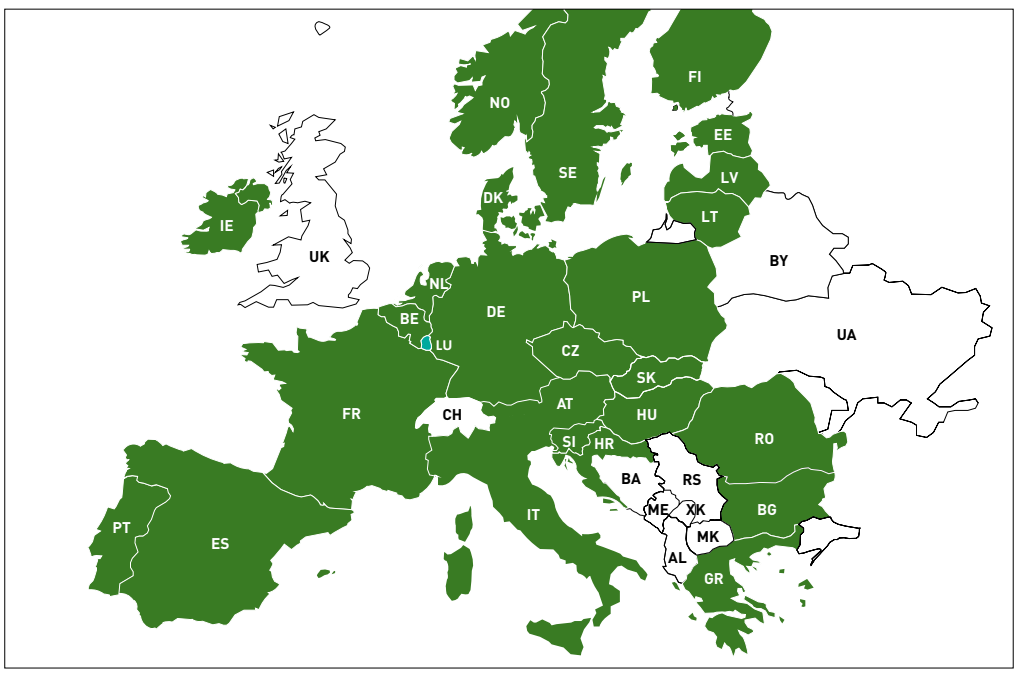
Single day-ahead coupling (SDAC)
As regards day-ahead activities, the aim is to create a single day-ahead electricity market across Europe. An integrated day-ahead market will increase overall trading efficiency by fostering effective competition, increasing liquidity and enabling more efficient use 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.

SDAC 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.

Obrázek 47 : Figure 47

Integrace spotových trhů v Evropě v závěru roku 2021
Integration of spot markets in Europe at the end of the year 2021



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:

- Geografické 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 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

Do června 2021 existovaly dva paralelní a v rámci implementace nařízení CACM rovnocenné projekty: Multi Regional Coupling ('MRC') a 4M Market Coupling ('4M MC'). Plným tržním propojením těchto projektů dne 17. června 2021 byl završen tzv. DE-AT PL_4M MC projekt, jinak také Interim Coupling Project ('ICP'). V rámci ICP byla zavedena implicitní alokace kapacit založená na NTC metodě na 6 hranicích (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT a HU-AT hranice).

Na dokončení ICP bude v roce 2022 navazovat implementace propojení trhů v rámci projektu Core FB MC založeného na metodě Flow-Based, který je stanovený v Nařízení CACM jako cílové řešení propojení trhů v rámci Evropy.

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

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.

Until June 2021, there were two parallel and equivalent CACM regulations: Multi Regional Coupling ('MRC') and 4M Market Coupling ('4M MC'). The full market interconnection of these projects on 17 June 2021 completed the so-called DE-AT-PL-4M MC project, otherwise also the Interim Coupling Project ('ICP'). Within the ICP, an implicit capacity allocation based on the NTC method was introduced at 6 borders (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT and HU-AT borders).

The completion of the ICP will be followed in 2022 by the implementation of market interconnection within the Core FB MC project based on the Flow-Based method, which is set out in the CACM Regulation as a target solution for market interconnection within Europe.

OTE's goal is to provide its market participants with the possibility of implicit allocation of cross-border capacity to as many cross-border Czech profiles as possible.

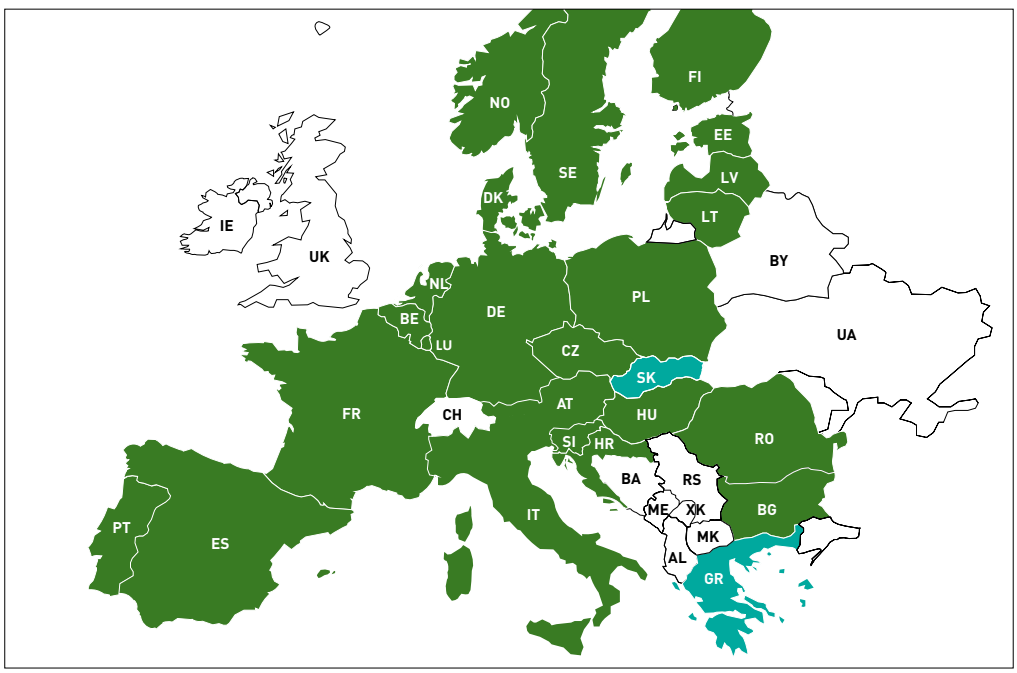
Single intraday coupling (SIDC)
As the impact of intermitent renewable production such as solar energy increases, market participants are more and more interested in intra-day trading. The main reason for this is the increasingly difficult balance to be maintained after the day-ahead market is closed. 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 (i.e. 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 2021 v rámci jednotného propojení vnitrodenních trhů v EU
Integration of intraday markets in Europe at the end of 2021 within the framework of a single intraday coupling in the EU



- Členské státy propojené v SIDC v rámci 1., 2. a 3. vlny spuštění
  Member states integrated in SIDC in 1st, 2nd and 3rd go-live wave
- Země, které mají být propojeny v rámci 4. vlny spuštění (konec roku 2022)
  Countries to be coupled in 4th go-live wave (end 2022)

Lucembursko je součástí oblasti Amprion. Účastníci trhu v Lucembursku mají přístup k SIDC prostřednictvím Amprion Delivery Area / Luxemburg is part of the Amprion Delivery Area. Market participants in Luxemburg have access to SIDC through the Amprion Delivery Area

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

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.

SIDC is a joint initiative of nominated electricity Market Operators ('NEMOs') and transmission system operators ('TSOs') that enables continuous cross-border trading across Europe. This is a continuation of the XBID project (so-called Cross Border Intraday), which in June 2018 presented a technical solution for the creation of a single intraday market through an intraday continuous trading platform. SIDC enables the integration and expansion of energy networks throughout Europe. This technical solution was launched on 12 and 13 June 2018 in 14 European countries, and a year later the project parties announced a successful first year of operation.

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.

Po úspěšném zapojení ČR do evropského propojení vnitrodenních trhů s elektřinou (SIDC) došlo v červnu 2020 na vnitrodenním trhu k další významné změně, a to k prodloužení obchodování na vnitrodenním trhu s elektřinou až do 5 minut před začátkem hodiny dodávky. V polovině roku 2021 došlo také k úspěšnému připojení Itálie do SIDC.

Lze předpokládat, že v následujícím období dojde k začlenění vnitrodenních trhů zbývajících zemí EU pod SIDC, konkrétně se jedná o trhy Řecka, Slovenska a Irska. Naopak provozovatelé přenosových soustav ze Spojeného království Velké Británie a Severního Irska k 31. 12. 2020 ukončili svou činnost v projektu SIDC s ohledem na dopady Brexitu.

Právě s ohledem na zapojení Slovenska do SIDC byl v roce 2020 zahájen tzv. lokální implementační projekt v rámci SIDC nominovanými provozovateli trhu s elektřinou a provozovateli přenosových soustav ze Slovenska, České republiky, Polska a Maďarska s cílem zahrnout na konci roku 2022 do propojeného vnitrodenního trhu i hranice mezi Slovenskem a Českou republikou, Slovenskem a Maďarskem a Slovenskem a Polskem.

Organizovaný krátkodobý trh s elektřinou

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, byl vyrovnávací trh s regulační energií, který byl organizován ve spolupráci s provozovatelem přenosové soustavy – společností ČEPS. Provoz vyrovnávacího trhu s regulační energií byl ukončen z důvodu uplatnění nařízení Komise (EU) 2017/2195 ze dne 23. listopadu 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice.

Following the successful involvement of the Czech Republic in the European Single Intraday Coupling of Electricity Markets (SIDC), another significant change in the intraday market took place in June 2020, namely the extension of trading on the intraday electricity market up to 5 minutes before the start of the delivery hour. In mid-2021, Italy also successfully joined the SIDC.

It can be assumed that in the following period the intraday markets of the remaining EU countries will be integrated under the SIDC, specifically the markets of Greece, Slovakia and Ireland. On the contrary, transmission system operators from the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland terminated their activities in the SIDC project as of 31 December 2020 due to the impacts of Brexit.

With regard to Slovakia,s involvement in SIDC, the so-called local implementation project within SIDC was launched in 2020 by nominated electricity Market Operators and transmission system operators from Slovakia, the Czech Republic, Poland and Hungary with the aim of including the border between Slovakia and the Czech Republic, Slovakia and Hungary and Slovakia and Poland into Single Intraday Coupling.

Organized short-term electricity market

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 market, slightly different from the previous ones, was the balancing market with balancing energy, which was organized in cooperation with the transmission system operator - ČEPS. The operation of the balancing market with balancing energy has been terminated due to the application of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing.

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 2021 dosáhl hodnoty 0,7 GWh, což představuje meziroční pokles. 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 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 byla jen v roce 2021 prostřednictvím blokových kontraktů zobchodována elektřina v celkovém objemu 16,6 GWh.

Provoz blokového trhu byl ukončen k 31. 12. 2021.

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

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.

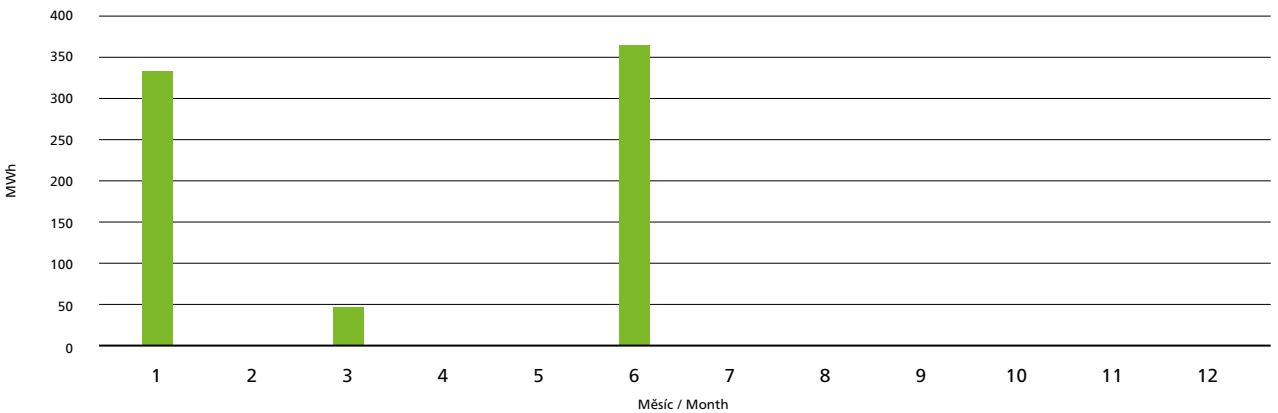
The traded volume of electricity on the block market in 2021 reached 0.7 GWh, which represents a year-on-year decrease. The biggest advantage of this market is the ability to buy or sell electricity 5 days before the day of delivery. Nevertheless, this market can be seen as a complementary market to the daily market and the intraday electricity market. This is one of the reasons why the achieved liquidity of closed trades on the block market platform does not reach the volumes of closed trades on the daily electricity market and the intraday electricity market. One of the reasons may be the offer of block products on both of these platforms, which by their nature may replace the block market with some of their parameters. E.g. on the intraday market, electricity was traded in a total volume of 16.6 GWh through block contracts in 2021 alone.

The operation of the block market was terminated on 31 December 2021.

Figures 49 and 50 present the amount of electricity traded through the block market.

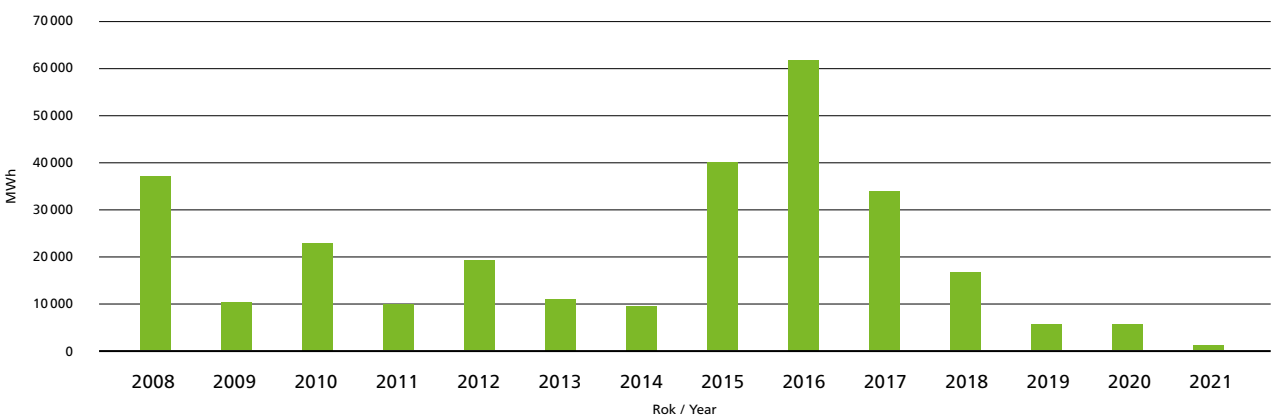
Obrázek 49: Figure 49

Množství zobchodované elektřiny na blokovém trhu v průběhu roku 2021
Volumes of electricity traded on the block market in 2021



Obrázek 50 : Figure 50

Vývoj zobchodovaného množství elektřiny na blokovém trhu v letech 2008–2021
Development of the traded amount of electricity on the block market in the years 2008-2021



Denní trh s elektřinou

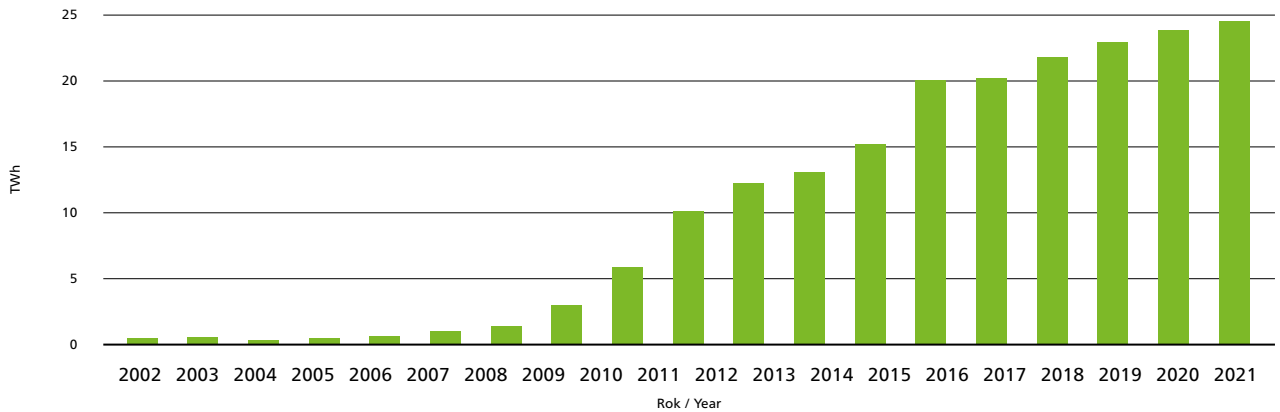
Denní trh s elektřinou v ČR je založen na principu implicitní alokace přeshraničních kapacit (MC) a do června 2020 byl provozován společně s trhem slovenským, maďarským a rumunským pod označením 4M MC. V červnu 2020 došlo k propojení těchto čtyř denních trhů k propojenému regionu MRC a vznikl tak jednotný evropský denní trh (SDAC).

Day-ahead electricity market

The day-ahead electricity market in the Czech Republic is based on the principle of implicit cross-border capacity (MC) allocation and until June 2020 it was operated together with the Slovak, Hungarian and Romanian markets under the name 4M MC. In June 2020, these four day-ahead markets were interconnected to the interconnected MRC region, creating the Single European Daily Market (SDAC).

Obrázek 51 : Figure 51

Vývoj objemů zobchodované elektřiny na DT v letech 2002–2021 (se zahrnutím EX/IM z DT)
Trend in volumes of electricity traded on day-ahead market in 2002–2021 (incl. EX/IM from DM)



Na denním trhu ČR mohou účastníci trhu v ČR a ostatních zemí EU uspokojit své požadavky na nákup či prodej elektřiny na následující den ve všech tržních oblastech bez nutnosti explicitního získání přenosové kapacity.

Díky implementaci PCR řešení mohou účastníci trhu využít stejné struktury nabídek, jaké znají účastníci trhu v EU. 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.

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/

On the day-ahead market of the Czech Republic, market participants in the Czech Republic and other EU countries can satisfy their requirements for the purchase or sale of next day electricity in all market areas without the need for explicit acquisition of transmission capacity.

Thanks to the implementation of PCR solutions, market participants can use the same bid structures as market participants in the EU. They can therefore create different production and consumption scenarios at different price levels and thus increase the ability to implement their business strategy in the daily market. At the same time, merchants can submit an unlimited number of bids.

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.

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: +1 500 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 2021 dosahovaly ceny na denním trhu v převážné většině kladných hodnot, avšak v 5 dnech dosáhly ceny elektřiny záporných hodnot v celkem 33 obchodních hodinách.

Obrázek 52 ukazuje pohyb cen v dubnu 2021. Je zde zřetelně vidět pokles cen v průběhu Velikonoc, kdy došlo k situaci, že pouze cena Offpeak load byla kladná a ceny Base load a Peak load byly záporné. Hodinové ceny v průběhu roku 2021 však nedosáhly hodnot, při nichž by byla iniciována procedura druhé aukce.

Na obrázcích 53 až 55 jsou prezentovány výsledky organizovaného denního trhu v roce 2021. Objem obchodů s elektřinou uzavřených na denním trhu OTE za rok 2021

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 +1,500/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.

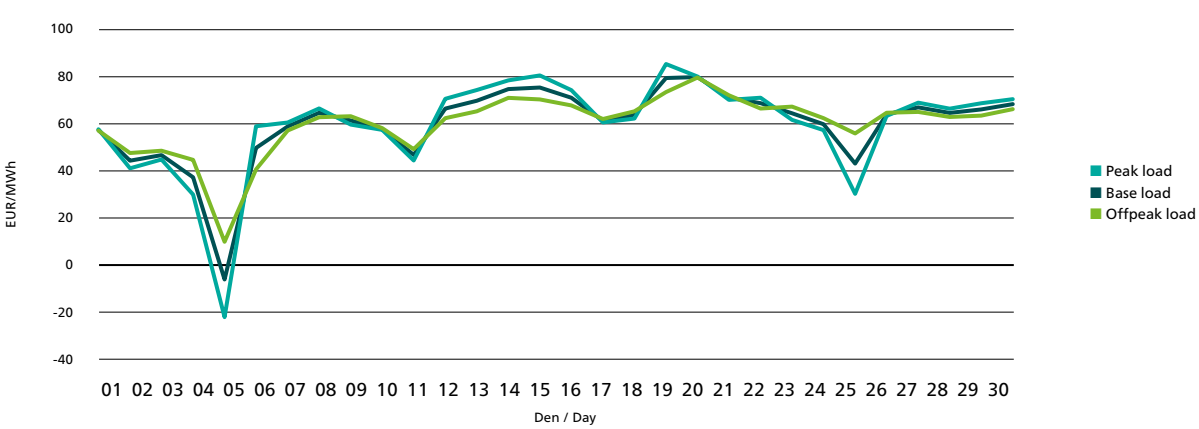
During 2021, day-ahead market prices reached the vast majority of positive values, but in 5 days electricity prices reached negative values in a total of 33 trading hours.

Figure 52 shows the movement of prices in April 2021. There is a clear decline in prices during Easter, when there was a situation that only the price of Offpeak load was positive and the prices of Base load and Peak load were negative. However, hourly prices during 2021 did not reach the values at which the second auction procedure would be initiated.

Figures 53 to 55 present the results of the organized day-ahead market in 2021. The volume of electricity trades concluded on the OTE day-ahead market in 2021 reached 24.36 TWh. This is a year-on-year increase compared to

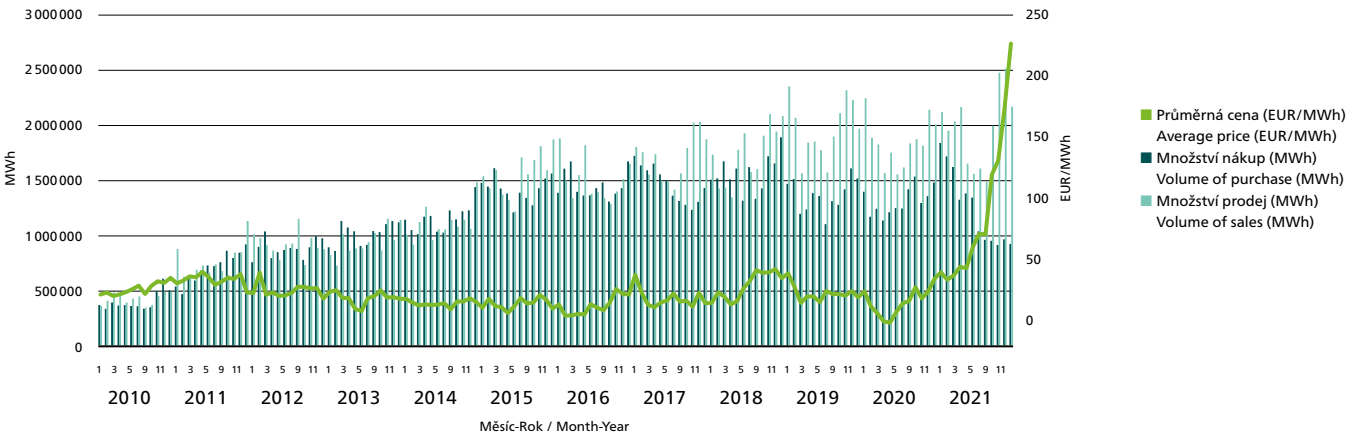
Obrázek 52 : Figure 52

Market spot index v průběhu dubna 2021
Market spot index in April 2021



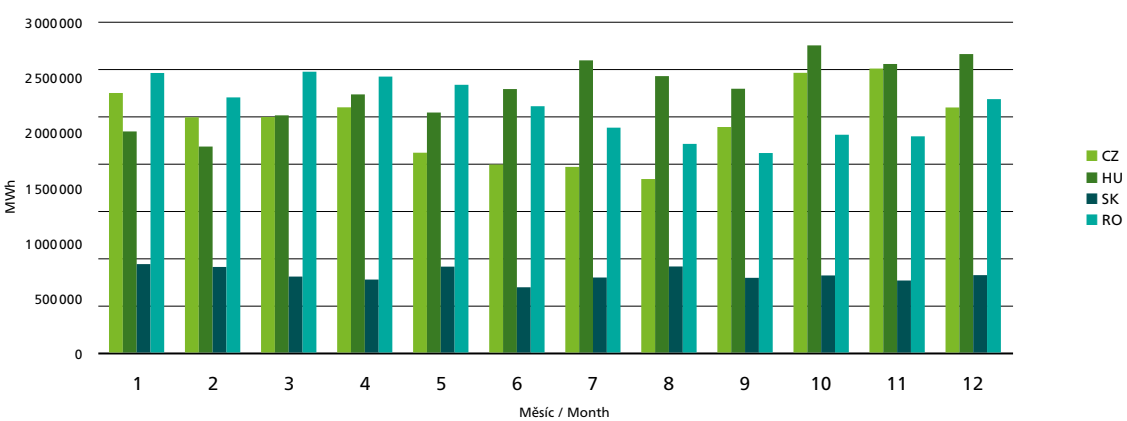
Obrázek 53 : Figure 53

Množství zobchodované elektřiny a průběh průměrné ceny na denním trhu v jednotlivých měsících roku 2010–2021
Volumes of traded electricity and average prices on the day-ahead market in specific months of 2010–2021



Obrázek 54 : Figure 54

Zobchodované množství elektřiny na denních trzích CZ, SK, HU a RO v jednotlivých měsících roku 2021
Volumes of electricity traded on CZ, SK, HU and RO day-ahead markets in specific months of 2021



dosáhl 24,36 TWh. Jedná se o meziroční nárůst oproti roku 2020 i roku 2019, v němž účastníci trhu uzavřeli obchody o celkovém objemu 22,41 TWh, resp. 23,79 TWh. Celkový zobchodovaný objem na DT v ČR v roce 2021 představoval téměř 40 % tuzemské netto spotřeby.

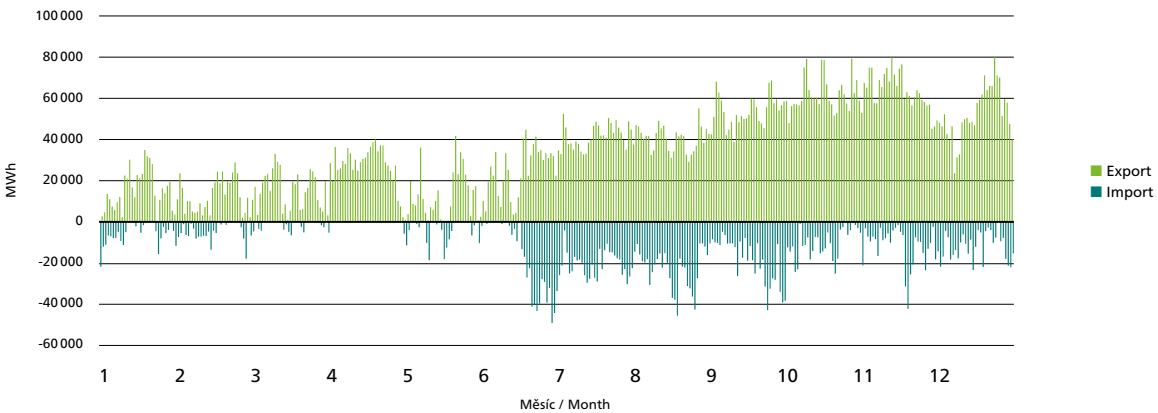
Průměrná cena obchodů na denním trhu OTE dosáhla v roce 2021 hodnoty 100,66 EUR/MWh. Oproti průměrné ceně roku 2020 se jedná o meziroční nárůst o 199 %. Maximální hodinová cena denního trhu dosáhla hodnoty 620,00 EUR/MWh, a to v 18. hodině dne 21. 12. 2021. Minimální hodinová cena denního trhu dosáhla hodnoty -36,26 EUR/MWh, a to ve 13. hodině dne 5. 4. 2021.

2020 and 2019, in which market participants concluded trades with a total volume of 22.41 TWh, resp. 23.79 TWh. The total volume traded on DT in the Czech Republic in 2021 represented almost 40% of domestic net consumption.

The average price of trades on the OTE day-ahead market reached 100.66 EUR/MWh in 2021. Compared to the average price in 2020, this is a year-on-year increase of 199%. The maximum hourly price of the daily market reached the value of 620.00 EUR/MWh, at 6 pm on 21 December 2021. The minimum hourly price of the day-ahead market reached the value of -36.26 EUR/MWh, at 1 p.m. on April 5, 2021.

Obrázek 55 : Figure 55

Saldo přeshraničního toku v rámci DT po jednotlivých dnech roku 2021
Balance of cross-border day-ahead market flows on specific days of 2021

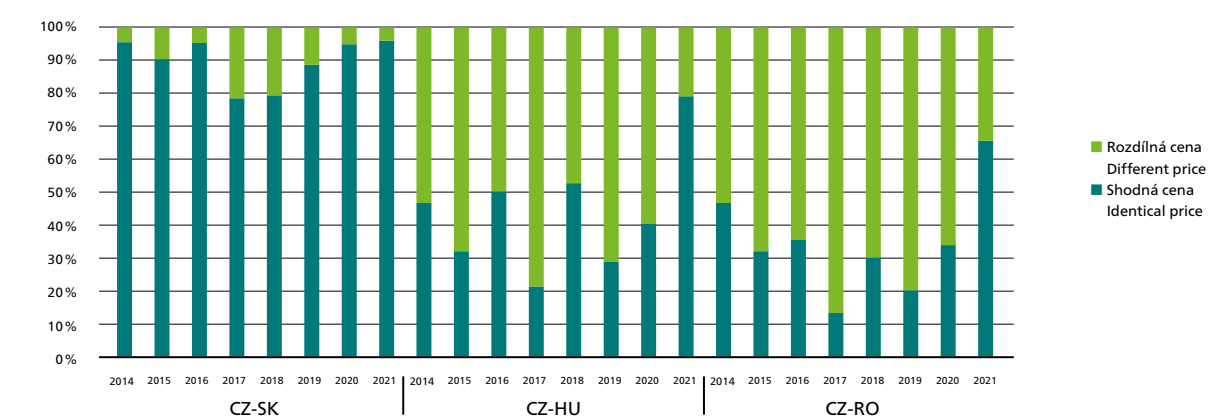


Pokud přidělená přeshraniční kapacita pro implicitní denní aukci nedostačuje požadovanému vypočtenému toku mezi dvěma oblastmi, dojde v dané oblasti a hodině ke vzniku rozdílné spotové ceny. Tato situace je rovněž označována pojmem „rozpojení trhů". Jak je patrné z následujícího obrázku 56[22], v rámci 4M MC v první polovině roku 2021 došlo k rozpojení českého a slovenského trhu ve 4 % hodin. Tento fakt svědčí o dostatku přeshraniční přenosové

If the allocated cross-border capacity for the implicit daily auction is not sufficient for the required calculated flow between the two areas, a different spot price will arise in that area and hour. This situation is also referred to as "market interconnection". As can be seen from the following Figure 56[22], within the 4M MC in the first half of 2021, the Czech and Slovak markets were disconnected in 4% of hours. This fact testifies to the sufficient cross-border transmission

Obrázek 56 : Figure 56

Konvergence cen mezi tržními oblastmi v roce 2021
Price convergence between market areas in 2021

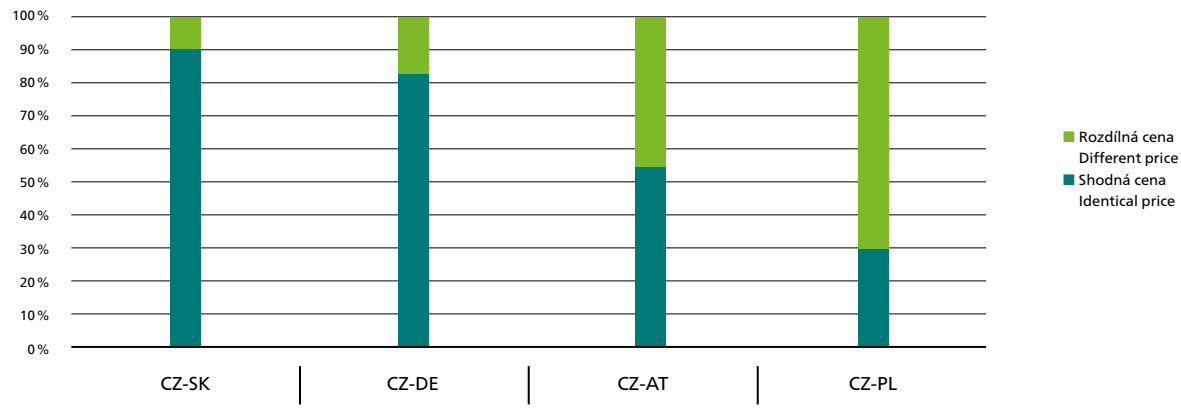


[22]/ Konvergence cen mezi CZ a RO je vyhodnocena pro rok 2014 pouze pro období po spuštění 4M MC

[22]/ Price convergence between CZ and RO is evaluated for 2014 only for the period after the launch of 4M MC

Obrázek 57 : Figure 57

Konvergence cen v rámci INTERIM MC v roce 2021
Price convergence within INTERIM MC in 2021



kapacity na profilu CZ/SK. Mezi denním trhem ČR a HU bylo v roce 2021 dosaženo rozdílných cen ve 21 % hodin tohoto období a rozdílných cen mezi oblastmi CZ a RO bylo dosaženo v 34 % obchodních hodin první poloviny roku 2021. Snížení poměru rozdílných hodin mezi ČR a HU a RO přisuzujeme posílení přeshraničního profilu SK/HU.

Obrázek 57[23] zobrazuje konvergenci cen okolních zemí v rámci INTERIM MC v druhé polovině roku 2021, kdy došlo k rozpojení českého a slovenského trhu v 10 % hodin. Tento fakt svědčí o dostatku přeshraniční přenosové kapacity na profilu CZ/SK. Mezi denním trhem ČR a DE bylo dosaženo rozdílných cen v 17 % hodin tohoto období a rozdílných cen mezi oblastmi CZ a AT bylo dosaženo ve 46 % obchodních hodin. Rozdílných cen mezi oblastmi CZ a PL bylo dosaženo v 71 % obchodních hodin, což je způsobeno ochranářskou politikou polského trhu.

Srovnání spotových cen v regionu je prezentováno na obrázku 58, který ukazuje průběhy průměrných měsíčních cen dosahovaných na denním trhu OTE (ČR), HUPX (HU), OPCOM (RO) a v Německu a v Rakousku. Opět se projevuje vysoká korelace cen OTE s cenami dosaženými na denních trzích v Německu a Rakousku.

capacity on the CZ/SK profile. Between the day-ahead market of the Czech Republic and HU, different prices were achieved in 21% of the hours of this period in 2021 and different prices between the CZ and RO areas were achieved in 34% of trading hours of the first half of 2021. We attribute to the RO the strengthening of the SK/HU cross-border profile.

Figure 57[23] shows the convergence of prices of neighboring countries within INTERIM MC in the second half of 2021, when the Czech and Slovak markets were disconnected in 10% of hours. This fact testifies to the sufficient cross-border transmission capacity on the CZ/SK profile. Between day-ahead CR and DE, different prices were achieved in 17% of the hours of this period and different prices between CZ and AT were achieved in 46% of trading hours. Different prices between CZ and PL areas were achieved in 71% of trading hours, which is due to the protectionist policy of the Polish market.

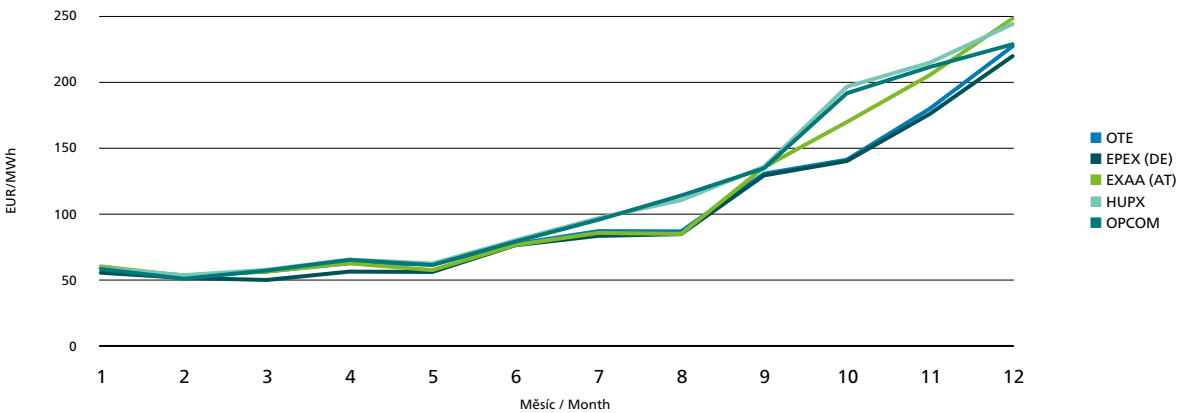
The comparison of spot prices in the region is presented in Figure 58, which shows the average monthly prices achieved on the daily market of OTE (Czech Republic), HUPX (HU), OPCOM (RO) and in Germany and Austria. Once again, OTE's prices are highly correlated with day-ahead prices in Germany and Austria.

[23]/ *Konvergence cen mezi oblastmi je vyhodnocena pouze pro období po spuštění INTERIM MC (od 18. 6. 2021)*

[23]/ *Price convergence between areas is evaluated only for the period after the launch of INTERIM MC (from 18 June2021)*

Obrázek 58 : Figure 58

Srovnání průměrných měsíčních cen na denním trhu OTE, HUPX, OPCOM, DE a AT v roce 2021 (zdroj: OTE, EXAA, EPEX, Nord Pool, HUPX, OPCOM)
Comparison of average monthly prices on the day-ahead market OTE, HUPX, OPCOM, DE and AT in 2021 (source: OTE, EXAA, EPEX, Nord Pool, HUPX, OPCOM)



Vnitrodenní trh s elektřinou
Vnitrodenní trh s elektřinou byl vnitrostátním trhem ČR, avšak v rámci integrace evropských vnitrodenních trhů je od 19. listopadu 2019 součástí SIDC. V roce 2021 se na vnitrodenním trhu s elektřinou přeshraničně obchodovalo v rámci 22 zemí.

Prostřednictvím organizovaného vnitrodenního trhu s elektřinou obchodníci anonymně nabízejí nebo poptávají elektřinu v průběhu obchodního dne, a to až do limitního času 5 minut před začátkem hodiny dodávky. 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.

Na vnitrodenním trhu s elektřinou lze obchodovat i prostřednictvím mobilní aplikace, která je dostupná pro zařízení se systémy Android a iOS.

V roce 2021 bylo na vnitrodenním trhu s elektřinou zobchodováno 5,21 TWh, což představuje meziroční nárůst o 17 % ve srovnání s rokem 2020 (4,44 TWh).

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 2019. In 2021 the intraday electricity market enables to trade electricity across borders of 22 countries.

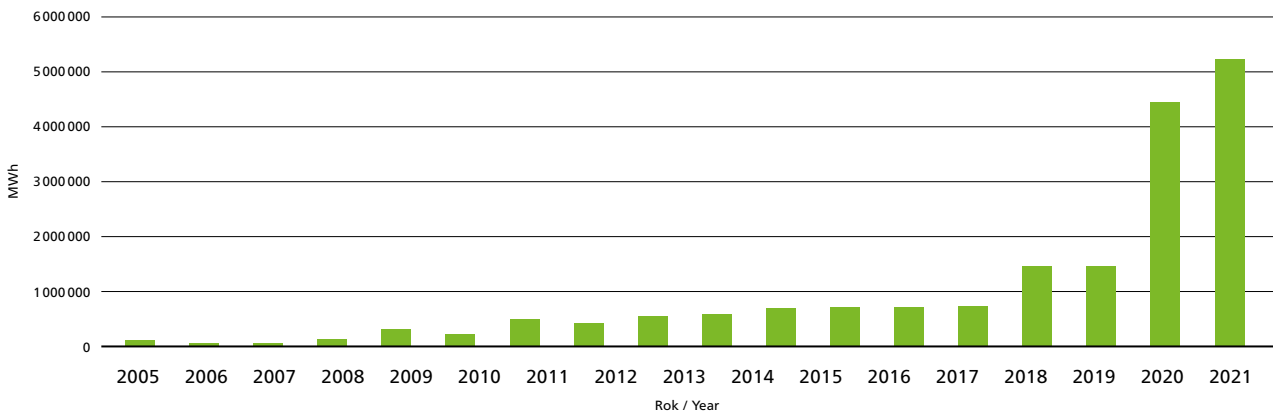
The organized intraday electricity market allows traders to offer or demand electricity anonymously until the limit time of 5 minutes before the execution of the supply or consumption. Trading on the intraday market opens at 15:00 on all delivery hours of the following day and cross-border capacities 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.

You can also trade on the intraday electricity market through a mobile application, which is available for Android and iOS devices.

In 2021, 5.21 TWh was traded on the intraday electricity market, which represents a year-on-year increase of 17% compared to 2020 (4.44 TWh).

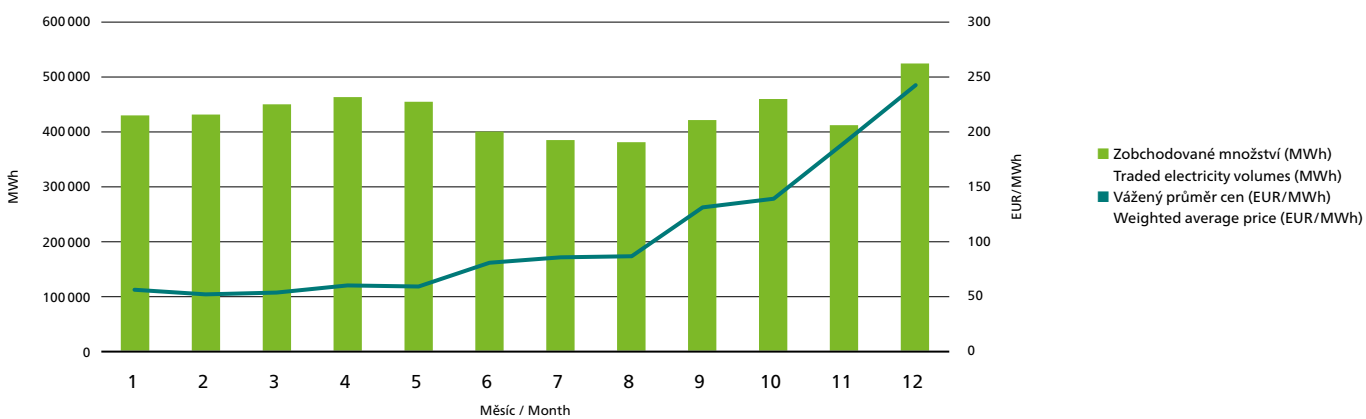
Obrázek 59 : Figure 59

Množství zobchodované elektřiny na vnitrodenním trhu v letech 2005-2021
Amount of electricity traded on the intraday market in years 2005-2021



Obrázek 60 : Figure 60

Množství zobchodované elektřiny a průběh vážené průměrné ceny na vnitrodenním trhu v jednotlivých měsících roku 2021
The amount of traded electricity and the course of the weighted average prices on the intraday market in individual months of the year 2021



Vážený průměr cen obchodů v roce 2021 na vnitrodenním trhu s elektřinou byl 106,09 EUR/MWh. Oproti roku 2020 se jedná o meziroční nárůst průměrné ceny o 185 %.

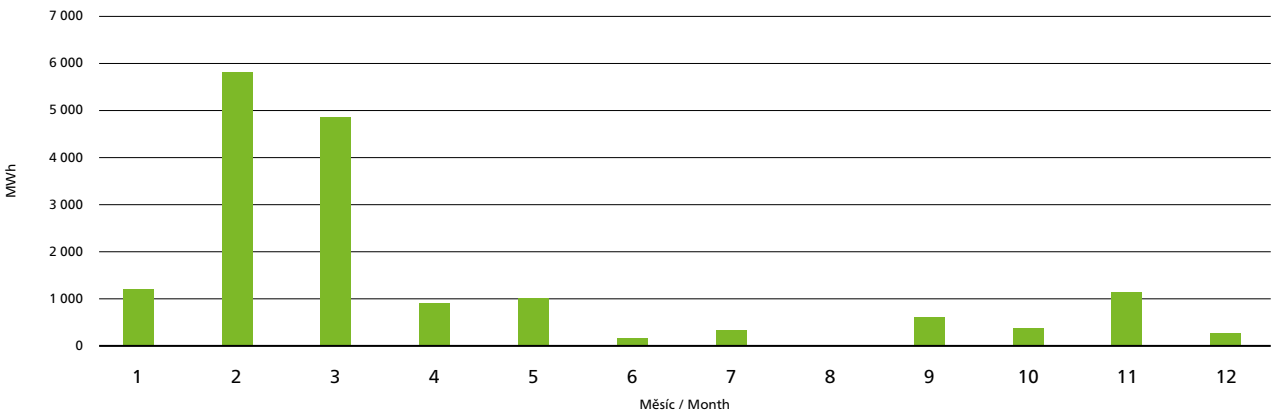
Maximální hodinový vážený průměr cen na vnitrodenním trhu dosáhl hodnoty 595,70 EUR/MWh (při maximální ceně obchodu 800,00 EUR/MWh), a to v 18. hodině dne 21. 12. 2021. Maximální ceny bylo dosaženo dne 12. 11. 2021 ve 12. hodině, a to ve výši 2 350,00 EUR/MWh (při váženém průměru cen dané hodiny 309,52 EUR/MWh).

The weighted average of trading prices in 2021 on the intraday electricity market was 106.09 EUR/MWh. Compared to 2020, this is a year-on-year increase in the average price by 185%.

The maximum hourly weighted average price on the intraday market reached the value of 595.70 EUR/MWh (at the maximum trade price of 800.00 EUR/MWh), at 6 pm on 21 December 2021. The maximum price was reached on 12 November 2021 at 12 o'clock, in the amount of 2,350.00 EUR/MWh (with the weighted average price of the given hour 309.52 EUR/MWh).

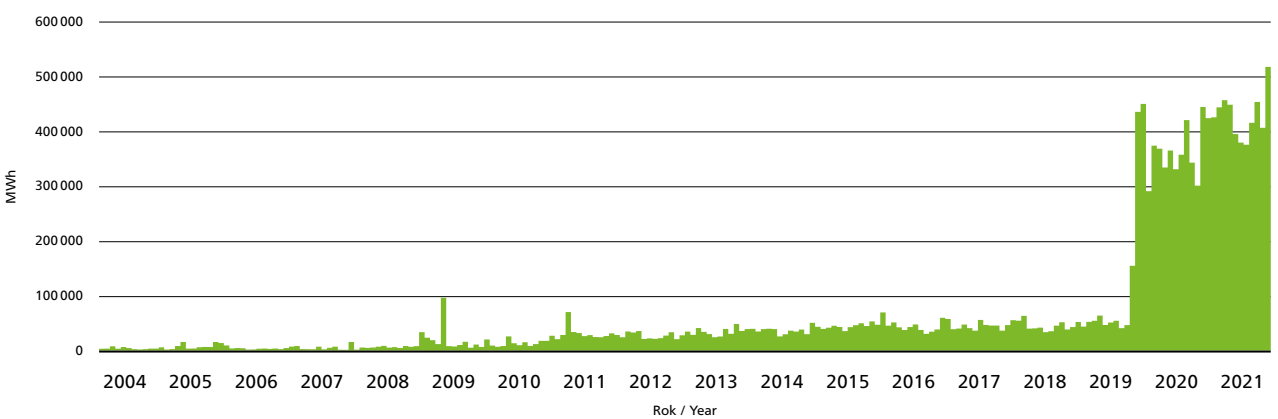
Obrázek 61 : Figure 61

Množství zobchodované elektřiny v rámci blokových kontraktů na VDT v jednotlivých měsících roku 2021
Amount of electricity traded under block contracts at VDT in individual months of the year 2021



Obrázek 62 : Figure 62

Vývoj měsíčních objemů zobchodované elektřiny na vnitrodenním trhu v letech 2004–2021
Development of monthly volumes of traded electricity on the intraday market in years 2004-2021



Minimální hodinový vážený průměr cen na vnitrodenním trhu dosáhl hodnoty -35,91 EUR/MWh (při minimální ceně obchodu -45,00 EUR/MWh), a to v 15. hodině dne 5. 4. 2021. Minimální ceny obchodu bylo dosaženo dne 4. 5. 2021 v 18. hodině, a to ve výši -245,99 EUR/MWh (při váženém průměru cen dané hodiny 31,42 EUR/MWh).

Na obrázcích 59 až 62 jsou prezentovány výsledky organizovaného vnitrodenního trhu s elektřinou v roce 2021.

The minimum hourly weighted average prices on the intraday market reached the value of -35.91 EUR/MWh (at the minimum trade price of -45.00 EUR/MWh), at 3 pm on 5 April 2021. The minimum trade price was reached on 4. 5. 2021 at 6 pm, in the amount of -245.99 EUR/MWh (at the weighted average price of the hour 31.42 EUR/MWh).

Figures 59 to 62 present the results of the organized intraday electricity market in 2021.

Vyrovnávací trh s regulační energií
Provoz vyrovnávacího trhu s regulační energií byl ukončen z důvodu uplatnění nařízení Komise (EU) 2017/2195 ze dne 23. 11. 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice ke dni 31. 1. 2020.

Balancing market with balancing energy
The operation of the balancing market with regulating energy was terminated due to the application of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing as at 31 January 2020.

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 vnitrodenním trhu s plynem lze obchodovat i prostřednictvím mobilní aplikace, která je dostupná pro zařízení se systémy Android a iOS.

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).

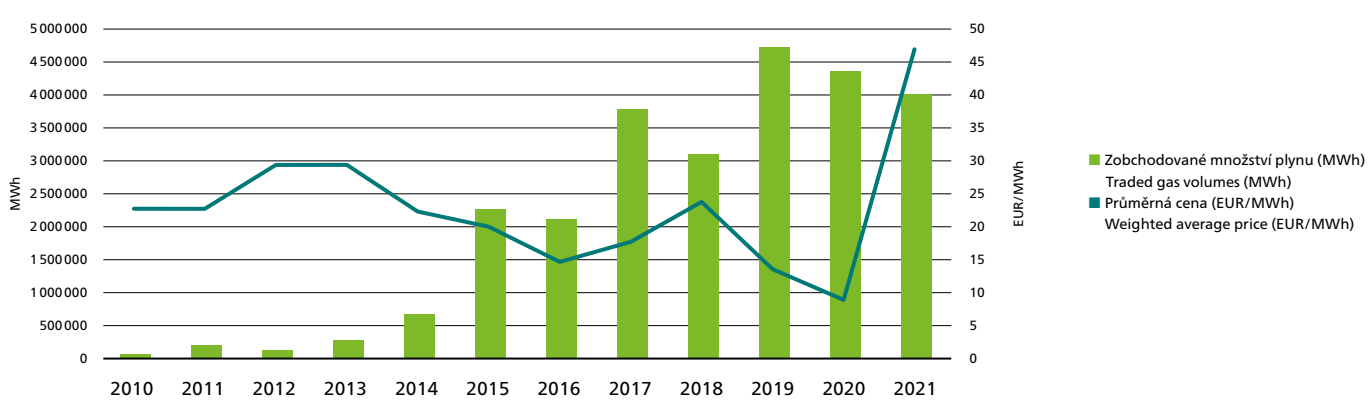
The Market Operator also operates the unused flexibility market. This market and its results are described in more detail in the chapter Gas Market.

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.

You can also trade on the intraday gas market through a mobile application, which is available for Android and iOS devices.

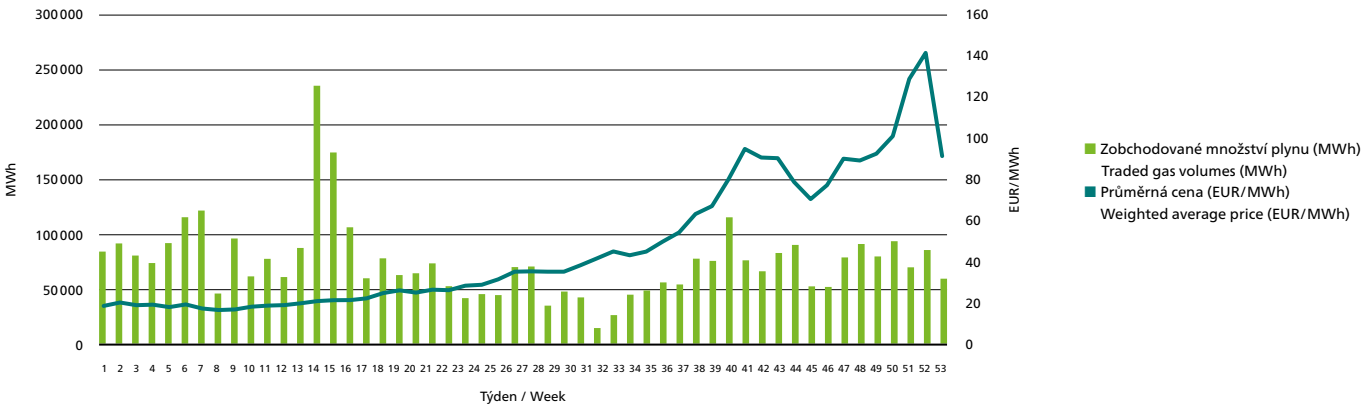
Obrázek 63 : Figure 63

Množství zobchodovaného plynu a průměrná cena na vnitrodenním trhu s plynem v letech 2010–2021
The amount of gas traded and the average price on the intraday gas market in years 2010-2021



Obrázek 64 : Figure 64

Množství zobchodovaného plynu a průběh průměrné ceny na vnitrodenním trhu s plynem v jednotlivých týdnech roku 2021
The amount of gas traded and the course of the average price on the intraday gas market in individual weeks of the year 2021



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 99 999,9 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 2021 celkem 4 007 GWh plynu. Došlo tak k meziročnímu poklesu oproti roku 2020. Jedná se i tak o třetí nejvyšší zobchodované roční množství od otevření tohoto trhu v roce 2010. Vážený průměr cen obchodovaného plynu na vnitrodenním trhu v roce 2021 činil 46,25 EUR/MWh, což je nárůst vážené ceny plynu o 386 % oproti roku 2020. Množství zobchodovaného plynu a průběh průměrné ceny jsou zobrazeny na obrázku 64.

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.

In 2021, a total of 4,007 GWh of gas was traded on the intraday gas market. This was a year-on-year decrease compared to 2020. This is still the third highest traded annual volume since the opening of this market in 2010. The weighted average prices of traded gas on the intraday market in 2021 was 46.25 EUR/MWh, which is an increase in the weighted gas prices by 386% compared to 2020. Figure 64 shows the amount of gas traded and the course of the average price.

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. 2021 mělo možnost obchodovat na krátkodobém trhu s elektřinou 115 účastníků a na krátkodobém trhu s plynem 113 účastníků trhu.

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.

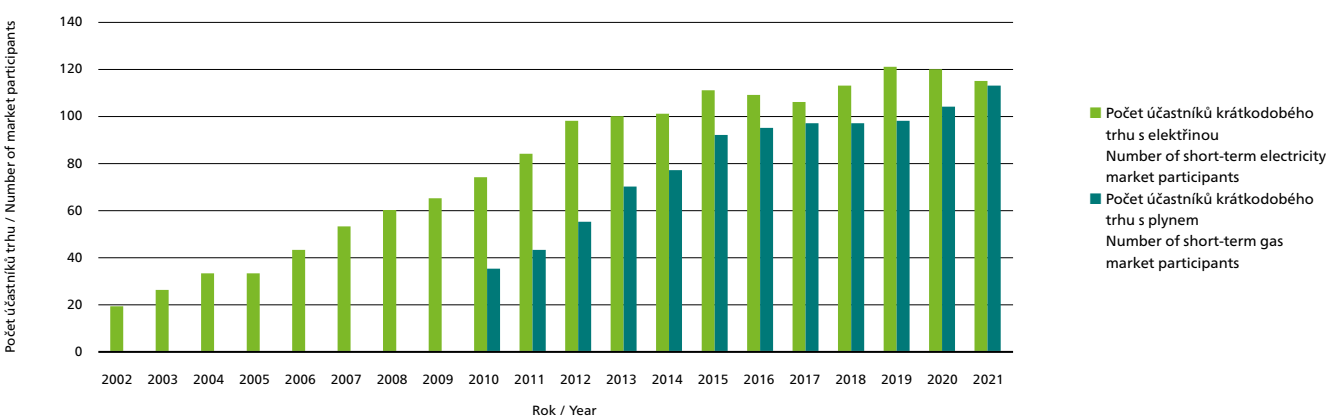
Participants in short-term electricity and gas markets

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 2021, 115 participants had the opportunity to trade on the short-term electricity market and 113 market participants on the short-term gas market.

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 65 : Figure 65

Počet účastníků krátkodobého trhu s elektřinou a plynem v letech 2002-2021
Numbers of short-term electricity and gas market participants in 2002-2021



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

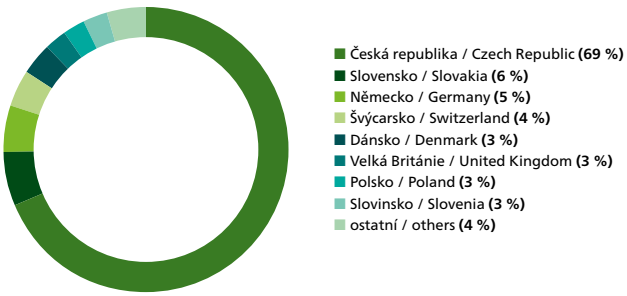
Mezi zahraničními účastníky krátkodobého trhu s plynem pak převažují obchodníci z Německa (5 %), Dánska (4 %), Švýcarska (4 %), Slovenska (4 %), Velké Británie (4 %), Maďarska (2 %), Itálie (2 %) a Nizozemska (2 %).

OTE's short-term markets are also an important trading platform for foreign traders, who account for almost a third of the total number of participants in these markets. Traders from Slovakia (6%), Germany (5%), Switzerland (4%), Denmark (3%), Poland (3%), the United Kingdom (3%) and Slovenia (3%) predominate among foreign participants in the short-term electricity market.

Traders from Germany (5%), Denmark (4%), Switzerland (4%), Slovakia (4%), Great Britain (4%), Hungary (2%), Italy (2%) and the Netherlands (2%) predominate among the foreign participants in the short-term gas market.

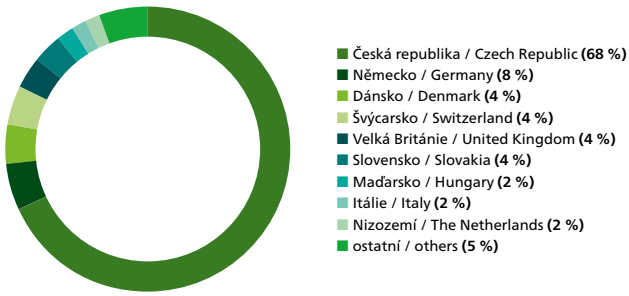
Obrázek 66 : Figure 66

Procentuální zastoupení účastníků krátkodobého trhu s elektřinou dle jednotlivých zemí
Percentage of short-term electricity market participants by country



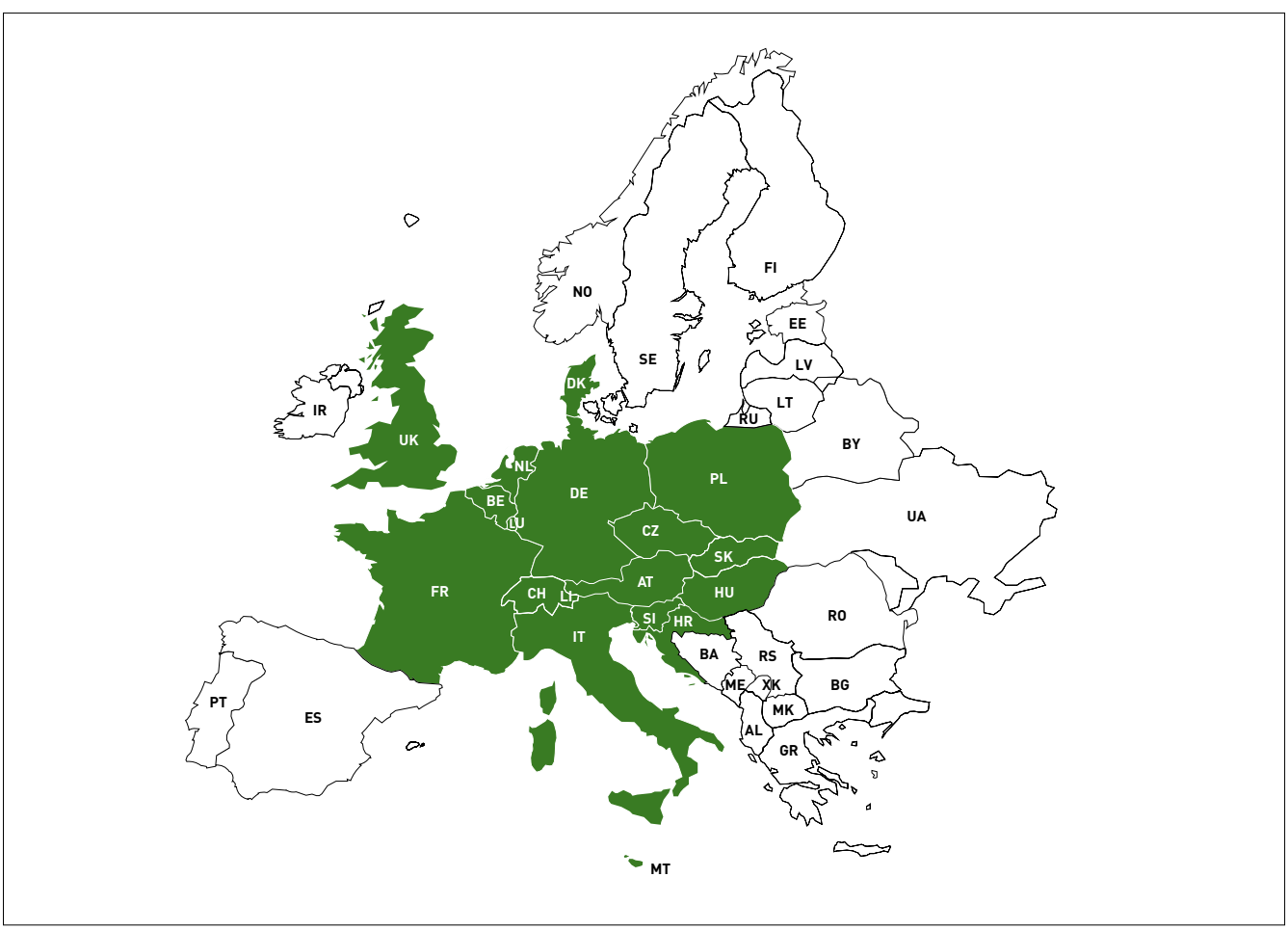
Obrázek 67 : Figure 67

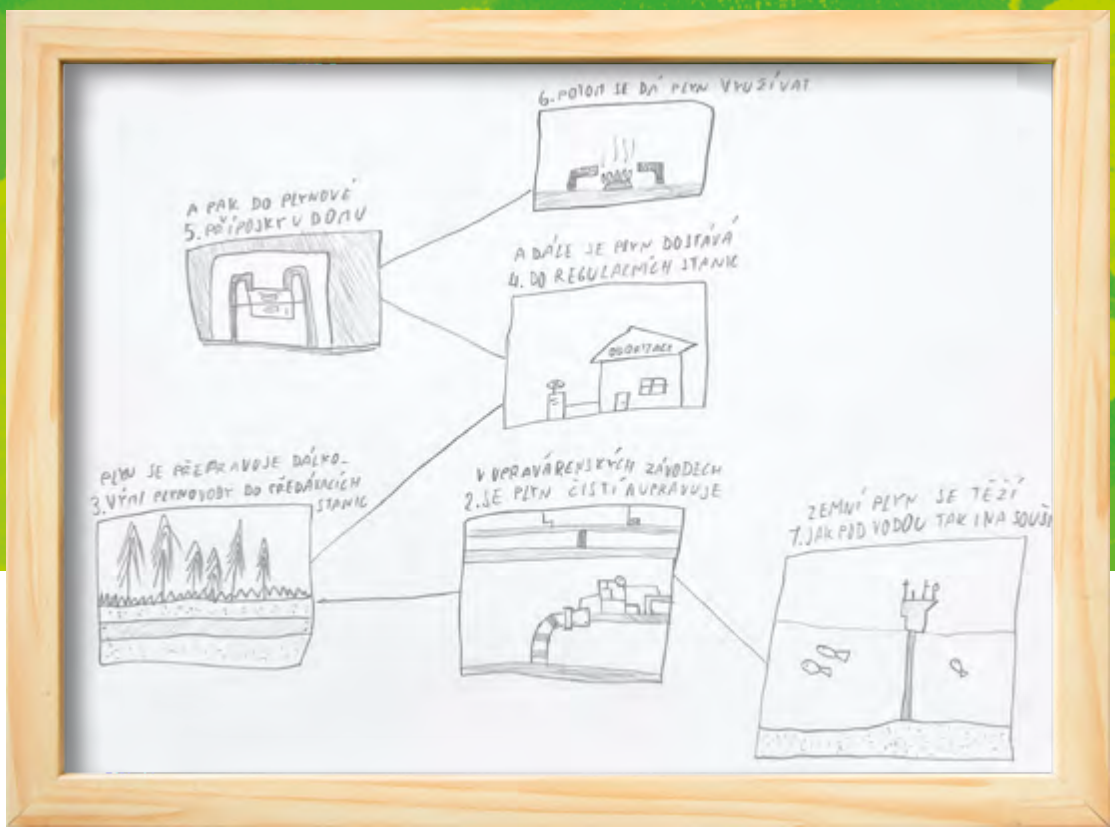
Procentuální zastoupení účastníků krátkodobého trhu s plynem dle jednotlivých zemí
Percentage of short-term gas market participants by country



Obrázek 68 : Figure 68

Geografické rozložení účastníků krátkodobých trhů s elektřinou a plynem
Geographical distribution of short - term electricity and gas market participants





Tobiáš Vlček, 10 let/years

Rád si sám zjišťuji informace a díky maminčině práci už vím, odkud se bere zemní plyn / I like to find out information for myself and thanks to my mommy's work I now know where the natural gas comes from

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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., 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. Za rok 2021 bylo zrekonstruováno 57 malých vodních elektráren o instalovaném výkonu 4,6 MW.

Nárůst počtu zdrojů v systému POZE je patrný z tabulky 8.

Snížení instalovaného výkonu nepodporovaných zdrojů a zvýšení podporovaných mezi roky 2013 a 2014 (viz tabulka 8) 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. Od roku 2021 se také začala ukončovat podpora u obnovitelných zdrojů, které dosáhly stanovené délky podpory.

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 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 sourcesIn 2021, 57 small hydropower plants with an installed capacity of 4.6 MW were reconstructed.

Table 8 documents an increase in the number of sources in the SES system.

The reduction in installed capacity of unsupported sources and increased installed capacity of supported sources (see Table 8) 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. From 2021, support for renewables, which reached the set duration of support, also began to end.

Tabulka 8 : Table 8

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
2020	32 899	11 266	798	9 918
2021	32 933	11 263	995	9 411

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 2021 dosáhla hodnoty 42,976 mld. Kč. Proti roku 2020, kdy bylo podporovaným zdrojům energie vyplaceno 45,144 mld. Kč, došlo k výraznému poklesu vyplacené podpory. Rozdělení včetně podporovaného množství zobrazuje tabulka 9.

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 the production of electricity from renewable energy sources (RES), secondary sources (Sec. S) and combined heat and power (CHP) in 2021 reached the value of CZK 42.976 billion. Compared to 2020, when CZK 45.144 billion, there was a significant decrease in the support paid. The distribution, including the supported quantity, is shown in Table 9.

Tabulka 9 : Table 9

Výše vyplacené podpory elektřiny v roce 2021
Amounts of support paid for electricity in 2021

	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)	8 431	618	7 600	16 648
Vyplaceno (mil. Kč) Paid (CZK million)	40 841	119	2 017	42 976

Částka vyplacená na podporu elektřiny z OZE, DZ a KVET po jednotlivých typech zdrojů za rok 2021 je uvedena v následující tabulce a poměrné vyjádření je znázorněno na obrázku 69.

The table below documents amounts paid in 2021 to support electricity from RES, Sec. S and CHP, broken down by types of sources. Figure 69 shows shares of supported production volumes.

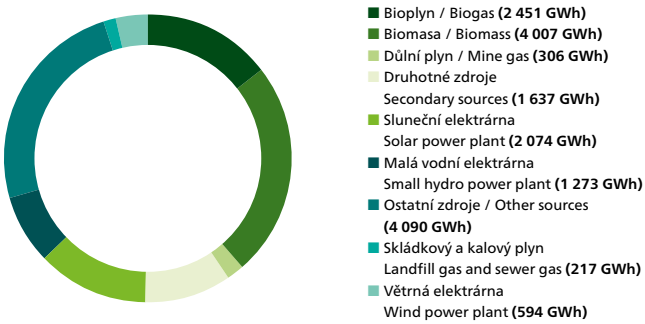
Tabulka 10 : Table 10

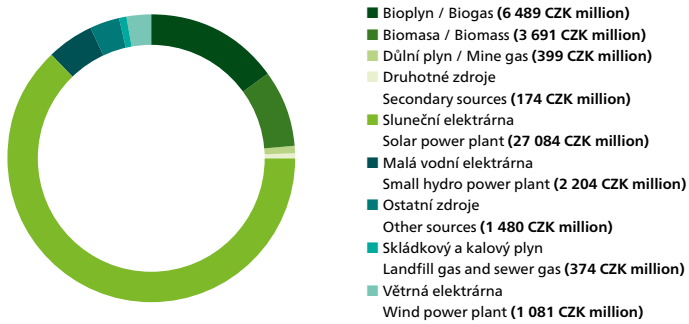
Celková podpora OZE, DZ a KVET
Total support for RES, Sec. S and CHP

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	2 205	6 437	0	0	246	52
Biomasa / Biomass	1 993	3 378	0	0	2 014	313
Důlní plyn / Mine gas	139	293	108	96	59	11
Druhotné zdroje / Secondary sources	0	0	510	23	1 126	151
Sluneční elektrárna / Solar power plant	2 074	27 084	0	0	0	0
Malá vodní elektrárna / Small hydro power plant	1 273	2 204	0	0	0	0
Ostatní zdroje / Other sources	0	0	0	0	4 090	1 480
Skládkový a kalový plyn / Landfill and sewer gas	152	364	0	0	65	9
Větrná elektrárna / Wind power plant	594	1 081	0	0	0	0
Celkový součet / Total	**8 431**	**40 841**	**618**	**119**	**7 600**	**2 017**

Obrázek 69 : Figure 69

Poměr podporovaného množství elektřiny a vyplacené podpory OZE, DZ a KVET v roce 2021
Shares of supported production volumes and support paid for RES, Sec. S and CHP in 2021





Z obrázku 69 je zřejmá disproporce mezi vyrobeným množstvím a vyplacenými finančními prostředky ve prospěch slunečních zdrojů.

The chart in figure 69 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 2021 je uveden v tabulce 11. 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 2021 is shown in Table 11. The data relate to the last day of the year.

Tabulka 11 : Table 11

Forma podpory
Types of support

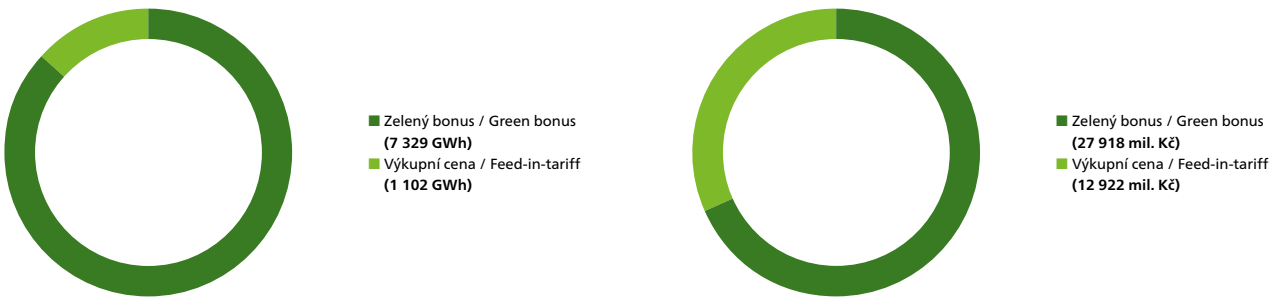
	Formy podpory / Types of support	
	Zelený bonus / Green bonus	Výkupní cena / Feed-in-tariff
Počet zdrojů / Number of sources	28 170	4 763
Instalovaný výkon [MW] / Installed capacity [MW]	10 233	1 030

Na obrázku 70 je zobrazeno vykázané množství elektřiny z OZE a tomu odpovídající zúčtovaná podpora pro formy podpory – zelený bonus a výkupní cena.

Figure 70 shows the reported amount of electricity from RES and the corresponding settled support for forms of support - green bonus and purchase price.

Obrázek 70 : Figure 70

Vykázané množství podporované elektřiny a zúčtovaná podpora podle formy podpory v roce 2021
Reported volumes of supported electricity and support after settlement according to types of support 2021



Na rozdíl od minulých let využilo v roce 2021 možnost změnit formu podpory velké množství zdrojů. Důvodem byly vysoké ceny elektřiny, které snižovaly výkupní ceny, a proto výrobci hromadně převáděli zdroje do podpory zeleným bonusem. Počty změn znázorňuje následující tabulka.

Unlike in previous years, in 2021 a large amount of resources took advantage of the opportunity to change the form of support. The reason was high electricity prices, which reduced purchase prices, and therefore producers en masse transferred resources to support with a green bonus. The following table shows the number of changes.

Tabulka 12 : Table 12

Počet změn formy podpory pro rok 2022
Number of changes in type of support in 2022

Typ zdroje / Type of source	VC -> ZB / MP -> GB	ZB -> VC / GB -> MP
Bioplyn / Biogas	3	0
Sluneční elektrárna / Solar power plant	481	1
Malá vodní elektrárna / Small hydro power plant	38	0
Skládkový a kalový plyn / Landfill and sewer gas	0	0
Větrná elektrárna / Wind power plant	0	0
Celkem / Total	**522**	**1**

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 13 : Table 13

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	7	10
Biomasa / Biomass	0	0
Sluneční elektrárna / Solar power plant	1 006	12 837
Malá vodní elektrárna / Small hydro power plant	84	68
Skládkový a kalový plyn / Landfill and sewer gas	1	0
Větrná elektrárna / Wind power plant	5	7
Celkový součet / Total	**1 102**	**12 922**

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 elektřiny formou zelených bonusů na elektřinu.

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 support in the form of green bonuses.

Tabulka 14 : Table 14

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	2 198	6 427
Biomasa / Biomass	1 993	3 378
Důlní plyn / Mine gas	139	293
Sluneční elektrárna / Solar power plant	1 068	14 247
Malá vodní elektrárna / Small hydro power plant	1 190	2 136
Skládkový a kalový plyn / Landfill and sewer gas	152	364
Větrná elektrárna / Wind power plant	589	1 074
Celkový součet / Total	**7 329**	**27 918**

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.

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.

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 2021 při procesu vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla bylo vyplaceno 2 017 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 (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

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 2021 totalled CZK 2,017 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 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

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.

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 2021 žádalo 64 společností, které splnily podmínky a uplatnily podporu na 83 tepelných zdrojích. Vyúčtování a výplata zeleného bonusu na teplo probíhaly čtvrtletně na základě zaslaných výkazů.

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.

64 companies that met the conditions and applied for support for 83 heat sources applied for operating support for heat production in 2021. The billing and payment of the green heat bonus took place on a quarterly basis on the basis of sent statements.

Za rok 2021 byla vyplacena podpora na výrobu 4 615 TJ tepla z obnovitelných zdrojů v celkové výši 265 mil. Kč. Z toho podpora na teplo vyrobené z bioplynu byla 13 mil. Kč.

Záruky původu

Podle 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 2021 bylo 1 221 aktivním držitelům účtů vydáno 6 217 946 záruk původu, což představuje nárůst vydaných záruk původu o 2,9 % oproti roku 2020. Skrze proces uplatnění záruk původu byl transparentně garantován původ přibližně 2 957 GWh elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů a spotřebované v ČR.

Detailní přehled uskutečněných transakcí se zárukami původu v roce 2021 zachycuje tabulka 15.

In 2021, aid was paid for 4,615 TJ of heat from renewable energy sources in the amount of CZK 265 million. of which aid for heat produced from biogas amounted to CZK 13 million.

Guarantees of origin

Pursuant to 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 registry 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 (i.e. from issue to cancellation of a 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 to import and export guarantees of origin issued in these countries.

In 2021, 6,217,946 guarantees of origin were issued to 1.221 active account holders, which represents an increase of 2.9% in issued guarantees compared to 2020. The process of cancelling guarantees of origin transparently guaranteed the origin of approximately 2,957 GWh of electricity produced from renewable sources and consumed in the Czech Republic.

A detailed overview of completed transactions with guarantees of origin in 2021 is given in the Table 15.

Tabulka 15 : Table 15

Souhrnný přehled transakcí se zárukami původu v roce 2021
Summary overview of transactions with guarantees of origin in 2021

Typ transakce Type of transaction	Počet záruk původu Number of GOs
Mezinárodní odchozí převod / Export	4 582 607
Mezinárodní příchozí převod / Import	1 538 362
Uplatnění (spotřeba v ČR) / Cancellation (guarantees the origin of electricity consumed in the Czech Republic)	2 957 183
Uplatnění (spotřeba v zahraničí) / Cancellation (guarantees the origin of electricity consumed abroad)	366 590
Vnitrostátní převod / Domestic transfer	5 819 643
Vydání / Issuance	6 217 946
Vyřazení z důvodu uplynutí platnosti / Withdrawal due to expiration	150 535

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.

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 2021 bude vydána a uplatněna až v roce 2022.

Kompletní přehled vydaných záruk původu v roce 2021 popisuje Tabulka 16.

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.

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 2021 will not be issued and cancelled until 2022.

Table 16 shows a complete list of guarantees of origin issued in 2021.

Tabulka 16 : Table 16

Souhrnný přehled transakcí se zárukami původu v roce 2020
Summary overview of transactions with guarantees of origin in 2020

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	4 647
Biomasa – vedlejší produkty zemědělské činnosti a odpady / Biomass – agricultural by-products and waste	8 199
Biomasa – zemědělské produkty / Biomass – agricultural products	148 661
Černý louh – nespecifikováno / Black liquor – unspecified	22 652
Dřevo – nespecifikováno / Wood – unspecified	68 656
Dřevo – produkty lesního hospodářství / Wood – forestry products	61 144
Dřevo – vedlejší produkty lesního hospodářství a odpady / Wood – forestry by-products and waste	655 400
Kalový plyn - nespecifikováno / Sewage gas - unspecified	648
Komunální odpad – biogenní / Municipal waste - biogenic	97
Plyn z organického odpadu a trávení – nespecifikováno / Gas from organic waste and digestion – unspecified	16 497
Ropné produkty – topný olej s nízkým obsahem síry / Petroleum products - low sulfur fuel oil	5
Rostlinný olej – nespecifikováno / Vegetable oil – unspecified	464
Skládkový plyn – nespecifikováno / Landfill gas – unspecified	40 885
Sluneční – nespecifikováno / Solar – unspecified	833 015
Vítr – nespecifikováno / Wind – unspecified	624 327
Voda & moře – nespecifikováno / Hydro & sea – unspecified	2 098 296
Zemědělský plyn – energetické plodiny / Agricultural gas – energy crops	1 482 698
Zemědělský plyn – kejda drůbeže / Agricultural gas - poultry manure	17
Zemědělský plyn – kejda prasat / Agricultural gas – pig manure	7 460
Zemědělský plyn – kejda skotu / Agricultural gas – cattle manure	22 113
Zemědělský plyn – nespecifikováno / Agricultural gas – unspecified	61 328
Zemědělský plyn – ostatní kejda/hnůj / Agricultural gas – other manure	47 028
Zemní plyn – nespecifikováno / Natural gas - not specified	13 709
Celkový součet / Total	**6 217 946**

Eliška Mácová, 6 let/years
Tomáš Máca, 3 roky/years

Sluníčko nám dává elektřinu, máme na střeše zrcadla / The sun gives us electricity, we have mirrors on the roof

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 OTE provádí již od roku 2005, nejdříve na základě pověření od Ministerstva životního prostředí České republiky, později na základě zákona č. 383/2012 Sb., o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů.

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 vypouštění 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 Evropského parlamentu a Rady 2003/87/ES, o vytvoření systému pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů. Podle Nařízení Komise v přenesené pravomoci (EU) 2019/1122, kterým se doplňuje směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/87/ES, pokud jde o fungování 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 been performing this administration since 2005, first on the basis of an authorization from the Ministry of the Environment of the Czech Republic, later on the basis of Act No. 383/2012 Coll., On the Terms for Greenhouse Gas Emission Allowance Trading.

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 MoE 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 European Emissions Trading System establishes Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading. Pursuant to Commission Delegated Regulation (EU) 2019/1122 supplementing Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council as regards the functioning of the Union Registry, each EU Member State is required to use a single Union Registry which has been in operation since 2012 and replaced the national registries of the EU Member States. The Union Registry also functions as a consolidated registry of the Kyoto Protocol. The Union Registry is available from the public website https://www.povolenky.cz/en.

Ke dni 31. 12. 2021 existovalo v rejstříku:

- 255 účtů provozovatelů zařízení,
- 53 obchodních účtů,
- 8 účtů provozovatelů letadla a
- 2 osobní účty v národním registru.

Účet v rejstříku mělo ke konci roku 2021 otevřeno celkem 214 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 skleníkových plynů vyprodukovaných ze zařízení v roce 2020 byl 30. duben 2021. Dva provozovatelé tuto povinnost nesplnili. 14. května 2021 byla zveřejněna Zpráva o hodnocení provozovatelů zařízení a provozovatelů letadel ve vztahu ke Splnění za rok na úrovni EU v souladu s přílohou XIII., odstavce 1 d), e) nařízení EK č. 2019/1122. Celková suma verifikovaných emisí vyprodukovaných ze stacionárních zařízení a letadel za rok 2020 činila 54 774 696 tun CO_2, N_2O a PFC, což je meziročně o 8 228 707 tun méně.

Trend snižování emisí reportovaných v rámci systému EU ETS v České republice je možno sledovat z grafu, který na datech z Rejstříku Unie ukazuje vývoj emisí mezi lety 2005 a 2020.

As at 31 December 2021, the Registry comprised:

- 255 operator holding accounts,
- 53 trading accounts,
- 8 aircraft operator accounts and
- 2 person accounts in the national registry.

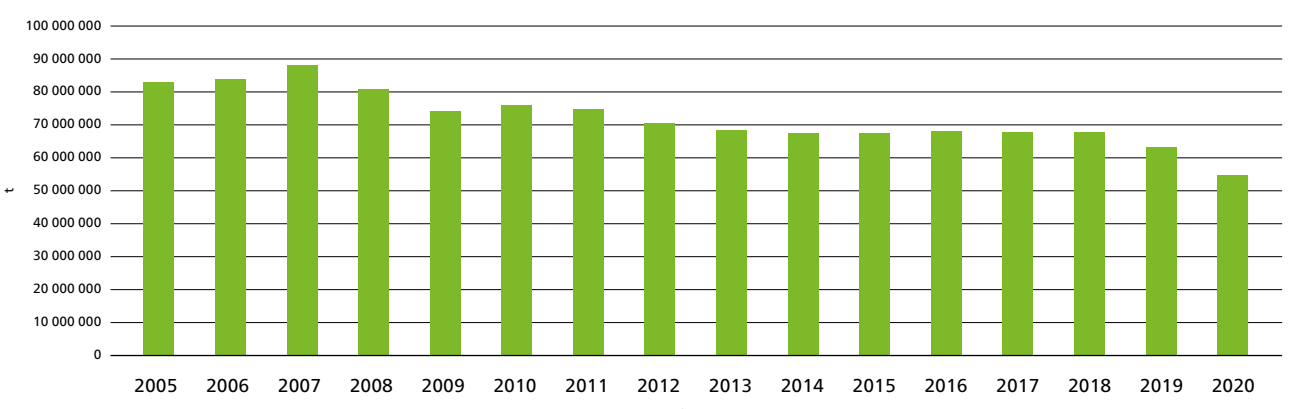
A total of 214 entities had an account in the Registry at the end of 2021, many entities have more than one account in the Registry.

The deadline for installation operators to meet the legal obligation to surrender allowances in the amount of verified tonnes of greenhouse gas emissions produced from the plant in 2020 was 30 April 2021. Two operators did not comply with this obligation. On 14 May 2021, the Report on the Evaluation of Facility Operators and Aircraft Operators in Relation to Annual Performance at EU Level was published in accordance with Annex XIII, paragraph 1 d), e) of EC Regulation No. 2019/1122. The total amount of verified emissions produced from stationary equipment and aircraft in 2020 was 54,774,696 tonnes of CO_2, N_2O and PFC, which is 8,228,707 tonnes less year-on-year.

The trend of reducing emissions reported under the EU ETS in the Czech Republic can be observed from a graph that shows the development of emissions between 2005 and 2020 on data from the Union Registry.

Obrázek 71 : Figure 71

Vývoj emisí CO_2, N_2O a PFC v systému EU ETS v ČR
Development of CO_2, N_2O and PFC emissions in the EU ETS system in the Czech Republic



V roce 2021 se v rejstříku uskutečnilo 1 203 transakcí, při nichž změnilo účet celkem 410 318 598 jednotek. Do statistiky jsou zahrnuty veškeré převodní transakce s emisními povolenkami (tj. obecnými i leteckými) a kjótskými jednotkami, realizovanými mezi držiteli účtů v Rejstříku Unie. Použití kjótských jednotek v rámci EU ETS bylo 30. dubna 2021 ukončeno.

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.

Rozložení počtu transakcí a objemů převáděných jednotek v roce 2021 uvádí následující tabulka a obrázky.

In 2021, 1,203 transactions took place in the Registry, during which a total of 410,318,598 units changed accounts. The statistics include all transfer transactions with emission allowances (ie general and aviation) and Kyoto units, executed between account holders in the Union Registry. The use of Kyoto units under the EU ETS was terminated on 30 April 2021.

The reason for the transaction and the prices of allowances and Kyoto units themselves are not evaluated in the Registry, nor are they traded in this system. Allowances are traded, for example, through bilateral or exchange trades.

The distribution of the number of transactions and volumes of units transferred in 2021 is given in the following table and figures.

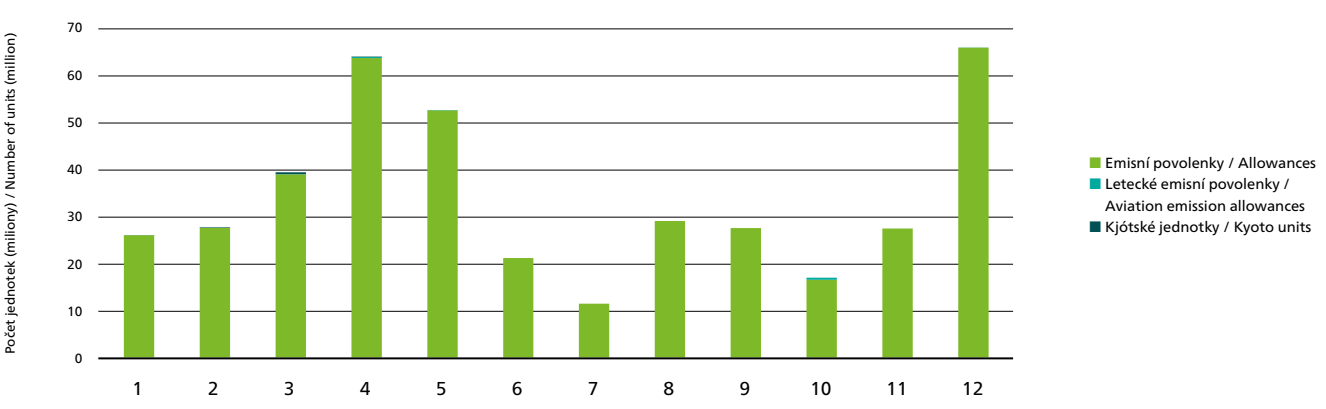
Tabulka 17 : Table 17

Rozložení počtů a objemů transakcí v roce 2021 podle typů jednotek
Distribution of numbers and volumes of transactions according to unit type in 2021

Typ jednotky Type of unit	Objemy jednotek Volumes of units	Počty transakcí Numbers of transactions
Emisní povolenky / Emission allowances	408 902 960	1 094
Letecké emisní povolenky / Aviation emission allowances	766 721	13
Kjótské jednotky / Kyoto units	648 917	96
Celkem / Total	**410 318 598**	**1 203**

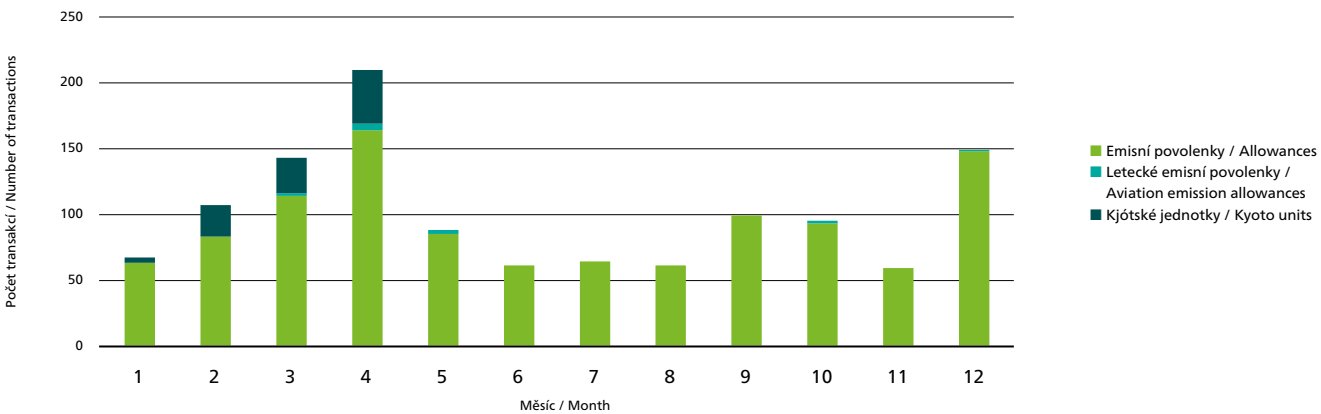
Obrázek 72 : Figure 72

Objemy převáděných jednotek v roce 2021
Volumes of transferred units in 2021



Obrázek 73 : Figure 73

Počty transakcí jednotek v roce 2021
Number of transactions in 2021



Od 1. 1. 2021 je účinné nařízení Komise (EU) v přenesené pravomoci č. 2019/1122, kterým se doplňuje směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/87/ES, pokud jde o fungování registru Unie. Toto nařízení upravuje fungování Rejstříku Unie ve čtvrtém obchodovacím období EU ETS, které je stanoveno na celé desetiletí 2021-2030.

Mezi nejvýznamnější změny patří zrušení osobních vkladových účtů a jejich transformace na účty obchodní, úprava oprávnění osob, které přistupují do Rejstříku Unie a mohou nakládat s jednotkami na jednolivých účtech, a změna pravidel zpoždění transakcí.

Další významnou změnou je definitivní oddělení jednotek EU ETS od jednotek Kjótského protokolu. Ve čtvrtém obchodovacím období již není možné používat v systému EU ETS mezinárodní kredity CER a ERU a nelze je vyměnit za povolenky. Od 30. dubna 2021 již není možné tyto jednotky mezi jednotlivými evropskými účty převádět a do 1. července 2023 je nutné kredity převést na účty kjótského protokolu.

Při přístupu do Rejstříku Unie se musí uživatelé dvoufaktorově ověřit. Dosud se uživatelé přihlašovali pomocí uživatelského jména, hesla a SMS kódu, který byl při přihlášení zasílán na registrované číslo mobilního telefonu. V uplynulém roce byla implementována nová ověřovací metoda, která je bezpečnější a spolehlivější než zmíněné SMS kódy. Jedná se o mobilní aplikaci „EU Login Mobile“, kterou si uživatelé stáhnou do svého mobilního zařízení a pomocí které při přihlašování vyfotí QR kód zobrazený na obrazovce počítače a opíší vygenerovaný jednorázový kód. Stejný postup se použije také pro ověření při zadávání transakcí.

Commission Regulation (EU) No 2019/1122, supplementing Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council as regards the functioning of the Union Registry, has been in force since 1 January 2021. This Regulation governs the functioning of the Union Registry in the fourth trading period of the EU ETS, which is set for the whole decade 2021-2030.

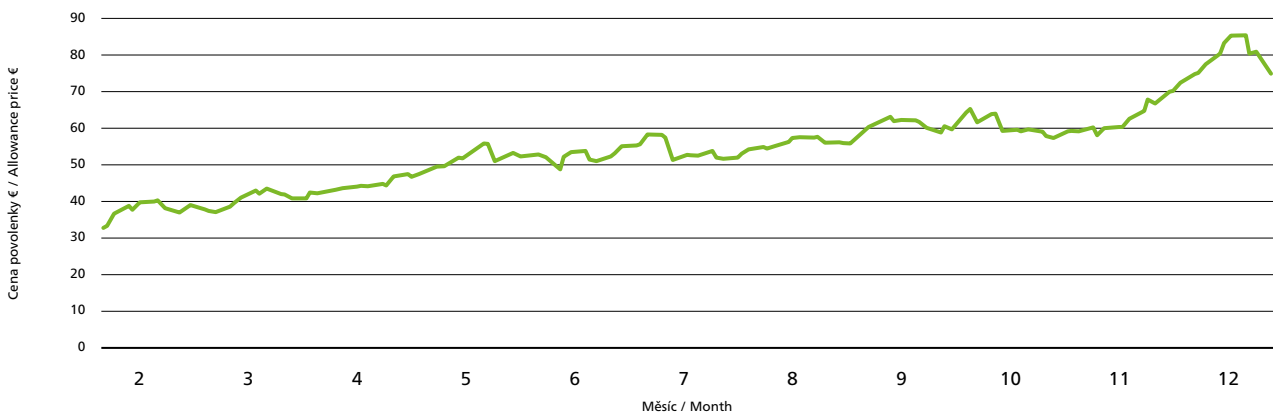
The most significant changes include the cancellation of person holding accounts and their transformation into trading accounts, the adjustment of the rights of persons who enter the Union Registry and can handle units in individual accounts, and the change in the rules for delaying transactions.

Another significant change is the definitive separation of EU ETS units from Kyoto Protocol units. In the fourth trading period, international CERs and ERUs can no longer be used in the EU ETS and cannot be exchanged for allowances. From April 30, 2021, it is no longer possible to transfer these units between individual European accounts, and by July 1, 2023, credits must be transferred to Kyoto Protocol accounts.

When accessing the Union Registry, users must be authenticated in a two-factor manner. So far, users have logged in using a username, password and SMS code, which was sent to the registered mobile phone number when logging in. Last year, a new authentication method was implemented, which is more secure and reliable than the mentioned SMS codes. It is a mobile application "EU Login Mobile", which users download to their mobile device and with which they take a picture of the QR code displayed on

Obrázek 74 : Figure 74

Vývoj ceny povolenky v průběhu roku 2021 v dražbách členských států EU probíhajících na burze EEX (zdroj: EEX)
Development of the allowance price during 2021 in auctions of EU member states held on the EEX stock exchange (source: EEX)



Od 1. října 2021 již nebylo možné aktivovat nového uživatele Rejstříku Unie bez ověřování pomocí mobilní aplikace EU Login Mobile a od 7. ledna 2022 již není vůbec možné se do Rejstříku Unie přihlásit pomocí SMS kódu.

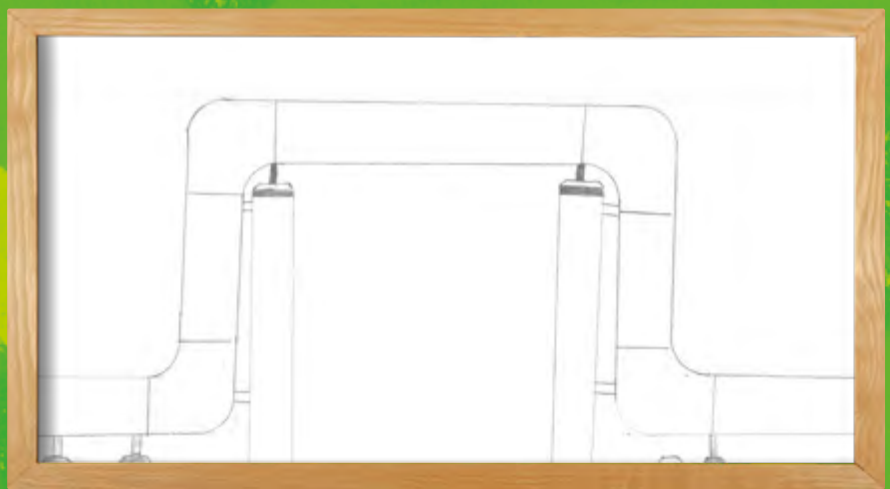
Zákon č. 383/2012 Sb., o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů, ve znění pozdějších předpisů rozšířil činnosti OTE v oblasti emisního obchodování ustavením operátora trhu do role tzv. dražitele povolenek. Dražitel draží objem povolenek, jež mají být draženy každým členským státem, který jmenoval dražitele dle Nařízení Komise (EU) č. 1031/2010 ze dne 12. listopadu 2010 o harmonogramu, správě a jiných aspektech dražeb povolenek na emise skleníkových plynů v souladu se směrnicí Evropského parlamentu a Rady 2003/87/ES o vytvoření systému pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů ve Společenství.

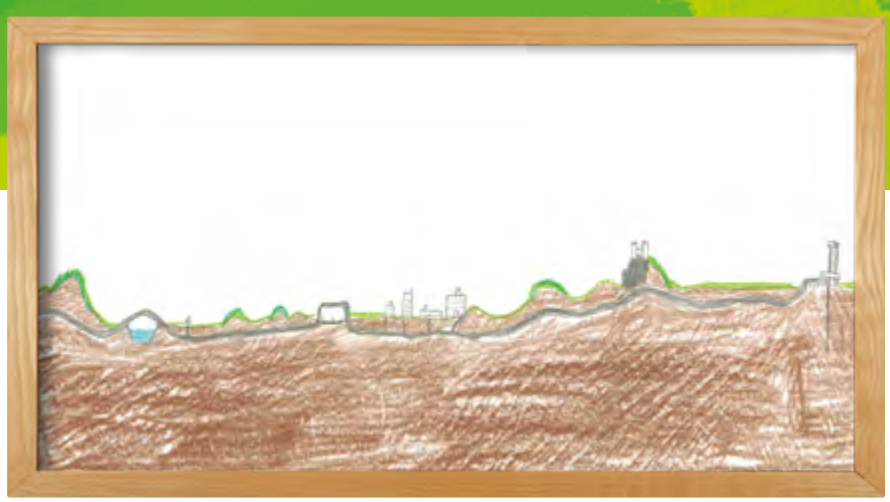
Česká republika se stejně jako většina členských států EU účastní dražeb na německé burze European Energy Exchange (EEX). Z obrázku výše, který zobrazuje vývoj ceny povolenek v průběhu roku 2021 na těchto aukcích, je patrný značný nárůst těchto cen.

the computer screen and enter the generated one-time code when logging in. The same procedure is used for transaction verification. As of October 1, 2021, it was no longer possible to activate a new user of the Union Registry without authentication using the EU Login Mobile application, and as of January 7, 2022, it is no longer possible to log in to the Union Registry using an SMS code.

Act No. 383/2012 Coll., on the Terms for Greenhouse Gas Emission Allowance Trading , as amended, expanded OTE's activities in the area of emissions trading by establishing a Market Operator in the role of the so-called auctioneer of allowances. The auctioneer shall auction the volume of allowances to be auctioned by each Member State that has appointed the auctioneers in accordance with Commission Regulation (EU) No 1031/2010 of 12 November 2010 on the timing, administration and other aspects of auctioning of greenhouse gas emission allowances in accordance with Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community.

The Czech Republic, like most EU Member States, participates in auctions on the German European Energy Exchange (EEX). The figure above, which shows the development of the price of allowances during these auctions in 2021, shows a significant increase in these prices.





Vincent Pecánek, 9 let/years

Tatínek pracuje na OTE, něco dělá s plynem, hodně s ním jezdíme na kole a hrajeme si / Daddy works for OTE, he does something with gas, we ride our bicycles and play a lot

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[24]:

- 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.

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

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[24]:

- principle of balanced accounts,
- principle of 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.

[24]/ *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

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

v objemech obchodování, ale vždy tak, aby byly zajištěny 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 a plynem,[25]
- 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

amount of financial security can be optimized in the course of trading, for example according to seasonal changes in trading volumes, but always in such a way so as to hedge all current or expected 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 and gas markets,[25]
- 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 imbalance
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 value of electricity production at production-type points of delivery. 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

[25] *Do 31. 1. 2020 se zajišťovla i riziková expozice za vyrovnávací trh s regulační energií, kterou představoval prodej záporné regulační energie za kladnou cenu a prodej kladné regulační energie za zápornou cenu.*

[25] *Until 31 January 2020, the risk exposure for the balancing market with balancing energy was also ensured, which consisted of the sale of negative balancing energy at a positive price and the sale of positive balancing energy at a negative price.*

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.

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.

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.

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 related to the gas market means risk exposure arising from delivery of a daily imbalance quantity (since July 2016), which is supplied into 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 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.

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).

Riziková expozice za organizovaný krátkodobý trh s elektřinou 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.

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).

Risk exposure arising from the organized short-term electricity, balancing 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 multiplied by positive limit prices plus VAT for purchase bids, and cumulated quantities of segments multiplied by 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 multiplied by 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 equal to 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.

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 jednotného propojení evropských 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 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.

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, zajišťovat 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.

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 has contributed to the successful involvement of the Market Operator in the single interconnection of European intraday electricity markets (SIDC).

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 at the same confidence level. 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.

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 53 % celkové hodnoty otevřené pozice operátora trhu k SZ, a složené peněžní prostředky (hotovost), jež zajišťují zbývajících 47 % celkového objemu (pokles podílu bankovních záruk oproti roku 2020). V plynárenství je poměr jednoznačnější ve prospěch bankovních záruk. Jejich podíl je 68 %, zatímco peněžní prostředky tvoří 32 % z celkového objemu poskytnutého finančního zajištění (pokles podílu bankovních záruk oproti roku 2020). 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. 2021, takže jsou v elektroenergetice ovlivněny zmíněným dočasným nárůstem složených peněžních prostředků. Také v obdobích prudkých růstů trhu může docházet k rychlé potřebě navyšovat finanční zajištění. Poskytnutí dodatečných peněžních prostředků je nejrychlejší způsob, jak to provést. 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.

Credit risk management tools
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 used instruments are bank guarantees, which provide 53% of the total value of the Market Operator's open position in BRP in the electricity sector, and cash (cash), which provide the remaining 47% of the total volume (decrease in the share of bank guarantees compared to 2020). In the gas industry, the ratio is clearer in favor of bank guarantees. Their share is 68%, while cash accounts for 32% of the total volume of financial collateral provided (decrease in the share of bank guarantees compared to 2020). Here it is necessary to draw attention to the fact of the constant development of this ratio during the year, when especially during the holidays in December there is a temporary increase in electricity in the electricity sector due to the extension of the settlement cycle. The mentioned shares of the used instruments are as of 31 December 2021, so they are affected in the electricity sector by the mentioned temporary increase in deposited funds. Even in times of rapid market growth, there may be a rapid need to increase financial security. Providing additional funds is the fastest way to do this. The credit risk management tool is also a process of continuous monitoring of creditworthiness, payment discipline and other relevant facts at BRP and RMP, which is performed in cooperation with external agencies. Balance responsible parties, which demonstrate excellent creditworthiness, have the option of relief from the financial security 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, tj. 10 % z celkového poskytnutého finančního zajištění, ale 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. V obdobích nízkých úrokových sazeb peněžního trhu může ale být výše vypláceného přírůstku i nulová. Přesto je nejlevnějším zdrojem polštář ze zpoždění plateb, který v případě bezproblémové platební morálky SZ může také přinášet 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.

Štěpán Záviský, 6 let/years

Tatínek mi slíbil odměnu, tak snad bude můj obrázek vybrán / Daddy promised me a reward, so hopefully my picture will be chosen

Příloha
Appendix

Seznam subjektů zúčtování a účastníků krátkodobých trhů v obou komoditách ke dni 31. 12. 2021
Overview of balance responsible parties and short-term market participants in both commodities as at 31 December 2021

Účastník trhu / Market participant	Elektřina / Electricity		Plyn / Gas	
	Subjekt zúčtování Balance responsible party	Krátkodobé trhy Spot markets	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.	•	•	•	•
Blue-Gas s.r.o.			•	•
BOHEMIA ENERGY entity s.r.o.	•	•	•	•
Bonett Gas Investment, a.s.			•	•
Brodská plynárenská s.r.o.			•	•
BV POWER SOLUTION s.r.o.			•	•
CARBOUNION BOHEMIA, spol. s r.o.	•	•	•	•
CEE Commodities s.r.o.			•	•
Centrica Energy Trading A/S	•	•	•	•
CENTROPOL ENERGY, a.s.	•	•	•	•
ČEPS, a.s.	•	•		
Česká energetická budoucnost s.r.o.	•	•		
Česká Regionální Energetika a.s.			•	•
Českomoravský cement, a. s.	•	•		
Český Energetický Dodavatel a.s.	•	•	•	•
ČEZ, a. s.	•	•	•	•
ČEZ Prodej, a. s.	•	•	•	•
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	•	•	•	•
EFG Energy trading s.r.o.	•	•	•	•
EFG Green gas s.r.o.			•	•
EGO energie s.r.o.			•	•
Ekologické Zdroje Energie s.r.o.	•	•		
Elektrárna Chvaletice a.s.	•	•		
Elektrárna Počerady, a.s.	•	•		

Účastník trhu / Market participant	Elektřina / Electricity		Plyn / Gas	
	Subjekt zúčtování Balance responsible party	Krátkodobé trhy Spot markets	Subjekt zúčtování Balance responsible party	Krátkodobé trhy Spot markets
Elektrárna Tisová, a.s.	•	•		
ELGAS Energy, s.r.o.	•	•	•	•
ELIMON a.s.	•	•	•	•
ELYN ENERGIE a.s.			•	•
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	•	•		
Eneka s.r.o.			•	•
Enel Global Trading S.p.A.	•	•	•	•
Enepa Trade s.r.o.	•	•		
Energi Danmark A/S	•	•	•	•
Energie2, a.s.	•	•	•	•
Energie2 Holding SE	•	•	•	•
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	•	•		
ENGIE Energy Management CZ s.r.o.	•	•	•	•
ENGIE Global Markets	•	•	•	•
Eniq Sp. z o.o.	•	•		
ENOI S.P.A.			•	•
Entri a.s.	•	•	•	•
E.ON Energie, a.s.	•	•	•	•
EP Commodities, a.s.	•	•	•	•
EP ENERGY TRADING, a.s.	•	•	•	•
Erdal Trading LTD			•	•
ETC - ENERGY TRADING, s.r.o.	•	•		
European Commodity Clearing Luxembourg S.àr.l.	•		•	•
EXEN s.r.o.	•	•		
ExpEn s.r.o.	•	•		
Ezpada AG	•	•		
Falcon Energy s.r.o.	•	•	•	•
FONERGY s.r.o.			•	•
Freepoint Commodities Europe LLP	•	•	•	•
free power s.r.o.	•	•	•	•
Gas International s.r.o.			•	•
Gazprom Marketing & Trading Limited	•	•	•	•
GEEN Sale a.s.	•	•	•	•
GEN-I, d.o.o.	•	•		
Gunvor International B. V.			•	•
HALIMEDES, a.s.			•	•
HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE d.o.o.	•	•		
IN ENERGIE Prodej s.r.o.	•	•		
innogy Energie, s.r.o.	•	•	•	•
Interenergo d.o.o.	•	•		
JAS Energy Trading s.r.o.	•	•	•	•
Jihlavské plynárny s.r.o.			•	•
JWM Energia Sp. z o.o.	•	•		

Účastník trhu / Market participant	Elektřina / Electricity		Plyn / Gas	
	Subjekt zúčtování Balance responsible party	Krátkodobé trhy Spot markets	Subjekt zúčtování Balance responsible party	Krátkodobé trhy Spot markets
KAVALIERGLASS, a.s.	•	•	•	•
K-Gas s.r.o.			•	•
KOMTERM energy, s.r.o.			•	•
Krat&co s.r.o.	•	•		
LAMA energy a.s.	•	•	•	•
LC grid s.r.o.	•			
Lumius, spol. s r.o.	•	•	•	•
MAGNA ENERGIA a.s.	•	•		
Manta Commodities SE	•	•	•	•
MaxiCommodities, a.s.	•	•	•	•
MERCURIA ENERGY TRADING SA			•	•
MET International AG	•	•	•	•
MFGK CZ s.r.o.			•	•
MFT Energy A/S	•	•	•	•
Microenergy s.r.o.	•	•	•	•
MIROMI energy, a.s.			•	•
MND a.s.	•	•	•	•
MND Gas Storage a.s.			•	•
MOL Commodity Trading Kft.			•	•
Moravia Gas Storage a.s.			•	•
Moravská plynárenská s.r.o.			•	•
MVM CEEnergy Zártkörűen Működő Részvénytársaság			•	•
MVM Partner Energiakereskedelmi ZRt.	•	•		
Nano Energies Trade s.r.o.	•	•		
NET4GAS, s.r.o.			•	•
Next Kraftwerke GmbH	•	•		
Norlys Energy Trading A/S			•	•
OMV Gas Marketing & Trading GmbH			•	•
ORLEN Unipetrol RPA s.r.o.			•	•
O-Trade, s.r.o.	•	•		
Passenergy s.r.o.	•	•		
PGNiG Supply & Trading GmbH			•	•
Plzeňská teplárenská, a.s.	•	•		
POLENERGIA OBRÓT SPÓŁKA AKCYJNA	•	•		
Pražská energetika, a.s.	•	•	•	•
Pražská plynárenská, a.s.	•	•	•	•
Prvo plinarsko društvo d.o.o.			•	•
QUANTUM, a.s.			•	•
Ray Energy a.s.	•	•	•	•
RIGHT POWER, a.s.	•	•	•	•
Rodinná energie a.s.	•	•	•	•
RWE Gas Storage CZ, s.r.o.			•	•
RWE Supply & Trading CZ, a.s.			•	•
RWE Supply & Trading GmbH	•	•	•	•
Second Foundation a.s.	•	•		
Sev.en Commodities AG	•	•	•	•
Shell Energy Europe Limited			•	•
Slovenské elektrárne, a.s.	•	•		

Účastník trhu / Market participant	Elektřina / Electricity		Plyn / Gas	
	Subjekt zúčtování Balance responsible party	Krátkodobé trhy Spot markets	Subjekt zúčtování Balance responsible party	Krátkodobé trhy Spot markets
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.	•	•		
SPP CZ, a.s.	•	•	•	•
SSE CZ, s.r.o.	•	•		
Statkraft Markets GmbH	•	•		
Strong energy s.r.o.			•	•
SUAS Commodities s.r.o.	•	•		
Sysel Energie a.s.	•	•		
TAURON Czech Energy s.r.o.	•	•	•	•
Teplárna Kladno s.r.o.	•	•		
Teplárna Zlín s.r.o.	•	•		
Teplárny Brno, a.s.	•	•	•	•
TOPFIN MG s.r.o.	•	•		
Trafigura Trading (Europe) Sàrl			•	•
Transfer Energy a.s.	•	•		
Uniper Global Commodities SE	•	•	•	•
Vattenfall Energy Trading GmbH	•	•	•	•
V-Elektra, a.s.	•	•		
VEMEX Energie a.s.	•	•	•	•
Veolia Energie ČR, a.s.	•	•		
Veolia Komodity ČR, s.r.o.	•	•	•	•
Vitol Gas and Power B.V.	•	•	•	•
VNG Energie Czech s.r.o.			•	•
VNG Handel & Vertrieb GmbH			•	•
Vršanská uhelná a.s.	•	•		
WINGAS GmbH			•	•

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.

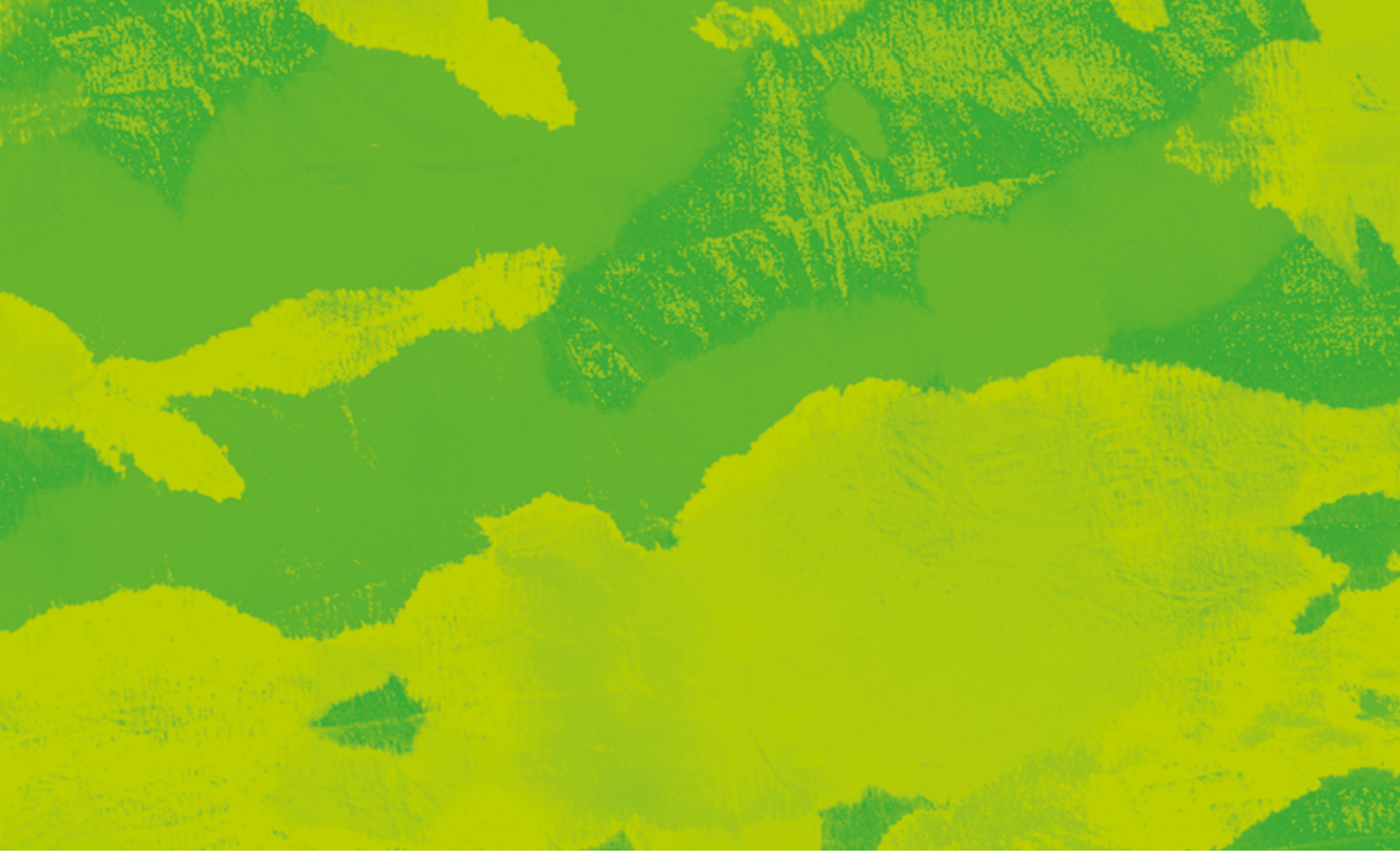
Contacts

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

© **2022 OTE, a. s.**

Design a produkce • Design and production: KUKLIK.CZ, s. r. o.



OTE

www.ote-cr.cz