

Jsme tam, kde je energie.

The logo features the text "OTE" in a bold, white, sans-serif font, followed by a white stylized waveform symbol. This is centered within a black circle. This black circle is set against a larger orange circle. The orange circle is surrounded by a thick, dynamic ring of bright orange and yellow flames, which is itself set against a dark, almost black background. The entire composition is centered on a solid red background.

OTE 

We are where the energy is.



„Energie přírodních živlů.“
“Energy of natural elements.”

OBSAH

CONTENTS

- 2 ZKRATKY**
LIST OF ABBREVIATIONS

- 4 ÚVOD**
INTRODUCTION

- 6 ŘEŠENÉ PŘÍPADOVÉ STUDIE**
CASE STUDIES

 - 10 Invariantní předpoklady
Invariant presumptions
 - 13 Případová studie Koncepční
The Conceptual case study
 - 15 Případová studie Unijní – úspory
The EU – Energy Savings case study
 - 17 Případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje
The EU – Low-Emission Sources case study

- 20 ELEKTROENERGETIKA**
ELECTRICITY INDUSTRY

 - 20 Energetická politika a trendy
Energy policy and trends
 - 20 Poptávka elektřiny
Demand for electricity
 - 22 Zdrojová základna elektroenergetiky střední Evropy
Source base of the electricity industry in Central Europe
 - 24 Zdrojová základna ES ČR – současný stav a výhled
Source base of the Czech Republic's power system – current state and outlook
 - 28 Provoz ES ČR
Operation of the Czech Republic's power system
 - 34 Zdroje primární energie
Primary energy sources
 - 36 Environmentální dopady
Environmental impacts
 - 37 Elektrické sítě
Electrical networks
 - 39 Trh a ekonomika
Market and economy

- 44 PLYNÁRENSTVÍ**
GAS INDUSTRY

 - 44 Plynárenství v Evropě a ve světě
Gas industry in Europe and the world
 - 46 Poptávka plynu
Demand for gas
 - 47 Zdroje a přepravní trasy pro Česko
Sources and transmission routes for the Czech Republic
 - 50 Infrastruktura plynárenské soustavy
Gas system infrastructure
 - 54 Provoz plynárenské soustavy
Gas system operation
 - 56 Trh a ekonomika
Market and economy

- 60 SHRNUTÍ**
CONCLUSIONS

 - 60 Elektroenergetika
Electricity industry
 - 62 Plynárenství
Gas industry

- 65 DOPORUČENÍ**
RECOMMENDATIONS

 - 65 Elektroenergetika
Electricity industry
 - 66 Plynárenství
Gas industry

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.

ZKRATKY

LIST OF ABBREVIATIONS

zkratka	význam
4M MC	Propojení denních trhů mezi Českou republikou, Slovenskem, Maďarskem a Rumunskem
aFRR	Regulace výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (Automatic Frequency Restoration Reserve)
AT	Rakousko
BACI	Bidirectional Austrian-Czech Interconnection (Česko-rakouský propojovací plynovod)
BRKO	Biologicky rozložitelný komunální odpad
CCS	Zachycování a ukládání oxidu uhličitého (Carbon Capture and Storage)
CCU	Zachycování a využití oxidu uhličitého (Carbon Capture and Utilization)
CEGH	Central European Gas Hub AG, Rakousko
CNG	Stlačený zemní plyn (Compressed Natural Gas)
CSP	Celková spotřeba plynu
CZ/ČR	Česká republika
CZT	Centrální zásobování teplem
DE	Německo
DNT	Doly Nástup Tušimice
DS	Distribuční soustava
DZT	Decentrální zásobování teplem
EK	Evropská komise
ES/ES ČR	Elektrizační soustava České republiky
EU	Evropská unie
EU ETS	Evropské schéma pro emisní obchodování (European Union Emission Trading Scheme)
FVE	Fotovoltaická elektrárna
GEO	Geotermální elektrárna
HDO	Hromadné dálkové ovládání
HU	Maďarsko/hnědé uhlí
JE	Jaderná elektrárna
KVET	Vysokoučinná kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LNG	Zkapalněný zemní plyn (Liquefied Natural Gas)
Lom ČSA	Lom Československé armády
MC	Propojování trhů (Market Coupling) na principu implicitního přidělování přeshraničních kapacit
mFRR	Regulace výkonové rovnováhy s manuální aktivací (Manual Frequency Restoration Reserve)
MKO	Mikrokogenerace
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MRC	Propojení denních trhů s elektřinou regionů CWE, NWE, SWE, IBWT (Multi-Regional Coupling)
OZE	Obnovitelné zdroje energie
P2G	Power to Gas
PCI	Projekt společného zájmu (Project of Common Interest)
PL	Polsko
PPC	Paroplynový cyklus
PpS	Podpůrné služby
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
PS	Přenosová soustava

abbreviation	description
4M MC	Interconnection of day-ahead markets between the Czech Republic, Slovakia, Hungary and Romania
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
AT	Austria
BACI	Bidirectional Austrian-Czech Interconnection
BIOMW	Biodegradable Municipal Waste
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CEGH	Central European Gas Hub AG, Austria
CHP	Combined Heat and Power Production
CNG	Compressed Natural Gas
ČSA quarry	Československá armáda quarry
CZ PS	Czech Republic's Power System
CZ/ČR	Czech Republic
DE	Germany
DH	District Heating
DNC	Domestic Net Consumption
DNT	Nástup Tušimice quarry
DS	Distribution System
EC	European Commission
EU	European Union
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme
GEO	Geothermal Power Plant
HDO	Mass Load Management Remote Control
HU	Hungary
JE	Nuclear Power Plant
LH	Local Heating
LNG	Liquefied Natural Gas
MC	Market Coupling
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
MKO	Micro-CHP
MPO	Ministry of Industry and Trade
MRC	Interconnection of the day-ahead electricity markets CWE, NWE, SWE, IBWT (Multi-Regional Coupling)
P2G	Power to Gas
PCI	Project of Common Interest
PL	Poland
PpS	Ancillary Services
PSHPP	Pumped Storage Hydroelectric Power Plants
PV	Photovoltaic Power Plant
RES	Renewable Energy Sources
SCGT	Simple Cycle Gas Turbine
SEP	State Energy Policy
SK	Slovak Republic
SR	Secondary Regulation
STORK II	Interconnecting gas pipe between Czech Republic and Poland

zkratka	význam
SCGT	Plynová turbína s jednoduchým cyklem (Simple Cycle Gas Turbine)
SEK	Státní energetická koncepce
SK	Slovenská republika
STORK II	Česko-polský propojovací plynovod
SR	Sekundární regulace
TNS	Tuzemská netto spotřeba
TRU	Zlepšení fungování obchodního regionu (Trading Region Upgrade)
VE	Vodní elektrárna
VTE	Větrná elektrárna
XBID	Projekt pro propojení vnitrodenních trhů (Cross-border intraday coupling)

abbreviation	description
TGC	Total Gas Consumption
TRU	Trading Region Upgrade
TS	Transmission System
VE	Water Power Plant
WPP	Wind Power Plant
XBID	Cross-border Intraday Coupling

ÚVOD

INTRODUCTION

Elektroenergetika, teplárenství a plynárenství jsou nejdůležitějšími energetickými systémy a vytvoření prostředí, zajišťující rovnováhu mezi stranou poptávky a nabídky, je bezesporu celospolečenským zájmem. Operátor trhu (OTE, a.s.) je v rámci svých zákonných povinností povinen¹ zpracovávat a předávat Ministerstvu průmyslu a obchodu, Energetickému regulačnímu úřadu, provozovateli přenosové soustavy elektřiny a provozovateli přepravní soustavy plynu alespoň jednou ročně zprávu o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu.

Obecným cílem studie Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu je identifikace možných problémů a nároků energetiky, nalezení problematických či nebezpečných tendencí a stanovení limitů a rizik v dlouhodobém horizontu, a to konkrétně pro období 2018 až 2050. Zpracovávaná studie však svým pojetím nepredikuje způsob rozvoje, indikuje pouze nutná opatření, investice a důsledky při volbě určitého směru rozvoje energetiky, který je modelován předem definovanou případovou studií. V poměrně dynamickém prostředí, jakým je energetika obecně, tak dává tato studie čtenáři možnost vlastních analýz při změně vstupních podmínek na trhu s elektřinou nebo plynem nebo při potřebě odklonu od zvolených předpokladů. Tímto přístupem napomáhá tato studie rozvoji energetiky a napomáhá nalézt odpovědi na otázky:

- > Jak masivní aplikace úsporných opatření a přechod k nízkoemisní energetice změní rozvoj energetiky?
- > Jaké jsou možnosti vývoje poptávky po elektřině, teple a plynu?
- > Jaký může být rozvoj a provoz zdrojové základny ES ČR? Jak různé cesty jejího vývoje ovlivní spolehlivost jejího chodu?
- > Jak se může vyvíjet nabídka a situace na trhu s elektřinou a plynem?
- > Jaké množství plynu bude možné získat z tuzemských konvenčních i nových zdrojů, kolik plynu bude potřeba do České republiky importovat?
- > Jaká bude potřeba zásobníků plynu v Česku?
- > Bude kapacita elektrických a plynárenských sítí dostatečná?
- > Jaké jsou technické, ekonomické, environmentální a bezpečnostní důsledky zvoleného směru rozvoje energetiky?

Zprávy, prezentace na setkáních odborných skupin a další informační materiály poskytují decizní sféře České republiky oporu pro politická rozhodnutí o budoucí koncepci energetiky. Tato zpráva je stručným výtažkem určeným pro veřejnost; detailní výsledky studie byly předány zákonem stanoveným subjektům. Při zpracování studie byla využita data účastníků trhu ze září 2017.

¹ § 20a, odst. 4, písm. f), zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů; dále Státní energetická koncepce, cíl 6.2e.

The electricity, heating and gas industries are the most important energy systems, and creation of the environment providing the balance between supply and demand is in the interest of the whole society. The market operator (OTE, a.s.) is obliged¹ to process and submit – to the Ministry of Industry and Trade of the Czech Republic, the Energy Regulatory Office, the transmission system operators and the distribution system operator – a report on anticipated future electricity and gas consumption and the ways of securing the balance between the supply of, and demand for, electricity and gas.

The general objective of the Anticipated Long-term Balance between Electricity and Gas Supply and Demand study is the identification of potential problems and needs of the energy industry, the identification of problematic or dangerous trends and the setting of limits and risks in the long-term horizon, namely for the period between 2018 and 2050. This study does not predict development itself, it indicates the necessary measures, investments and consequences of choosing a certain direction of energy development that is modelled by a predefined case studies. In a relatively dynamic environment, such as the energy industry in general, this study allows readers to make their own analyses by changing the input conditions of the electricity or gas market, or by departing from the chosen assumptions. By this approach this study helps the energy industry development and helps to find answers to questions:

- > How can extensive application of savings measures and transition to low-emission energy change the development of energy industry?
- > What are the possibilities of the electricity, heat and gas demand development?
- > What can be the development and operation of source base of the Czech Republic's power system? How will the different paths of development affect reliability of its operation?
- > What will be the supply and situation on European electricity and gas market?
- > How much gas can be obtained from conventional and new domestic sources and how much will need to be imported by the Czech Republic?
- > What will be the need for gas storages like in the Czech Republic?
- > Will the capacity of the Czech electricity and gas system suffice?
- > What are the technical, economic, environmental and security implications of various paths of development of the electricity industry?

The outputs concerning the solutions in the form of reports, presentations at the meetings of professional groups and other informational materials, provide support to the decision sphere of the Czech Republic for political decisions about the future concept of the energy industry. This report is a brief version for the public; detailed results of the study were submitted to statutory bodies. For the elaboration of the document, relevant data as of September 2017 were used.

¹ See § 20a, paragraph 4, letter f), Act no. 458/2000 Coll., on Business Conditions and Public Administration in the Energy Sectors and on Amendment to Other Acts, as amended; and also Energy Policy, target 6.2e.

A person is seen from behind, tending to a large fire made of logs. The fire is bright and consuming the wood. The scene is set outdoors on a rocky ground. A large, thick orange circle is overlaid on the image, framing the fire and the person. The background is dark and out of focus.

„S ohněm člověk začal měnit tvář země.“ “Fire helped man begin to change the face of the earth.”

ŘEŠENÉ PŘÍPADOVÉ STUDIE

CASE STUDIES

Liberalizované prostředí nedává prostor centrálnímu plánování a čistě koncepčnímu přístupu k rozvoji energetiky. Jednotlivé entity se chovají tržně či tak, aby plnily své povinnosti regulovaných subjektů, koordinace mezi nimi je z tohoto důvodu omezená, prostředí je dynamické a změny mnohdy až překotné. Z těchto důvodů není Dlouhodobá rovnováha konkrétním či závazným plánem, který po změně jediného ze vstupních parametrů ztratí smysl. Jako funkční a smysluplné se proto jeví zvolit přístup případových studií, jejichž prostřednictvím je analyzováno komplexní spektrum problematik energetiky, od výhledu poptávky přes zajištění zdrojů primární energie, dostatečnost zdrojů elektřiny a plynu, dostatečnost elektrických a plynárenských sítí až po investiční a provozní náročnost a environmentální dopady.

Zjednodušeně je lze popsat takto:

1. detailní analýza okolností řešení,
2. na základě těchto analýz jsou stanoveny cíle jednotlivých případových studií – naplnění Státní energetické koncepce (SEK), dekarbonizace energetiky a další,
3. definice poptávky po elektřině a teple pro jednotlivé případové studie,
4. návrh skladby zdrojové základny,
5. aplikace provozních opatření pro dosažení spolehlivého provozu ES,
6. požadavky ES na primární zdroje jsou konfrontovány s jejich dostupností,
7. analýzy elektrických sítí,
8. analýzy plynárenství (důraz na zásobníky, připojování nových zdrojů a dobu provozu soustavy za nepříznivých okolností),
9. kontrola naplnění cílů, v případě nesplnění nastává iterace bodů 3 až 8,
10. ekonomické vyhodnocení,
11. definování doporučení, závěrů a rizik.

V mezích výše uvedeného postupu je třeba vnímat i dále uvedený rozvoj zdrojové základny ES ČR či kapacity zásobníků plynu. Tento rozvoj není samoučelným vstupem studie, ale je již jedním z výsledků analýz. Dále definovaná zdrojová základna je prostředkem k naplnění daného cíle; popsaný rozvoj zdrojů je tímto cílem vynucen, jinak není cíl dosažitelný.

Liberalized environment does not give ample space to the central planning and conceptual approach to the energy sector development. Its entities behave purely on market principles or with the aim to fill their duties of regulated subjects; mutual coordination is limited, the environment is dynamic and changes often rapid. For these reasons, The Long-term Balance is not a specific or binding plan which would lose its sense after one of the input parameter is changed. As both functional and meaningful, case studies approach is chosen to analyse a complex spectrum of energy industry issues from demand outlook, securing the primary energy sources, sufficiency of electricity and gas sources, sufficiency of electricity and gas networks to investment, operational conditions and environmental impacts.

They can be simply described as follows:

1. circumstances of the solution are analysed in detail,
2. upon the analyses, targets are defined for each of the case studies – accomplishing of State Energy Policy, decarbonisation of the energy sector etc.
3. demand for electricity and heat is defined for each of the case studies,
4. source base structure is defined,
5. operation measures are applied to achieve reliable operation of the power system,
6. the power system's requirements on primary sources are confronted with their availability,
7. electrical network analyses,
8. gas industry analyses (focus on gas storage, connecting new sources and the duration of system's operation under unfavourable conditions),
9. check if the targets are met; if not, items 3 to 8 are iterated,
10. economic evaluation,
11. definition of recommendations, conclusions and risks.

The above described development of both source base of the Czech Republic's power system and gas storage capacities shall also be perceived within limits of the above procedure. This development is not just an input of the study but already one of the analyses' results. The below defined source base represents the means to achieve the set target; the described development of sources is forced by the set target, otherwise the target may not be accomplished.

V roce 2017 byly takto ve Studii zpracovány čtyři případové studie. První z nich, Nulová případová studie, se zaměřuje na prověření možnosti dlouhodobého fungování české energetiky v případě, že by nebylo do energetiky významně investováno. Další dvě z případových studií jsou diferencovány způsobem dosažení dekarbonizace energetiky v roce 2050. První z nich, Unijní – úspory, dosahuje cíle EU Energy Roadmap 2050 především s důrazem na co nejvyšší možné úspory. Druhá případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje naopak předpokládá dosažení cílů Roadmap 2050 zejména využitím nízkoemisních zdrojů energie. Případová studie Konceptní v hlavních rysech rozvádí Státní energetickou koncepci.

Případové studie vycházejí z předpokladu zachování soběstačnosti ČR v pokrytí poptávky elektřiny. Tomuto cíli jsou přizpůsobeny potřeby ať už nových zdrojů, nebo úspor energie v jednotlivých letech zkoumaného období. Požadavek na soběstačnost je dán několika důvody:

- > respektuje požadavek uvedený mimo jiné v Státní energetické koncepci, a to zajistit provoz ES ČR vlastními zdroji,
- > dovoz elektřiny představuje pouze hypotetické řešení z důvodu málo pravděpodobné dostupnosti elektřiny v okolních zemích,
- > dovoz elektřiny přes stávající a plánovaná přeshraniční vedení není možný v takové míře, aby při očekávaném odstavení stávajících zdrojů v ČR zabezpečil očekávaný rozvoj poptávky,
- > dovoz elektřiny je pouze částečným řešením problémů energetiky.

Ze studie je zřejmé, že jak naplnění SEK, tak naplnění požadavků na dekarbonizaci přináší velké výzvy, především v oblasti výstavby nových zdrojů. Jednotlivé případové studie je nutno vnímat vždy ve výše uvedeném kontextu. Jeví-li se některé z navrhovaných opatření jako obtížně realizovatelné, nákladné či až nepřiměřené, pak je potřeba hledat prvotní příčinu nikoliv v navržené zdrojové základně, ale v cíli dané případové studie.

In 2017, four case studies were analysed in the study. The first of them, the Zero case study focuses on examining the possibility of long-term operation of Czech energy industry, when there is no significant investment. Two of the case studies are differentiated by the approach of achieving energy industry decarbonisation by 2050. The first of these, the EU – Energy Savings achieves the EU Energy Roadmap 2050 with the emphasis on savings measures as much as possible. The second, the EU – Low-Emission Sources, on the other hand, assumes the achievement of the Roadmap 2050 targets by utilizing low-emission energy sources. The Conceptual case study is based on the State Energy Policy.

All the case studies are based on the presumption that self-sufficiency of the Czech Republic in covering the demand for electricity will be maintained. This goal defines needs for new sources or for energy savings in each year of the examined period. The requirement for self-sufficiency is due to the several reasons:

- > respects the requirement specified, besides others, in current State Energy Policy to secure operation of the Czech Republic's power system by domestic sources,
- > electricity import is only a hypothetical solution in view of electricity availability on market in neighbouring countries,
- > with the existing and planned cross-border lines, electricity imports are not possible in large enough scope to secure the anticipated development of demand along with the anticipated decommissioning of the existing sources,
- > electricity imports are only a partial solution of the issues of the energy sector.

As this study implies, fulfilling of both the State Energy Policy and decarbonisation requirements pose great challenges especially in construction of new sources. Each of the case studies shall be treated always in the above context. If some of the drafted measures seem to be difficult to implement, too costly or inadequate, the primary cause shall be sought in target of the involved case study not in the drafted source base.

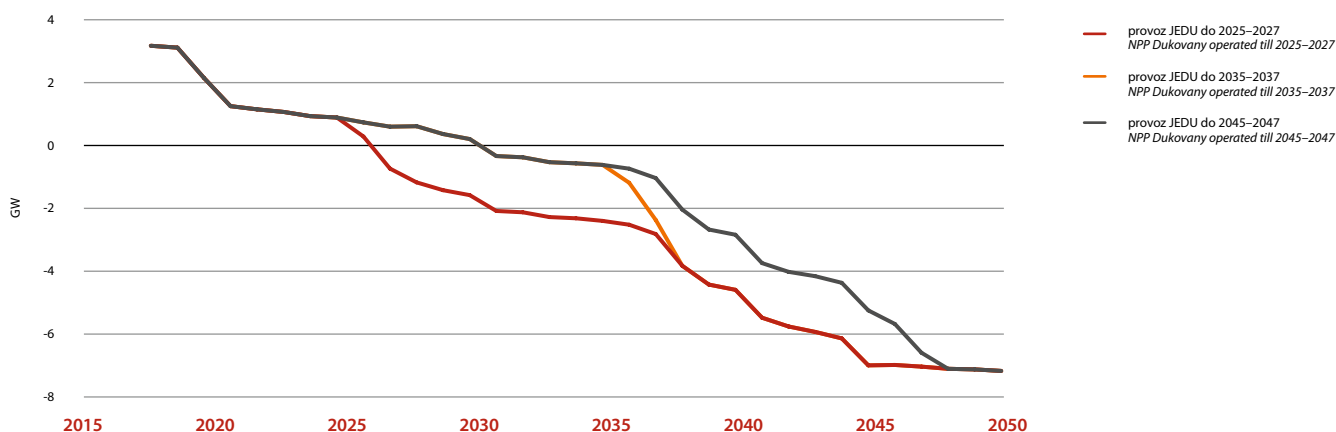
PŘÍPADOVÁ STUDIE NULOVÁ

Cílem případové studie Nulové v elektroenergetice je indikovat okamžik (rok), kdy přestává být česká ES soběstačná. Výpočty případové studie Nulové jsou prvním krokem řešení, který slouží pro přípravu dalších (soběstačných a provozuschopných) případových studií. V Nulové případové studii se předpokládá pouze provoz současných zdrojů a jejich budoucí postupný útlum dle údajů jejich provozovatelů, nepředpokládají se žádné nové zdroje, vyjma zdrojů, které jsou v době zpracování studie těsně před dokončením nebo se již nacházejí ve zkušebním provozu a jejichž zprovoznění lze považovat za racionálně věrohodné. Na základě pokrývání diagramu zatížení je indikován časový profil, ve kterém se již projevuje trvalý výkonový deficit zdrojové základny. Zjištěný časový horizont je spíše optimistickým údajem, neboť v konkrétních krátkodobých časových úsecích během roku může k deficitu dojít již dříve. Na stranu druhou nelze zjištěný časový řez považovat ani za rok, kdy již nebude soustava provozovatelná. Výsledky je potřeba chápat z hlediska soběstačnosti ES ČR na úrovni přebytků a nedostatků pohotového výkonu. Zásadní vliv na analýzy Nulové případové studie má především uvažování provozu stávající jaderné elektrárny Dukovany, což ukazuje i následující obrázek.

THE ZERO CASE STUDY

The target is to identify the moment (year) when the Czech power system stops being self-sufficient. Calculations of the Zero case study are the first step to the solution and serve as the base for other (self-sufficient and operable) case studies. In the Zero case study it is only considered operation of current sources and their gradual decline according to their operators; no new sources are anticipated apart from those that are to be commissioned in near horizon or are subjected to trial operation and their commissioning can be considered realistic and credible. Upon the coverage of the load diagram, time profile is indicated in which permanent capacity deficiency of the source base is reflected. The detected time horizon is rather optimistic as the deficit may appear earlier in specific short-time periods of year. On the other hand, the detected time shall not be considered a year when the system stops being operable. The results are to be understood in relation to self-sufficiency at the level of surpluses and lacks of available capacity. Analyses of the Zero case study are greatly affected especially by the considered operation of the existing Dukovany nuclear power plant, as shown in the following picture.

Obrázek 1 **Přebytky (+) a nedostatky (-) pohotového výkonu**
Figure 1 **Surpluses (+) and lacks (-) of available capacity**



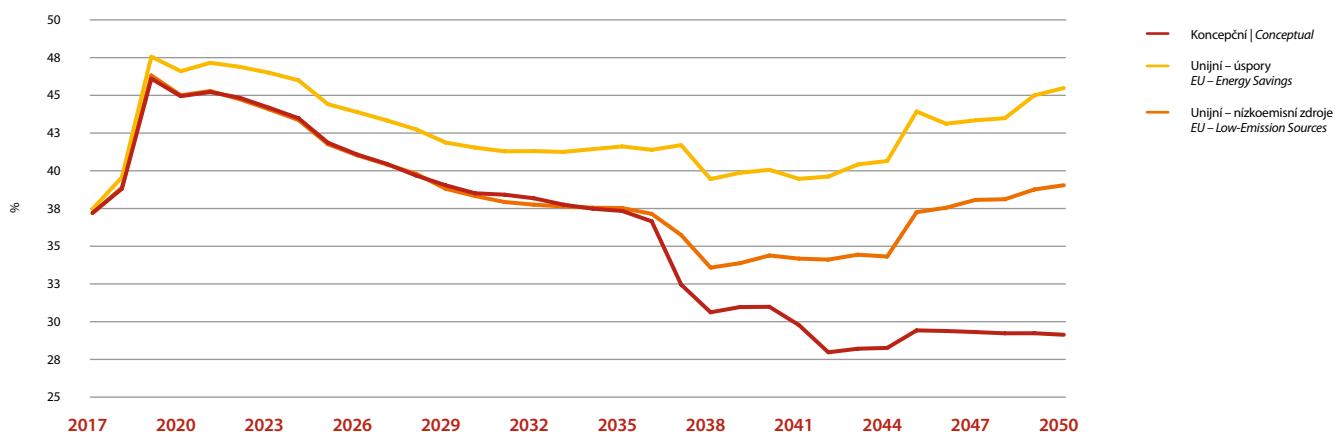
Cílem případové studie Nulové v plynárenství je indikovat okamžik (rok), kdy poměr celkové kapacity zásobníků plynu vůči jeho roční spotřebě opustí rozmezí stanovené SEK, tedy 35 až 40%. Výpočty případové studie Nulové jsou prvním krokem řešení, který slouží pro přípravu dalších (zásobníkovou kapacitou dostatečně zajištěných) případových studií. Nejsou uvažovány žádné nové zásobníky, vyjma stávajících, či zásobníků, jež jsou v provozu nově a jejichž kapacita s časem ještě poroste, případně připojení zásobníků nacházejících se na území ČR, ale využívaných nyní pro jinou soustavu. Výsledky Nulové případové studie pro plynárenství ukazuje následující obrázek. Konkrétně jsou zásobníky uvažovány takto:

- > provoz všech nynějších zásobníků po celé období 2018 až 2050,
- > napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou plynárenskou soustavu v roce 2019 (576 mil. m³),
- > nárůst kapacity zásobníku Dambořice do roku 2021 ze stávajících 190 postupně na 448 mil. m³.

The aim of the Zero case study in gas industry is to indicate a year when the ratio of the total gas storage capacity and the annual gas consumption goes beyond the range specified in the relevant State Energy Policy, i.e. 35 to 40%. Analyses of the Zero case study is the first step of the solution, which is used to prepare subsequent (secured by the sufficient amount of gas storage capacity) case studies. No new gas storage facilities are planned in addition to those already existing and the recently commissioned ones and their storage capacity will grow over time. The gas storage facilities that are located in the Czech Republic, but currently used for another gas system, might be connected. The results of the Zero case study for gas industry are shown in the following picture. The gas storage facilities are dealt with in the variant as follows:

- > operation of the existing gas storage facilities for the entire 2018–2050 period,
- > connection of the gas storage in Dolní Bojanovice (576 mcm) to the Czech gas system in 2019,
- > an increase in the storage capacity of the Dambořice from current 190 mcm to 448 mcm in 2021.

Obrázek 2 **Poměr kapacity zásobníků ke spotřebě – bez nových zásobníků**
 Figure 2 **Ratio of gas storage capacity to consumption – without new storage facilities**



INVARIANTNÍ PŘEDPOKLADY

Následující výčet uvádí seznam předpokladů a charakteristických rysů, které jsou společné případovým studiím Koncepční, Unijní – úspory i Unijní – nízkoemisní zdroje.

Vnější vlivy

- > **Politika EU jako celek:** všechny případové studie předpokládají setrvání ČR v EU, a tedy i to, že ČR bude pod vlivem evropské legislativy. Zároveň se očekává, že postoje EU zejména vůči CO₂ výrazně neoslabí. I z těchto důvodů nenastává v žádné z případových studií prolomení limitů na dole ČSA.
- > **Politika EU vůči zemnímu plynu:** nynější nejednoznačný přístup EU k plynu (spíše přechodné palivo na cestě k dekarbonizaci versus podpora výstavby páteřních plynovodů) se změnil a na konci střednědobého období bude definována jednoznačná dlouhodobá politika pro evropské plynárenství.
- > **Trh s povolenkami na emise oxidu uhličitého:** všechny případové studie předpokládají zachování mechanismu EU ETS a funkční trh s povolenkami (ceny povolenek však variantní jsou).
- > **Dovoz plynu:** všechny případové studie předpokládají, že na trhu bude dostatek plynu pro pokrytí indikované poptávky ČR a bude možné jej fyzicky dopravit páteřní potrubní infrastrukturou ze zahraničí do českých hraničních předávacích stanic.

Poptávka elektřiny, plynu a tepla

- > **Vývoj makroekonomiky:** všechny případové studie vycházejí ze stejné predikce vývoje makroekonomiky ČR, která předpokládá postupnou konvergenci ČR k průměrné ekonomické výkonnosti EU.
- > **Predikce demografie:** všechny případové studie vycházejí ze stejné demografické predikce, která předpokládá trvalé snižování porodnosti, stárnutí populace a relativně výrazný vliv imigrace.
- > **Aplikace úspor:** všechny případové studie aplikují úspory, jejich míra je však různá: případové studie Nulová, Koncepční a Unijní – nízkoemisní zdroje předpokládají úspory korespondující s požadavky směrnice 2012/27/EU a Zimního energetického balíčku; případová studie Unijní – úspory předpokládá přibližně o 33% vyšší tempo dosahování úspor ve srovnání s třemi ostatními.

Soběstačnost, spolehlivost, flexibilita elektrizační soustavy

- > **Soběstačnost:** případové studie jsou koncipovány jako dlouhodobě soběstačné v zásobování elektrickou energií a jsou navrženy na saldo velmi blízké nule: importy elektřiny mohou být realizovány jen na překlenutí kratšího období nesouladu nabídky a poptávky vlivem odstavení a instalace zdrojů větších jednotkových výkonů.
- > **Spolehlivost provozu zdrojové základny:** vzhledem k nárůstu důležitosti elektřiny je požadováno mírné navýšování spolehlivosti provozu. Zároveň se očekává, že cena nedodávky roste rychleji než ceny nových výrobních jednotek.

INVARIANT PRESUMPTIONS

The following presumptions and characteristic features are common for all analysed case studies: Conceptual, EU – Energy Savings and EU – Low-Emission Sources case study.

External influences

- > **EU policy:** all case studies assume that the Czech Republic remains an EU member and therefore remains guided by European legislation. It anticipates CO₂ targets will not be relinquished. This is one of the reasons why cancelling of the limits in the ČSA mine is not considered in any of the case studies.
- > **The EU policy on natural gas:** the current ambiguous approach of the EU to gas (although gas is seen as a transitional fuel on the way out, the EU is currently supporting the construction of backbone gas pipelines) will change, and at the end of the medium-term horizon a clear long-term policy for the European gas industry will be defined.
- > **CO₂ emission allowance market:** all case studies anticipate maintaining of the EU ETS mechanism and functional allowance market (though allowance prices in the case studies vary).
- > **Gas imports:** all case studies assume that there will be enough gas on the market to cover the indicated consumption in the Czech Republic, and that it will be possible to transmit it physically via the pipeline infrastructure from abroad to the Czech border transfer stations.

Demand for electricity, gas and heat

- > **Macroeconomic development:** all case studies are based on the same prediction of macroeconomic development of the Czech Republic which assumes gradual convergence of the Czech Republic economy to EU average.
- > **Demographic prediction:** all case studies are based on the same demographic prediction which assumes permanent decline in birth-rate, population aging and rather high immigration effect.
- > **Savings:** all case studies apply savings though their levels differ: the Zero, Conceptual and EU – Low-Emission Sources case studies assume savings that correspond with requirements of the Directive 2012/27/EU and the Winter Energy Package; the EU – Energy Savings case study anticipates that the rate of the savings is going to be ca. 33% higher in comparison to other three case studies.

Self-sufficiency, reliability and flexibility

- > **Self-sufficiency:** the case studies are designed as self-sufficient in electricity supply in long-term with the balance approaching zero: electricity imports are only acceptable to bridge short periods of inconsistency between the supply and demand due to decommissioning and installing of sources with higher unit capacities.
- > **Reliability of source base operation:** with respect to the increasing importance of electricity, moderate increase in required operation reliability is considered. Value of lost load is concurrently anticipated to grow faster than prices of new production units.

- > **Dostatek flexibility:** naplnění potřeb statické i dynamické flexibility (regulační výkony); v případě potřeby jsou realizována opatření na zajištění flexibility včetně jednotlivých kategorií regulačních výkonů.

Provoz stávajících zdrojů, primární zdroje

- > **Provoz stávajících jaderných elektráren:** stávající bloky jaderné elektrárny Temelín jsou uvažovány v provozu až za sledovaný horizont roku 2050. Stávající bloky jaderné elektrárny Dukovany jsou uvažovány v provozu do let 2040, resp. 2042.
- > **Rozvoj nových jaderných zdrojů:** všechny případové studie uvažují dva nové jaderné bloky v Dukovanech zprovozněné v letech 2039 a 2041. Případné další jaderné zdroje jsou v případových studiích aplikovány různě.
- > **Provoz přečerpávacích vodních elektráren:** všechny stávající přečerpávací elektrárny v ČR jsou uvažovány v provozu až do roku 2050.
- > **Elektrárny na fosilní paliva:** parní elektrárny včetně závodních jsou uvažovány s využitím výsledků dotazníkového šetření a dle diskusí s jejich provozovateli.
- > **Využití hnědého uhlí:** ve všech případových studiích je významným rysem přechod části hnědouhelných výroben elektřiny a tepla na jiná paliva, kterými jsou zejména zemní plyn a biomasa. Přechody jsou řešeny individuálně a pro jednotlivé případové studie různě. Nové bloky na hnědé uhlí nejsou uvažovány.
- > **Dovozy černého uhlí:** žádná z případových studií neuvažuje realizaci nových bloků na dovozové či tuzemské černé uhlí.
- > **Spalovny odpadu:** ve všech případových studiích je uvažována výstavba nových spaloven odpadu. Kromě čtyř stávajících spaloven v Praze, Brně, Liberci a Chotíkově, u nichž se předpokládá, že budou v provozu po celé řešené období, se počítá s postupným nárůstem instalovaného výkonu zdrojů na spalování odpadu.

Elektrická síť

- > **Uspořádání síťové infrastruktury:** do roku 2050 se předpokládá zachování současné struktury, tedy jeden provozovatel páteřní infrastruktury a tři hlavní provozovatelé distribučních sítí.
- > **Mezistátní propojení:** všechny případové studie předpokládají zachování přeshraničních interkonektorů a realizaci dalších či posílení stávajících v rozsahu dle plánů ČEPS. Na profilu CZ/DE je ve všech případových studiích uvažováno nasazení PST, k jejichž uvedení do provozu došlo v roce 2017.
- > **Obnova a rozvoj elektrických sítí:** ve všech případových studiích se předpokládá obnova a rozvoj síťové infrastruktury podle dlouhodobých rozvojových plánů jejich provozovatelů. V přenosové síti se předpokládá, že do roku 2040 dojde k dokončení náhrady sítě 220 kV sítí 400 kV.

- > **Sufficient flexibility:** fulfilling of all demands for regulation capacities is required; in case of need, measures to secure the respective categories of regulation capacities are implemented.

Operation of the existing sources, primary sources

- > **Operation of the existing nuclear power plants:** the existing blocks of the Temelín nuclear power plant remain in operation beyond the observed horizon of 2050. The existing blocks of the Dukovany nuclear power plant are anticipated to be kept in operation till 2040 and 2042.
- > **Development of new nuclear sources:** all case studies assume two new nuclear blocks in Dukovany commissioned in 2039 and 2041. Other nuclear sources are applied diversely in the case studies.
- > **Operation of pumped storage hydroelectric power plants (PSHPPs):** all the existing PSHPPs in the Czech Republic are considered to remain in operation till 2050.
- > **Fossil power plants:** operation of thermal power plants including autoproducers is considered upon the results of questionnaire survey and discussions with their operators.
- > **Use of brown coal:** as an important feature, all case studies consider transition of a part of generating units and heating plants from brown coal to other fuels, especially natural gas and biomass. The transitions are dealt with individually and vary in each of the case studies. No new brown coal units are anticipated.
- > **Hard coal imports:** none of the case studies considers implementation of new blocks using imported or domestic hard coal.
- > **Waste incineration plants:** all case studies presume construction of new waste incineration plants. Apart from the four existing incineration plants in Prague, Brno, Liberec and Chotíkov, which are anticipated to remain in operation for the entire period of interest, gradual increase in installed capacity of waste incineration sources is considered.

Electrical networks

- > **Arrangement of network infrastructure:** maintaining of present concept is anticipated by 2050 – i.e. one operator of the backbone infrastructure and three main distribution system operators.
- > **International interconnection:** all case studies anticipate preservation of the existing cross-border interconnectors, commissioning of new or strengthening of the existing according to ČEPS plans. Use of phase shifting transformers commissioned in 2017 is considered in all case studies on the CZ/DE profile.
- > **Renewal and development of electrical networks:** renewal and development of network infrastructure according to long-term development plans of their operators is anticipated in all case studies. The current 220 kV networks are anticipated to be fully replaced by 400 kV networks by 2040.

Plynárenská infrastruktura

- > **Uspořádání síťové infrastruktury:** do roku 2050 se předpokládá zachování současné struktury, tedy jeden provozovatel páteřní infrastruktury a tři hlavní provozovatelé distribučních sítí.
- > **Mezistátní propojení:** všechny případové studie předpokládají zachování dovozu plynu přes stávající hraniční předávací stanice, které jsou a budou dimenzovány úměrně očekávané poptávce, a to především přes profil CZ/DE a CZ/SK.
- > **Tranzitní a vnitrostátní přepravní soustava:** pro všechny případové studie se po celou dobu řešení očekává, že parametry tranzitní a vnitrostátní přepravní soustavy zůstanou přinejmenším na úrovni stavu v roce 2017, případně se zvýší dle plánů přeprave.
- > **Distribuční síť:** všechny případové studie očekávají dostatečný počet a kapacitu předávacích stanic z přepravy do plynárenské distribuce, připojení velkých zdrojů na plyn je pak analyzováno detailněji.
- > **Provoz stávajících zásobníků plynu:** všechny stávající zásobníky plynu jsou uvažovány v provozu po celé řešené období 2018 až 2050, dále se ve všech případových studiích počítá s nárůstem kapacity zásobníku Dambořice a s připojením zásobníku Dolní Bojanovice na českou plynárenskou soustavu. Neočekává se pokles čerpacích a vtláčecích výkonů zásobníků.

Nové technologie

- > **Elektromobilita, plynomobilita:** všechny případové studie počítají s nárůstem elektromobility a plynomobility v ČR, míra penetrace je variantní.
- > **Akumulace:** všechny případové studie vyžadují ke splnění jejich cílů instalaci nové denní akumulace elektřiny, její míra je však diametrálně odlišná. Sezonní akumulace je aplikována v případových studiích Unijní – úspory a Unijní – nízkoemisní zdroje.
- > **Demand side management:** uvažován ve všech případových studiích, avšak v různé míře.
- > **Decentrální výroba, prosumers:** ve všech případových studiích se předpokládá nárůst této skupiny účastníků trhu, její míra je však diferencovaná.
- > **Průmysl 4.0** je zohledněn zejména v predikci poptávky po elektřině – predikce počítá s pokračující elektrifikací průmyslu, což je promítnuto do predikce vývoje elektroenergetické náročnosti.
- > **Zachycování a uskladňování oxidu uhličitého (CCS):** technologie CCS není uvažována v žádné z případových studií; případové studie Unijní – úspory a Unijní – nízkoemisní zdroje však počítají s technologií CCU v rámci procesu metanizace vodíku.
- > **Smart grids:** dlouhodobá rovnováha analyzuje detailně síť PS a 110 kV, kde nelze z dnešního pohledu očekávat zásadní vliv smart technologií. Při analýzách sítí všech hladin jsou však analyzovány možnosti využití všech dostupných konkrétních technologických řešení, která umožní zejména absorbovat vysoký podíl decentrální výroby.

Gas infrastructure

- > **Network infrastructure:** to 2050, the existing gas infrastructure should be maintained, i.e. one operator for the backbone infrastructure and three main distribution systems operators.
- > **International interconnections:** all the case studies anticipate that gas imports will keep coming via the existing border transfer stations, which are and will be dimensioned proportionately to the anticipated demand, particularly via the CZ/DE profile and possibly also the CZ/SK profile.
- > **Transit and domestic transmission system:** for all the case studies over the entire examined period, it is anticipated that the parameters of the transit and intrastate systems will remain at least at the 2017 level, or possibly increase according to the operator's plan.
- > **Distribution networks:** all the case studies anticipate a sufficient number and capacity of transfer stations from transmission to distribution networks; the connection of large-scale, gas-combustion sources is analysed in more detail.
- > **Operation of gas storage facilities:** all the existing gas storage facilities are taken into account as operating over the entire examined period from 2018 to 2050; in all the case studies, further, an increase in the gas storage capacity of the facility in Dambořice and the connection of the facility in Dolní Bojanovice to the Czech gas system are anticipated. A decrease in the withdrawal and injection capacities of gas storage facilities is not anticipated.

New technologies

- > **Electromobility, gasmobility:** all case studies consider increase in electromobility and gasmobility in the Czech Republic; the penetration level depends on the case study.
- > **Accumulation:** to meet the set targets, all case studies require installation of new daily accumulation though their rate greatly differs. Seasonal accumulation is applied in the EU – Energy Savings and EU – Low-Emission Sources case studies.
- > **Demand side management:** considered in all case studies but to different extents.
- > **Dispersed production, prosumers:** all case studies presume increase in this group of market participants but the extents greatly differ.
- > **Industry 4.0** is included mainly in the prediction of demand for electricity – it expects continuing electrification of industry which reflects in development of energy intensity.
- > **Carbon dioxide capture and storage (CCS):** the CCS technology is not considered in any of the case studies; the EU – Energy Savings and EU – Low-emission case studies however allow for the CCU technology within the process of hydrogen methanation.
- > **Smart grids:** the Long-term Balance provides detailed analyses of the transmission system and 110 kV networks where the significant effect of this phenomenon is not anticipated from today's point of view. However, within network analyses on all levels, possible use of all available technological solutions, mainly those enabling absorption of high share of distributed production, is analysed.

- > **Smart metering:** zavedení chytrého měření, ve formě známé v době řešení studie, nepovede ke změnám, které by bylo třeba při řešení zohlednit.
- > **Smart city:** implementace konceptu Smart City nepovede ke změnám, které by bylo třeba při řešení zohlednit.

PŘÍPADOVÁ STUDIE KONCEPČNÍ

Cílem je navrhnout taková opatření, aby byla naplněna Státní energetická koncepce. Případová studie Koncepční (značena K) vychází z koridorů vytyčených v SEK a konkretizuje rozvoj ES ČR dle jejího Optimalizovaného scénáře a dle názorů představitelů české decizní sféry (především MPO) z roku 2017. Pro případovou studii je charakteristická výstavba jaderných bloků v obou stávajících lokalitách a racionální rozvoj obnovitelných zdrojů. Doplněny jsou rovněž plynové zdroje. Případová studie byla analyzována i v minulých letech, odlišnosti oproti SEK a minulým řešením spočívají zejména v termínech zprovoznování jaderných bloků a v aktualizaci rozvoje OZE vzhledem k jejich nynějšímu rozvoji. Instalovaný výkon zdrojové základny ES ČR ukazuje následující tabulka.

- > **Smart metering:** implementation of smart metering, in its current form, will not result in changes that could be taken into account for its processing.
- > **Smart City:** implementation of the Smart City concept will not result in changes to be taken into account within the solution.

THE CONCEPTUAL CASE STUDY

This case study is designed to meet the State Energy Policy. The Conceptual case study (marked as C) is based on the corridors given in the State Energy Policy and specifies development of the power system according to its Optimized scenario and opinions of decision sphere representatives (especially the Ministry of Industry and Trade) by 2017. The case study is characterised by construction of nuclear blocks in both present locations and reasonable development of renewable sources. Gas units are added, too. The case study was analysed in previous years; compared to the State Energy Policy and solutions in previous years it differs especially in terms of commissioning of the nuclear blocks and updating of the development of RES with respect to their present development. Installed capacities in the source base of the Czech Republic power system is shown in the following table.

Tabulka 1 **Případová studie Koncepční – instalovaný výkon (MW)**
Table 1 **Conceptual case study – installed capacity (MW)**

skupina zdrojů power sources	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
stávající tepelné elektrárny fossil power plants	10 378	10 240	7 537	7 455	6 911	4 783	3 313	3 438
stávající zdroje – PPC a SCGT current units – CCGT and SCGT	1 918	1 945	1 990	2 034	2 079	3 079	2 518	2 563
bioplynové stanice biogas plants	423	444	479	514	549	584	619	654
stávající jaderné elektrárny current nuclear power plants	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	2 250	2 250
nové hnědouhelné bloky new brown coal units	660	660	660	660	660	660	660	660
mikrogenerace micro-CHP	10	24	71	119	167	214	261	306
nové zdroje – PPC a SCGT new units – CCGT and SCGT	0	0	0	0	120	590	1 860	1 860
nové jaderné elektrárny new nuclear power plants	0	0	0	0	0	1 200	4 800	4 800
vodní elektrárny hydro (excluding PSHPP)	1 110	1 113	1 118	1 123	1 128	1 133	1 138	1 143
větrné elektrárny wind	308	470	662	760	935	1 110	1 120	1 130
fotovoltaické elektrárny solar	2 130	2 131	3 024	3 291	4 451	5 610	5 660	5 710
geotermální elektrárny geothermal sources	0	0	5	10	15	20	25	30
akumulace (včetně PVE) storage (including PSHPP)	1 170	1 170	1 170	1 170	1 530	1 890	1 940	1 990
ES ČR celkem Czech power system in total	22 397	22 486	21 005	21 426	22 835	25 163	26 164	26 534

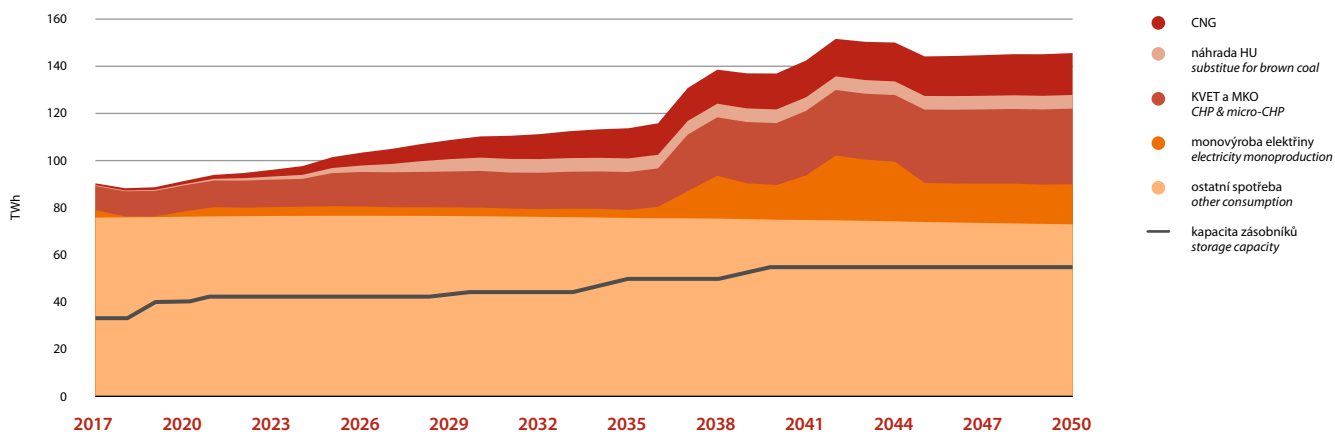
Samotný výše uvedený rozvoj zdrojové základny, byť obsahuje pouze racionální rozvoj obnovitelných zdrojů, není dostatečný pro zajištění bezpečného provozu soustavy. Případová studie Konceptní proto předpokládá v roce 2050 instalaci zařízení pro akumulaci na denní úrovni (bez PVE) o výkonu 820 MW. Část této akumulace je systémová, malá část je využívána na jednotlivých odběrných místech. Sezonní akumulace není uvažována. Dále se uvažuje využití širokého mixu opatření jak na straně spotřeby, tak na straně výroby, a to na všech napěťových hladinách (odložená spotřeba, přesun výroby v čase, omezování výroby, elektrokotle, elektromobily atd.).

S ohledem na nárůst poptávky plynu především při výrobě elektřiny, který je nejvyšší ze všech tří řešených případových studií, jsou navrhovány nové zásobníkové kapacity tak, aby byl v dlouhodobém horizontu naplněn požadavek Státní energetické koncepce – poměr celkové kapacity zásobníků plynu vůči jeho roční spotřebě by měl dosahovat hodnot 35 až 40%. Poptávku plynu a kapacitu zásobníků ukazuje následující obrázek. Zásobníky plynu jsou uvažovány jako v případové studii Nulové a navíc byla indikována potřeba další kapacity, a to 200 mil. m³ od roku 2029, 500 mil. m³ od roku 2035 a 500 mil. m³ od roku 2040.

The above described development of the source base itself, though it only includes rational development of renewable sources, does not suffice to ensure system operation. The Conceptual case study therefore anticipates installation of accumulation at daily level (without pumped storage hydro) with the capacity of 820 MW in 2050. Part of the accumulation is used at system level, the other part at individual offtake points. Seasonal accumulation is not considered in this case study. In addition, extensive mix of measures on both consumption and production sides is considered at all voltage levels (delayed consumption, generation time shift, reduction of generation, electric boilers, electric cars etc.).

With regard to the increase in the gas supply, which is greatest in this case study, new gas storage capacities are proposed, exceeding the Zero case study so that over the long-term horizon the requirement of the State Energy Policy is met – the ratio of total gas storage capacity to annual gas consumption should be of between 35 and 40%. Demand for gas and gas storage capacities are shown in the following picture. The gas storages are the same as in the Zero case study, but the need for new storage capacity of 200 mcm from 2029, 500 mcm from 2035 and 500 mcm from 2040 has been indicated.

Obrázek 3 Případová studie Konceptní – poptávka plynu a kapacita zásobníků
Figure 3 Conceptual case study – gas demand and storage capacity



PŘÍPADOVÁ STUDIE UNIJNÍ – ÚSPORY

Cílem případové studie Unijní – úspory je navrhnout taková opatření, která umožní dosažení cílů Roadmap 2050, tedy pokles emisí CO₂ o 95% vůči roku 1990. Případová studie Unijní – úspory se snaží tohoto cíle dosáhnout primárně pomocí aplikace maximálních možných úspor energií. V prvním kroku byly analyzovány maximální možné úspory ve všech segmentech spotřeby a takto stanovená poptávka byla konfrontována s disponibilní zdrojovou základnou (tedy dle případové studie Nulové). Provedené výpočty chodu ES ČR ukazují, že soustava není v takovéto konfiguraci provozovatelná – tedy ani při maximální realizaci úspor nelze v ČR rezignovat na výstavbu nových zdrojů elektřiny a tepla. V dalším kroku byly proto přidávány především další bezemisní (jádro, OZE) či nízkemisní zdroje (zemní plyn), aby bylo provozovatelnosti dosaženo. Vše výše uvedené ve svém důsledku vede k nejnižší poptávce plynu. Instalovaný výkon zdrojové základny ES ČR ukazuje následující tabulka.

THE EU – ENERGY SAVINGS CASE STUDY

This case study is designed to allow implementation of the Roadmap 2050, i.e. reduction of CO₂ emissions by 95% in comparison to 1990. The EU – Energy Savings case study (marked as S) tries to achieve the target primarily by applying energy savings to maximum possible extent. In the first step, maximum possible savings in all consumption segments were analysed and the resulting demand was confronted with the available source base (i.e. according to the Zero case study). Detailed calculations of operation of the Czech Republic's power system by 2050 show that the system is not operable in this configuration – the Czech Republic can therefore not renounce construction of new electricity and heat sources even if maximum savings are implemented; the application of savings can not cover the terminating lifespan of the Czech source base. In the second step, new no-emission (nuclear, RES) or low-emission (natural gas) sources were added to achieve satisfactory operability. All the above mentioned, as a consequence, leads to the lowest gas demand. Installed capacities in the source base of the Czech Republic power system is shown in the following table.

Tabulka 2 **Případová studie Unijní – úspory – instalovaný výkon (MW)**
Table 2 EU – Energy Savings case study – installed capacity (MW)

skupina zdrojů power sources	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
stávající tepelné elektrárny fossil power plants	10 378	10 240	7 537	7 455	6 860	4 203	2 984	2 198
stávající zdroje – PPC a SCGT current units – CCGT and SCGT	1 909	1 909	1 909	1 909	1 909	1 929	1 084	1 047
bioplynové stanice biogas plants	423	444	479	514	549	584	619	654
stávající jaderné elektrárny current nuclear power plants	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	2 250	2 250
nové hnědohelné bloky new brown coal units	660	660	660	660	660	660	660	0
mikrogenerace micro-CHP	7	7	7	7	7	7	7	7
nové zdroje – PPC a SCGT new units – CCGT and SCGT	0	0	0	0	120	750	1 860	2 820
nové jaderné elektrárny new nuclear power plants	0	0	0	0	0	1 200	4 800	4 800
vodní elektrárny hydro (excluding PSHPP)	1 110	1 113	1 118	1 123	1 128	1 133	1 138	1 143
větrné elektrárny wind	308	470	662	760	935	1 110	1 120	1 130
fotovoltaické elektrárny solar	2 130	2 131	3 024	3 291	4 451	5 610	6 769	7 929
geotermální elektrárny geothermal sources	0	0	5	10	15	20	25	30
akumulace (včetně PVE) storage (including PSHPP)	1 170	1 170	1 170	1 170	1 530	1 890	2 350	2 810
ES ČR celkem Czech power system in total	22 385	22 434	20 860	21 189	22 454	23 386	25 667	26 819

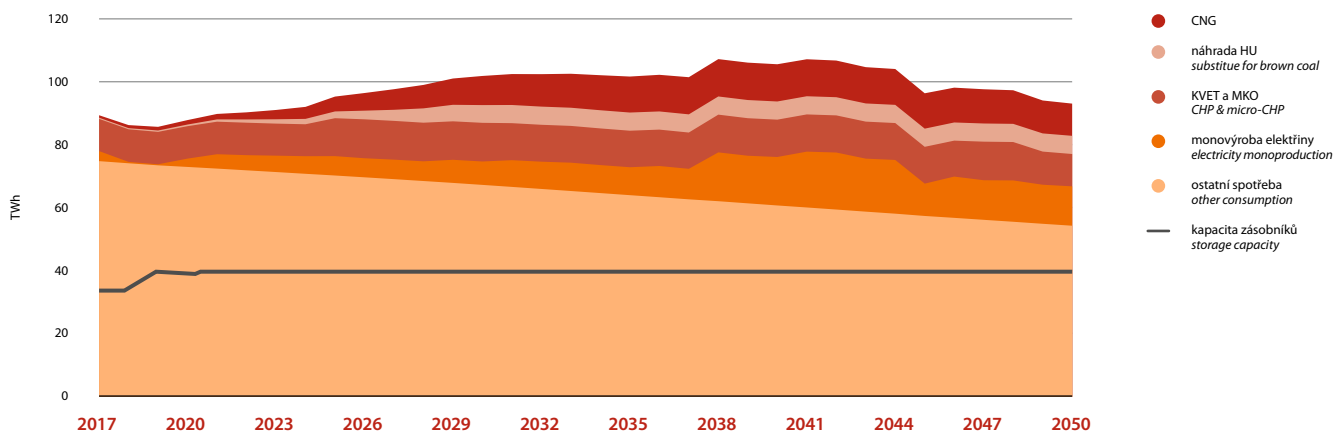
Samotný výše uvedený rozvoj zdrojové základny, který obsahuje i vyšší rozvoj OZE proti Koncepční případové studii, není dostatečný pro zajištění bezpečného provozu soustavy. Případová studie Unijní – úspory proto předpokládá v roce 2050 instalaci zařízení pro akumulaci na denní úrovni (bez PVE) o výkonu 1 640 MW. Část této akumulace je systémová, malá část je využívána na jednotlivých odběrných místech. U sezonní akumulace se předpokládá instalace 700 MW. Dále se uvažuje využití širokého mixu opatření jak na straně spotřeby, tak na straně výroby, a to na všech napěťových hladinách (odložená spotřeba, přesun výroby v čase, omezování výroby, elektrokotle, elektromobily atd.).

Zásobníky plynu jsou uvažovány jako v Nulové případové studii; analýza potřeby dalších zásobníků ukazuje na dostatečnost zásobníkové kapacity dle případové studie Nulové po celé řešené období do roku 2050. Poptávku plynu a kapacitu zásobníků ukazuje následující obrázek.

The above described development of the source base, though it includes higher RES development in comparison to the Conceptual case study, does not itself suffice to ensure safe system operation. The EU – Energy Savings case study therefore anticipates installation of 1,640 MW of daily accumulation (excluding pumped storage hydro) in 2050. Part of the accumulation is used at system level, the other part at offtake points. As for seasonal accumulation, 700 MW of capacity is anticipated. In addition, extensive mix of measures on both consumption and production sides is considered at all voltage levels (delayed consumption, generation time shift, reduction of generation, electric boilers, electric cars etc.).

The gas storage facilities are the same as in the Zero case study, and a sufficient volume of gas storage capacity is indicated for the whole period up to 2050. Demand for gas and gas storage capacities are shown in the following picture.

Obrázek 4 **Případová studie Unijní – úspory – poptávka plynu a kapacita zásobníků**
Figure 4 EU – Energy Savings case study – gas demand and storage capacity



PŘÍPADOVÁ STUDIE UNIJNÍ – NÍZKOEMISNÍ ZDROJE

Cíl je stejný jako u případové studie předchozí, tedy navrhnout taková opatření, která umožní dosažení cílů Roadmap 2050. Případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje (značena N) se snaží tohoto cíle dosáhnout primárně pomocí změny stávající výrobní základny na bezemisní. Případová studie aplikuje úspory shodně s případovou studií Koncepční, zahrnuje však vyšší elektromobilitu a nejvyšší odklon od CZT (nízkoemisní přístup je aplikován napříč sektory), a dosahuje tak nejvyšší poptávky. Výrobní mix byl řešen tak, aby bylo dosaženo cílů Roadmap 2050, tedy bezemisně. Ani nasazení skutečně limitního množství obnovitelných zdrojů, především větrných a fotovoltaických elektráren, nevede k pokrytí poptávky, proto je dále doplněno především o jaderné a plynové zdroje. Indikovaná poptávka po plynu leží mezi výše uvedenými případovými studiemi. Instalovaný výkon zdrojové základny ES ČR ukazuje následující tabulka.

THE EU – LOW-EMISSION SOURCES CASE STUDY

The target is the same as in the previous case study, i.e. to allow implementation of targets of the Roadmap 2050. The EU – Low-Emission Sources case study (marked as L) tries to achieve the target by turning the existing production base to an emission-free one. The case study applies savings as in the Conceptual case study but includes higher electromobility and the highest departure from district heating (the low-emission approach is applied across industries) which results in the highest demand. The production mix is compiled to achieve the Roadmap 2050 targets, i.e. emission-free. Even if extreme feasible amount of renewable sources is implemented in form of wind and photovoltaic power plants, the demand cannot be fully covered, that is why nuclear and gas sources are added. The indicated gas demand lies between above mentioned case studies. Installed capacities in the source base of the Czech Republic power system is shown in the following table.

Tabulka 3 Případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje – instalovaný výkon (MW)

Table 3 EU – Low-Emission Sources case study – installed capacity (MW)

skupina zdrojů power sources	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
stávající tepelné elektrárny fossil power plants	10 378	10 240	7 537	7 455	6 860	4 203	2 984	2 198
stávající zdroje – PPC a SCGT current units – CCGT and SCGT	1 909	1 909	1 909	1 909	1 909	1 929	1 084	1 047
bioplynové stanice biogas plants	431	476	551	626	701	776	851	926
stávající jaderné elektrárny current nuclear power plants	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	2 250	2 250
nové hnědouhelné bloky new brown coal units	660	660	660	660	660	660	660	0
mikrokogenerace micro-CHP	7	7	7	7	7	7	7	7
nové zdroje – PPC a SCGT new units – CCGT and SCGT	0	0	0	0	280	1 540	2 820	2 820
nové jaderné elektrárny new nuclear power plants	0	0	0	0	0	1 200	4 800	6 000
vodní elektrárny hydro (excluding PSHPP)	1 110	1 113	1 118	1 123	1 128	1 133	1 138	1 143
větrné elektrárny wind	308	470	662	760	2 055	3 350	4 250	5 150
fotovoltaické elektrárny solar	2 130	2 131	3 925	4 150	8 250	12 350	14 625	16 900
geotermální elektrárny geothermal sources	0	0	5	10	135	260	385	510
akumulace (včetně PVE) storage (including PSHPP)	1 170	1 170	1 170	1 170	2 120	3 070	3 820	4 570
ES ČR celkem Czech power system in total	22 393	22 466	21 834	22 160	28 395	34 768	39 675	43 522

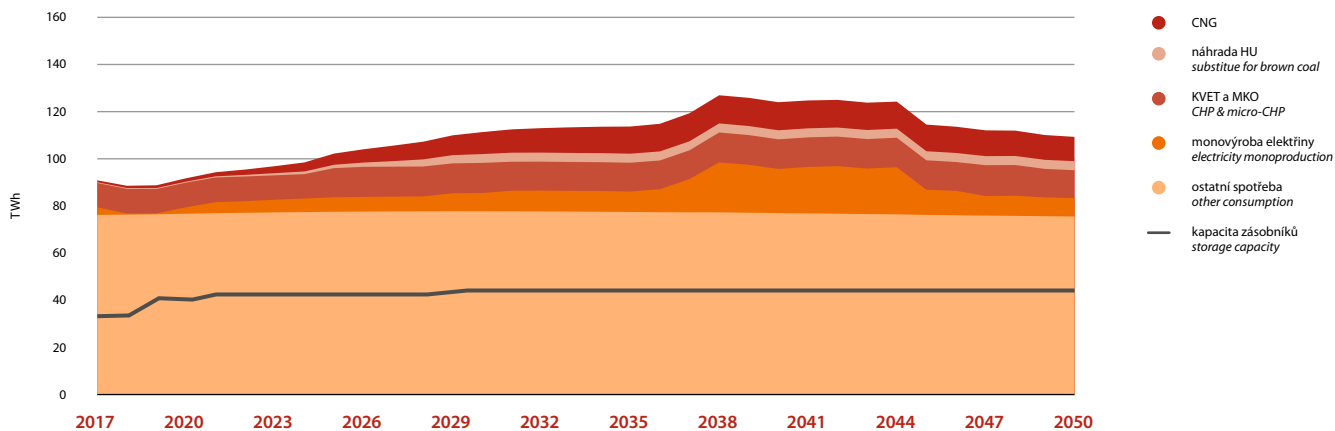
Samotný výše uvedený rozvoj zdrojové základny, která obsahuje i extrémně vysoký rozvoj OZE, není dostatečný pro zajištění bezpečného provozu soustavy. Případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje předpokládá v roce 2050 instalaci zařízení pro akumulaci na denní úrovni (bez PVE) o výkonu 3 400 MW. Část této akumulace je systémová, malá část je využívána na jednotlivých odběrných místech. Předpokládá se instalace 1 500 MW výkonu pro využití v sezonní akumulaci. Dále se uvažuje využití širokého mixu opatření jak na straně spotřeby, tak na straně výroby, a to na všech napěťových hladinách (odložená spotřeba, přesun výroby v čase, omezování výroby, elektrokotle, elektromobily atd.).

Zásobníky plynu jsou uvažovány jako v případové studii Nulové; a navíc byla indikována potřeba další zásobníkové kapacity, a to 200 mil. m³ od roku 2030. Poptávku plynu a kapacitu zásobníků ukazuje následující obrázek.

The above described development of the source base itself, which includes very high development of RES, does not suffice to ensure safe system operation. The EU – Low-Emission Sources case study therefore anticipates installation of daily accumulation (without pumped storage hydro) with the capacity of 3,400 MW in 2050. Part of the accumulation is used at system level, the other part at offtake points. As for seasonal accumulation, 1,500 MW of capacity is anticipated. In addition, extensive mix of measures on both consumption and production sides is considered at all voltage levels (delayed consumption, generation time shift, reduction of generation, electric boilers, electric cars etc.).

The gas storage facilities are the same as in the Zero case study, but the need for further gas storage capacity with a capacity of 200 mcm has been indicated from 2030. Demand for gas and gas storage capacities are shown in the following picture.

Obrázek 5 **Případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje – poptávka plynu a kapacita zásobníků**
 Figure 5 **EU – Low-Emission Sources case study – gas demand and storage capacity**





„Oheň je jedním z nejdůležitějších prvků našeho světa.“ “Fire is one of the essential elements of our world.”

ENERGETICKÁ POLITIKA A TRENDY

Hlavním faktorem, který utváří podobu energetické politiky na globální úrovni, je paradigma klimatické změny. Také v roce 2017 zůstala klíčovým koncepčním dokumentem Pařížská smlouva, která zavazuje všechny signatářské státy dlouhodobě udržet globální navýšení teploty pod dvěma stupni Celsia ve srovnání s dobou před průmyslovou revolucí. EU je jedním z lídrů této smlouvy a v tomto duchu je formulována i její energetická politika. Klíčovým nástrojem k dosažení dlouhodobých cílů v této oblasti se stal nový legislativní rámec navržený v roce 2016 – Zimní energetický balíček. Hlavním tématem dokumentu jsou energetické úspory a prohlubování energetické integrace. Zimní balíček navrhuje úpravu cíle zvyšování energetické účinnosti z původních 27 % na 30 % do roku 2030. Výsledkem této úpravy je, že ve srovnání s rokem 2015 by EU potřebovala dále snížit konečnou spotřebu o 9,1 % (97,65 Mtoe). V oblasti rozvoje tržního prostředí se v balíčku zdůrazňují podpora dalšího otevírání trhu s elektřinou, větší participace spotřebitelů, legislativní posílení regionální spolupráce a vytvoření celounijních pravidel pro využití akumulace.

Na Zimní energetický balíček reaguje návrh případových studií, především případová studie Unijní – úspory, která předpokládá limitně vysoké energetické úspory ve všech oblastech spotřeby energií. Podrobné samostatné výhledy byly vytvořeny pro spotřebu elektřiny, zemního plynu a centrálně dodávaného tepla. Velmi výrazným rizikem možnosti realizace energetiky podle případové studie Unijní – úspory je na jedné straně nedostatek veřejných zdrojů dotační podpory, protože předpokládané úspory jsou z jisté části již ekonomicky nerentabilní, na druhé straně pak, především v oblasti elektřiny, efekt zpětného navýšení poptávky z důvodu navýšení efektivity využití (Rebound efekt).

POPTÁVKA ELEKTŘINY

Volba směru vývoje energetiky bude mít na poptávku elektřiny zásadní vliv. Vedle hospodářského vývoje budou pro poptávku elektřiny důležitými faktory především rozvoj elektromobility a uplatnění elektřiny při náhradě fosilních paliv, především tuzemského hnědého uhlí.

ENERGY POLICY AND TRENDS

The main factor which forms the energy policy at global level is the paradigm of climatic change. In 2017, the Paris Agreement remained the crucial conceptual document which puts all the signatory countries under the obligation to keep global increase in temperature below 2 degrees Celsius in the long term in comparison to the time before the industrial revolution. The European Union is one of its leaders and its energy policy is formulated in this spirit. The key tool to achieve the long-term targets in this sphere is the new legislative framework outlined in 2016 – the Winter Package. The main subject of the document focuses on energy savings and deepening of energy integration. The Winter Package suggests modification of the target by increasing energy efficiency from the original 27% to 30% by 2030. The result of this modification is that the EU needs to further decrease its final consumption by 9.1% (97.65 Mtoe) in comparison to 2015. As far as the development of market environment is concerned, the package highlights the support to further opening of the electricity market, higher participation of consumers, legal strengthening of regional cooperation and formulation of pan-Union rules for the use of accumulation.

In reaction to the Winter package, the development case studies are drafted, especially the EU – Energy Savings case study which anticipates maximum possible savings in all spheres of energy consumption. Detailed outlooks were formulated separately for electricity, natural gas and district heating consumptions. The very important risk factor for potential development of the energy industry according to the EU – Energy Savings case study is on the one hand the lack of public sources for subsidy support, as the anticipated savings are partly not economically profitable, and on the other hand, especially as far as electricity is concerned, the effect of retro-increase in the demand for electricity due to the increased utilization of efficiency (the Rebound effect).

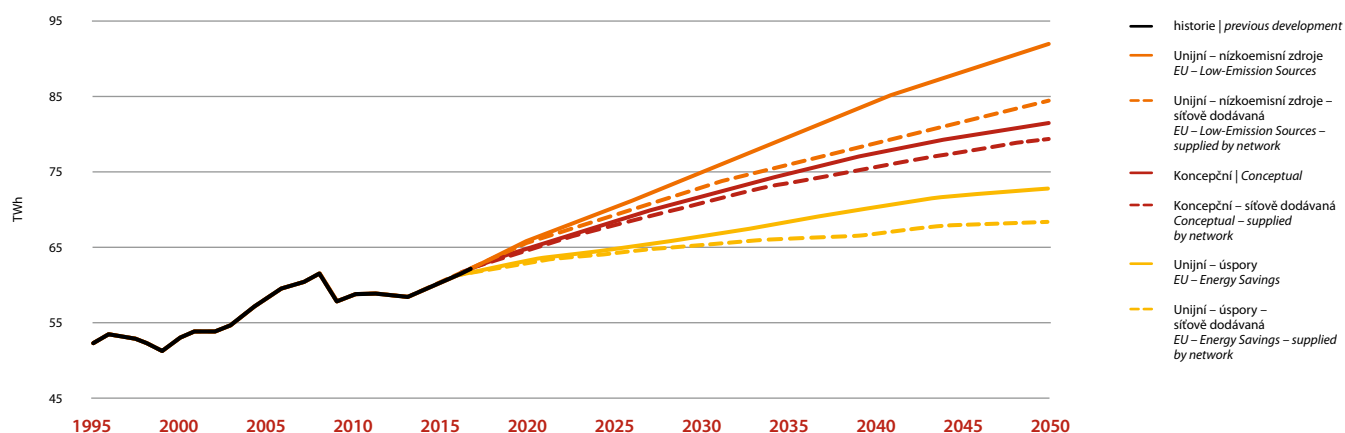
DEMAND FOR ELECTRICITY

Choosing the direction of energy industry development will have a major impact on the demand for electricity. In addition to economic development, electricity demand will be affected in particular by the development of electromobility and the utilization of electricity to replace fossil fuels, particularly domestic brown coal.

Analýza ukazuje, že nejvyšší poptávky elektřiny by Česká republika dosahovala v případě snahy o naplnění Roadmap 2050 pomocí důrazu na nízkoemisní zdroje energie. Naopak nejnižší poptávku elektřiny by ČR vykazovala pro případ snahy naplnit cíle Roadmap 2050 dominantně pomocí maximálních technicky realizovatelných úspor. Dvě Unijní případové studie zahrnují předpoklad výrazného příklonu k elektromobilitě, která je ve srovnání s případovou studií Koncepční v těchto případových studiích shodně přibližně na dvojnásobné úrovni. Především elektromobilita způsobí, že vývoj poptávky elektřiny v případové studii Unijní – úspory nebude po roce 2030 klesat, ale že i v této případové studii zaznamená poptávka elektřiny výrazný nárůst. Poptávku elektřiny ukazuje následující obrázek.

The analysis shows that the Czech Republic would reach the highest demand for electricity in case of meeting Roadmap 2050 targets by focusing on low-emission energy sources. On the other hand, the Czech Republic would have the lowest demand for electricity in case of meeting the Roadmap 2050 targets by using the maximum technically feasible savings. Both EU case studies include the assumption of a high transition to electromobility, which is approximately double the level of the Conceptual case study for both other case studies. In particular, electromobility will cause the demand for electricity not to decrease after 2030 in the EU – Energy Savings case study, but even in this case study, electricity demand will significantly increase. The following picture shows demand for electricity.

Obrázek 6 **TNS s elektromobily – celková a síťově dodávaná elektřina**
 Figure 6 **Domestic net consumption with electric vehicles – total and network-supplied**



Střednědobý horizont

- > Již ve střednědobém horizontu se vývoj poptávky elektřiny významně liší dle případové studie, což je způsobeno především rozdíly v míře aplikace úspor a v míře rozvoje elektromobility.
- > Koncepční případová studie předpokládá v roce 2030 tuzemskou netto spotřebu se zahrnutím elektromobility 72 TWh, což je oproti roku 2016 nárůst o přibližně 18%; ve stejné kategorii je to pro případovou studii Unijní – úspory 67 TWh a pro případovou studii Unijní – nízkoemisní zdroje pak 75 TWh.

Medium-term horizon

- > In the medium-term horizon, the development of electricity demand differs according to the case studies significantly, mainly due to the differences in the rate of achieved energy savings and the rate of electromobility development.
- > In 2030, the domestic net consumption will amount to 72 TWh including electromobility in the Conceptual case study (increase by 18% compared to 2016), to 67 TWh in the EU – Energy Savings case study and to 75 TWh in the EU – Low-Emission Sources case study.

Dlouhodobý horizont

- > V dlouhodobém výhledu jsou případové studie ve výši poptávky již značně diferencované; přitom případová studie Konceptní je svou trajektorií přibližně uprostřed obou krajních.
- > Konceptní případová studie předpokládá v roce 2050 tuzemskou netto spotřebu se zahrnutím elektromobility 82 TWh, což je oproti roku 2016 nárůst o přibližně 34 %; ve stejné kategorii je to pro případovou studii Unijní – úspory 73 TWh a pro případovou studii Unijní – nízkoemisní zdroje pak 92 TWh.
- > Velmi významným očekávaným růstovým vlivem bude uplatnění elektromobility; vysoké uplatnění elektromobility je přitom čím dál více pravděpodobné a rovněž technická provedení dostávají konkrétní rozměr. V Unijních případových studiích, ve kterých byl dán důraz na snižování emisí skleníkových plynů a škodlivin obecně, je předpokládána poptávka sektoru elektromobility v roce 2050 na úrovni přibližně 12 TWh; v případové studii Konceptní, která je ze strany emisí kompromisní, je to jen přibližně 6 TWh.
- > Případové studie se výrazně liší v množství elektřiny vyrobené na úrovni nízkého a vysokého napětí. Dle případové studie Konceptní a Unijní – úspory tato výroba činí v roce 2050 přibližně 20 TWh, dle případové studie Unijní – nízkoemisní zdroje je to však přibližně 37,2 TWh.
- > Výroba na nejnižší distribuční úrovni nízkého napětí bude snižovat množství síťové dodávané elektřiny, a navíc navyšovat množství nevykazované spotřeby. V případě Konceptní případové studie může nevykazovaná spotřeba činit přibližně 2 TWh, v případě případové studie Unijní – nízkoemisní zdroje pak až přibližně 7,2 TWh.

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA ELEKTROENERGETIKY STŘEDNÍ EVROPY

Zdrojová základna středoevropského regionu je z velké části na hranici své životnosti a je nutná její rozsáhlá obnova. Investice do nových zdrojů jsou však především z důvodu obtížně předvídatelného prostředí a nízkých cen elektřiny velmi rizikové. Pro investory do klasické energetiky je za současných podmínek velmi obtížné realizovat rozvojové projekty bez podpory. Jak ukazuje následující obrázek, do roku 2050 i přesto zdrojová základna projde významnou změnou energetického mixu, která bude vyvolána dožíváním stávajících zdrojů a snahou malých spotřebitelů o větší energetickou nezávislost.

Long-term horizon

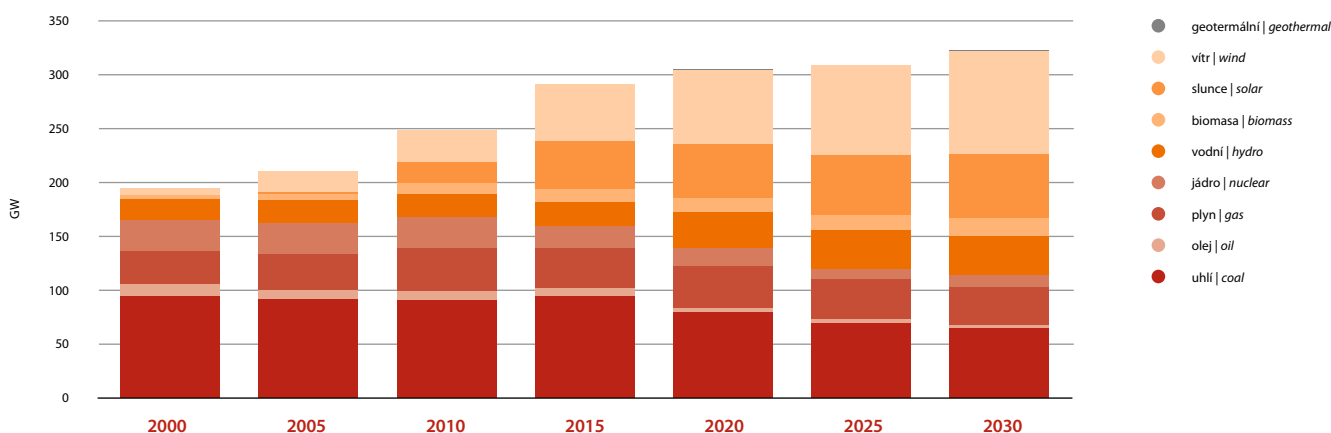
- > In the long-term horizon, demand in the case studies is already highly differentiated, while the Conceptual case study is approximately in-between the other ones.
- > In 2050, the domestic net consumption will amount to 82 TWh including electromobility in the Conceptual case study (increase by 34% compared to 2016), to 73 TWh in the EU – Energy Savings case study and to 92 TWh in the EU – Low-Emission Sources case study.
- > The expected growth of electromobility will have a significant impact; high utilization of electromobility is becoming more likely, as practical technical designs are presented. In the EU case studies, where emphasis was placed on reducing greenhouse gas emissions and pollutants in general, the demand for the electromobility is to be around 12 TWh in 2050; in the Conceptual case study, where there is a certain trade-off in case of emissions, it is only about 6 TWh.
- > Case studies differ among themselves significantly in the amount of electricity produced at low-voltage and high-voltage levels. According to the Conceptual and the EU – Energy Savings case studies, this production amounts to about 20 TWh in 2050, however, it amounts to approximately 37.2 TWh in the EU – Low-Emission Sources case study.
- > Generation at the lowest low-voltage distribution level will reduce the amount of grid supplied power and, moreover, increase the amount of unmeasured consumption. In the case of the Conceptual case study, unmeasured consumption may amount to about 2 TWh and up to approximately 7.2 TWh in the case of the EU – Low-Emission Sources case study.

SOURCE BASE OF THE ELECTRICITY INDUSTRY IN CENTRAL EUROPE

The Central European source base is, in its great part, at the edge of its lifespan and its extensive renovation is necessary. However, the investment to new sources is, especially due to the hardly predictable environment and low electricity prices, very risky. Under today's conditions, it is very difficult for investors to invest into traditional energy industry to implement development projects without non-commercial support. In spite of that, the source base will undergo considerable change of the energy mix by 2050, evoked by the terminating lifespan of existing sources and the effort of minor consumers for greater energy independence.

Obrázek 7
Figure 7

Zdrojová základna střední Evropy – uvažovaný rozvoj
Source base in Central Europe – considered development



Rozvoj zdrojů bude také ovlivněn energetickou politikou EU, která stále více centralizuje pravomoci spojené s rozhodováním o podobě vývoje elektroenergetiky jednotlivých členských států. Na podobu výrobní základny středoevropského regionu pak bude mít zcela zásadní vliv rozvoj v Německu (dominantní ES regionu). Zpřísnění emisních limitů povede k odstavení části evropských uhelných zdrojů, pro které by se investice do další ekologizace staly nerentabilní. Poslední modernizace podniků totiž stále probíhají v souladu s národními přechodnými plány, které umožňují začít plnit předchozí limity až od 1. 7. 2020. Nové limity platné od roku 2021 jsou tedy pro mnoho z nich časově i finančně neakceptovatelné.

Střednědobý horizont

Výkon klasických zdrojů v středoevropském regionu poklesne do roku 2030 o 30 GW u většiny zdrojů, nejvíce u černouhelných (12 GW) a hnědouhelných (9 GW) elektráren. Úplný odklon od uhelných elektráren do roku 2030 připravuje Rakousko a Maďarsko, velmi malý podíl uhlí v energetickém mixu bude mít i Slovensko. Německo, Česká republika a Polsko k tomuto datu plánují odstavení přibližně čtvrtiny výkonu uhelných elektráren. Výkon jaderných elektráren bude výrazně ovlivněn odklonem Německa od jaderné energetiky, ale ostatní země regionu nové jaderné zdroje buď právě realizují (Slovensko), nebo připravují (ČR, Maďarsko, Polsko). Do roku 2030 poklesne výkon jaderných zdrojů o 6 GW. U plynových elektráren poklesne instalovaný výkon o 3 GW. Pokles výkonu klasických zdrojů bude kompenzován nárůstem instalovaného výkonu OZE o 50 GW s dominantním nárůstem větrných (30 GW) a fotovoltaických (12 GW) elektráren. Rozhodující podíl na těchto nárůstech bude mít Německo.

Development of sources will also be affected by energy policy of the EU which keeps on centralizing the competences related to decisions on the form of development of the electricity industry in individual Member States. The shape of the source base in Central Europe will be fundamentally affected by the development in Germany (the dominant power system in the region). Tightening of emission limits will result in decommissioning of a part of European coal sources for which the investment to further environmental improvements would become unprofitable. The latest modernizations of plants are carried out in compliance with national transition plans due to which the previous limits may be fulfilled as late as from 1st July 2020. The new limits valid from 2021 are therefore unacceptable for many of them in terms of both time and finance.

Medium-term horizon

Capacity of traditional sources in the region will decrease by 30 GW by 2030 within majority of sources, most of all in hard coal (12 GW) and brown coal (9 GW) power plants. Complete departure from coal power plants by 2030 is being prepared in Austria and Hungary, very small share of coal in the energy sector is anticipated in Slovakia. Germany, Czech Republic and Poland plan to decommission approximately a quarter of their capacity of coal power plants by this horizon. Capacity of nuclear power plants will be greatly affected by German departure from the nuclear energy industry but other countries in the region are either implementing their new nuclear sources (Slovakia) or are preparing them (the Czech Republic, Hungary, Poland). By 2030, the capacity of nuclear sources is to decrease by 6 GW. In the case of gas power plants, the installed capacity is to decrease by 3 GW. The decrease in capacity of traditional sources will be compensated by the increase by 50 GW in installed capacity of RES with dominant increase in wind (30 GW) and solar (12 GW) power plants. The decisive share in these increases will fall to Germany.

Dlouhodobý horizont

Vývoj středoevropské energetiky do roku 2050 bude pokračovat ve výše popsaných trendech. Z pohledu instalovaného výkonu tak budou OZE v dlouhodobém výhledu nejvíce se rozvíjející skupinou zdrojů. Vůdčí roli ve výstavbě OZE bude mít opět Německo, kde je k roku 2050 plánován 80% podíl OZE na výrobě elektřiny. Dosažení tohoto cíle není, vzhledem k nárůstu problémů se začleněním OZE do soustavy, jisté. Významný podíl v energetickém mixu si pravděpodobně zachovají i jaderné elektrárny, neboť ve zbylých zemích regionu (SK, HU, PL, ČR) budou dále provozovány, případně je očekáváno, že dojde k výstavbě dalších bloků.

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA ES ČR – SOUČASNÝ STAV A VÝHLED

Jak již bylo zmíněno v úvodu, návrh skladby zdrojové základny v jednotlivých případových studiích respektuje požadavek uvedený mimo jiné v Státní energetické koncepci, a to zajistit provoz ES ČR vlastními zdroji a nespolehat se na dovozy elektřiny ani regulačních výkonů. I přes tento požadavek se najdou v jednotlivých případových studiích krátkodobé, nanejvýš jednotky let trvající výjimky z důvodu nesouladu odstavování a zprovoznování zdrojů. Dle všech případových studií je přepokládána výrazná proměna struktury výrobní základny, jak je vidět i z následujících obrázků. Jednotlivé případové studie se liší mírou změn u jednotlivých kategorií zdrojů:

- > V průběhu následujících 30 let dojde k zásadnímu útlumu hnědouhelné energetiky. Ten bude vyvolán přirozeně klesajícími zásobami uhlí i územně-ekologickými limity. Nemale měrou se projeví stále se zpřísnující ekologické požadavky. Útlum je značný ve všech případových studiích, nejrazantnější je v obou případových studiích Unijních. Ze současných asi 8 900 MW instalovaného výkonu hnědouhelných zdrojů je zůstatek k roku 2050 v Konceptní případové studii přibližně 1 400 MW, v Unijních případových studiích dojde k téměř úplnému útlumu.
- > Objem výroby elektřiny z jaderných zdrojů naroste vlivem zprovoznění nových bloků výrazně v případové studii Konceptní, ještě více pak v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje. Ze současných asi 30 TWh naroste výroba do roku 2050 na asi 47 TWh v případových studiích Konceptní a Unijní – úspory a na 52 TWh v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje.
- > Velmi výrazně se navýší rozsah obnovitelných zdrojů, především fotovoltaických a větrných elektráren. Ze současných asi 4 400 MW vzroste do roku 2050 výkon obnovitelných zdrojů na 10 100 MW v případové studii Konceptní, 12 700 MW v případové studii Unijní – úspory a až na 26 300 MW v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje. Část akumulace bude v obou Unijních případových studiích sezonního charakteru, protože bez zapojení sezonní akumulace není efektivní provoz uvažovaných FVE možný. Vysoký výkon OZE si vyžádá výrazné navýšení regulačních výkonů a povede rovněž k nutnosti realizovat novou akumulaci, obzvláště v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje.

Long-term horizon

By 2050, the development of Central European energy industry will continue in the above described trends. In view of the installed capacity, RES are to be the most developing group of sources in the long term. Leading role in RES construction will again have Germany where the 80% share of RES in electricity generation is planned by 2050. Adhering to the target is not certain due to the increasing issues in RES integration to the system. An important share in the energy mix will probably also be maintained for nuclear power plants as they are going to be kept in operation in the remaining countries (SK, HU, PL, CZ) and new blocks might be constructed.

SOURCE BASE OF THE CZECH REPUBLIC'S POWER SYSTEM – CURRENT STATE AND OUTLOOK

As mentioned in introduction, draft of the source base structure in all case studies respects the requirement specified, besides others, in current State Energy Policy to secure operation of the Czech Republic's power system by domestic sources without relying on imports of electricity and regulation capacities. Short-term exceptions lasting less than several years caused by the incompliance of decommissioning and commissioning were accepted. In all case studies, an important change in source base structure is anticipated. The case studies differ in the scope of changes in particular source categories:

- > In course of the upcoming 30 years, the brown coal energy sector will be subjected to considerable decline caused by natural exhausting coal reserves and by land-ecological limits. The ever tightening environmental requirements will have a significant impact. The decline is important in all analysed case studies, most vigorous in both EU case studies. Out of the today's 8,900 MW of installed capacity of brown coal sources, ca. 1,400 MW will remain in the Conceptual case study in 2050; in the EU case studies, the decline is almost complete.
- > After commissioning of new blocks, volume of electricity from nuclear sources will increase considerably in the Conceptual case study; even more so in the EU – Low-Emission Sources case study. By 2050, the production is to increase from today's 30 TWh to ca. 47 TWh in the Conceptual and EU – Energy Savings case studies and to 52 TWh in the EU – Low-Emission Sources case study.
- > The share of renewable sources will increase significantly, mainly the photovoltaic and wind power plants. By 2050, the capacity will grow from today's ca. 4,400 MW to 10,100 MW in the Conceptual case study, to 12,700 MW in the EU – Energy Savings case study and up to 26,300 MW in the EU – Low-Emission Sources case study. A part of the accumulation in the EU case studies is to be of seasonal character as without the use of seasonal accumulation efficient operation of solar power plants is not possible in the required volumes. The increase of RES installed capacity will induce higher demand for regulation capacities and the necessity to implement new accumulation, especially in the EU – Low-Emission Sources case study.

- > Naroste výkon zdrojů na zemní plyn jakožto náhrady za útlum zejména hnědouhelných zdrojů. Půjde jak o zdroje pro pokrytí základního a pološpičkového zatížení, tak o rychle startující regulační zdroje, malé kogenerační zdroje (i velmi malých výkonů) a také o využití zemního plynu v klasickém teplárenství. Současný výkon zdrojů na zemní plyn je přibližně 1 850 MW, do roku 2050 přibude nejvíce zdrojů na zemní plyn v případové studii Koncepční, kde by celkový výkon těchto zdrojů měl dosáhnout přibližně 5 100 MW, v obou Unijních případových studiích pak přibližně 4 000 MW.

Střednědobý horizont

- > V období kolem roku 2020 dojde k odstavení několika velkých hnědouhelných i černouhelných elektráren o celkovém výkonu přibližně 2 700 MW. Jedná se o zdroje, které nejsou navrženy na rekonstrukci, aby splnily emisní požadavky po 30. 6. 2020.
- > Ve střednědobém výhledu se očekává zachování stávající sestavy jaderných zdrojů. U elektrárny Dukovany je to podmíněno realizací nutné údržby a obdržením dalších povolení na provoz, protože zdroj již přesáhl svoji původně plánovanou životnost.
- > V menší míře bude pokračovat snižování dodávek tepla z důvodu pokračování zateplování, nebude ale ještě docházet ve větším rozsahu ke změně palivové základny teplárenství. Ze současných asi 160 PJ dodávkového tepla dojde do roku 2030 k poklesu na 155 PJ v případové studii Koncepční, na přibližně 136 PJ v případové studii Unijní – úspory a 140 PJ v případové studii Unijní – nízkoe emisní zdroje.
- > Postupně bude pokračovat rozvoj OZE, především lokální fotovoltaiky. V oblasti větrných elektráren lze očekávat zprovoznění některých již dříve plánovaných větrných parků.

Dlouhodobý horizont

- > Bude pokračovat přírůstek výkonu v OZE, přičemž rozhodující budou fotovoltaické elektrárny, s nimiž je počítáno obzvláště v případové studii Unijní – nízkoe emisní zdroje. Tato případová studie předpokládá rozvoj FVE na hranici technického potenciálu ČR; v roce 2050 by mělo v soustavě být asi 5 100 MW větrných zdrojů a 16 900 MW fotovoltaických zdrojů.
- > Nárůst podílu obnovitelných zdrojů menších výkonů bude znamenat i výrazné navýšení podílu decentrální výroby (zdroje vyvedené do nn a vn) se všemi přímými dopady do provozu soustavy jak z hlediska regulačních výkonů, tak z pohledu elektrických sítí především nejnižších napěťových hladin. V současnosti je podíl decentrálních zdrojů na instalovaném výkonu asi 16 %, do roku 2050 se bude zvyšovat na 37 % v případové studii Koncepční, 43 % v případové studii Unijní – úspory a až na 57 % v případové studii Unijní – nízkoe emisní zdroje.

- > Capacity of natural gas units will grow as a replacement of declining brown coal sources. The sources are to cover baseload and semi-peak load and to serve as quick starting regulation reserves, small-scale CHP sources even of very small capacities and usage in the traditional heating industry. Current capacity of natural gas units is ca. 1,850 MW; by 2050, the highest number of natural gas units is to be added in the Conceptual case study where total capacity of these sources is to amount to ca. 5,100 MW while in both EU case studies to ca. 4,000 MW.

Medium-term horizon

- > In the period around 2020, several large brown-coal and hard-coal power plants with the capacity of ca. 2,700 MW are to be decommissioned. These sources are not intended to be renovated and to meet the emission requirements after 30th June 2020.
- > Maintaining the existing structure of nuclear sources is anticipated in medium-term horizon. In case of the Dukovany power plant, the operation is conditioned by the necessary maintenance and acquiring of permissions for further operation as the source has already exceeded its originally planned lifespan.
- > To some degree, decrease in heat supplies due to weatherization is to continue though the fuel base in the heating industry will not be replaced yet to a high extent. From the today's ca. 160 PJ, the heat supplies are to decrease to 155 PJ by 2030 in the Conceptual case study, to ca. 136 PJ in the EU – Energy Savings case study and to ca. 140 PJ in the EU – Low-Emission Sources case study.
- > Gradual development of RES will continue, especially the photovoltaics. As far as wind power plants are concerned, commissioning of some previously planned wind parks may be anticipated.

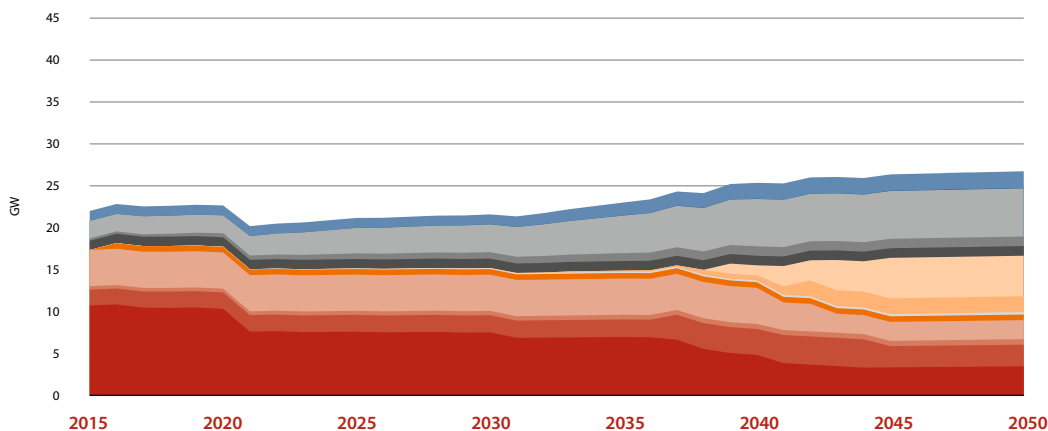
Long-term horizon

- > The increase in the capacity of RES will continue, while solar power plants are to be the most important of them especially in the EU – Low-Emission Sources case study. This case study assumes the development of solar power plants up to the limit of technical potential of the Czech Republic. In 2050, ca. 5,100 MW of wind sources and 16,900 MW of photovoltaic sources shall be incorporated to the system.
- > The increase in the share of renewable sources of small capacities will imply considerable increase in the share of distributed production (sources connected to low-voltage and high-voltage networks) with direct impact on the system operation both in terms of regulation capacities and in terms of electrical networks, mainly at lower voltage levels. At present, the share of distributed sources in the installed capacity is ca. 16%. By 2050, it shall increase to 37% in the Conceptual case study, to 43% in the EU – Energy Savings case study and up to 57% in the EU – Low-Emission Sources case study.

- > S odstavením klasických hnědouhelných kondenzačních elektráren bude docházet k úbytku nabídky regulačních výkonů. Bude proto nutné instalovat regulační zdroje na zemní plyn, zajistit v rozumné míře účast jaderných elektráren na regulaci a budovat akumulační systémy, které provoz soustavy s velkým podílem zejména FVE budou schopny udržet v potřebných mezích spolehlivosti. Výkon regulačních zdrojů na zemní plyn bude v roce 2050 v Unijních případových studiích 1 960 MW, zatímco v Koncepční jen 160 MW. Rozsah zařízení pro denní akumulaci dosáhne v téže době asi 800 MW v případové studii Koncepční, asi 1 600 MW v případové studii Unijní – úspory a 3 400 MW v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje.
- > V Unijních případových studiích je vedle denní akumulace v letním období uvažováno i využití akumulace sezonní, například technologie Power to Gas (výroba syntetického metanu). Bez sezonní akumulace není provoz především v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje možný – muselo by docházet k odpojování výroby FVE po značnou část letního období.
- > Potřebný instalovaný výkon sezonní akumulace v roce 2050 bude 700 MW v případové studii Unijní – úspory a až 1 500 MW v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje. Objem potřebné akumulace je v nynější studii indikován na nižší úrovni než v předešlých letech, a to především z důvodu vývoje názorů na využití další flexibility a možnosti provozování velkých zdrojů.
- > Poroste podíl menších zdrojů pro kombinovanou výrobu, počítá se i s výraznějším uplatněním mikrokogeneračních jednotek u malospotřebitelů včetně domácností (v případové studii Koncepční do roku 2050 asi 300 MW).
- > Je připravována výstavba nových bloků v JE Dukovany, které zajistí prostou obměnu stávajícího zařízení. S novými jadernými bloky v Dukovanech a Temelíně se uvažuje ve všech případových studiích, případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje vyžaduje pro zajištění jak elektřiny, tak bezemisního tepla i výstavbu v další lokalitě.
- > Z důvodu docházejících zásob tuzemského uhlí i z emisních důvodů bude docházet ke změně palivové základny u teplárenských zdrojů. Náhradou bude zemní plyn, biomasa a druhotné zdroje, například komunální odpady.
- > V Unijních případových studiích je počítáno s dávkami tepla z nových jaderných bloků, což je nutné z důvodu splnění cílů Roadmap 2050.

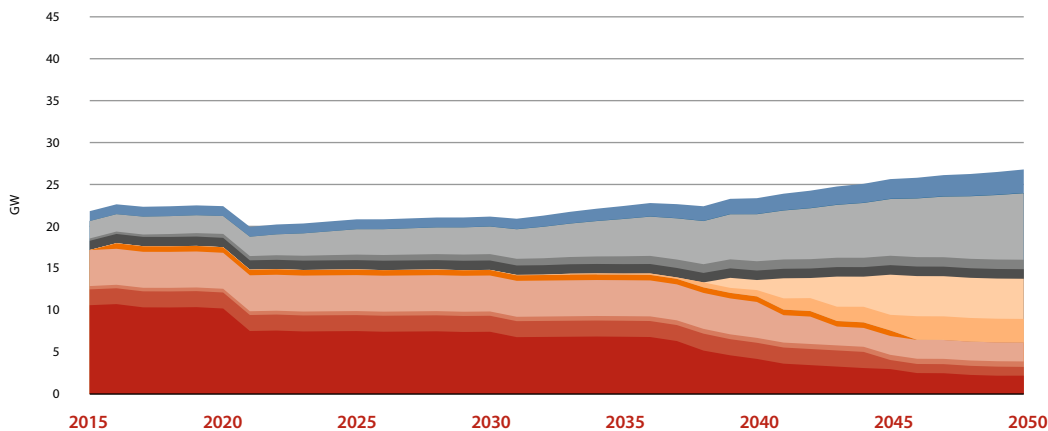
- > As the traditional brown-coal power plants will be decommissioned, the offer of regulation capacities will decline. Natural gas regulating units will therefore need to be installed, nuclear power plants will participate in regulation to a reasonable extent and accumulation systems able to keep operation of the system with high share of solar power plants in necessary reliability limits will be built. In 2050, capacities of natural gas regulating sources are to total 1,960 MW in the EU case studies while in the Conceptual case study they will only amount to 160 MW. Scope of the facilities for daily accumulation shall, at the same time, amount to ca. 800 MW in the Conceptual case study, to ca. 1,600 MW in the EU – Energy Savings case study and to 3,400 MW in the EU – Low-Emission Sources case study.
- > In the EU case studies, seasonal accumulation will need to be utilized in summer apart from the daily accumulation, for example the Power to Gas technology (production of synthetic methane). Without the seasonal accumulation, the operation is impossible especially in the EU – Low-Emission Sources case study – production of photovoltaic power plants would have to be disconnected for great part of summer periods.
- > The required installed capacity of seasonal accumulation in 2050 is to amount to 700 MW in the EU – Energy Savings case study and up to 1,500 MW in the EU – Low-Emission Sources case study. The volume of required accumulation indicated in the current study is at a lower level than in previous years, mainly due to the progress in the use of further flexibility and the possibilities of large units operation.
- > The share of small-scale sources for combined heat and power generation will grow; significant use of micro-CHP units in the low consumption sector including households is considered (in the Conceptual case study ca. 300 MW by 2050).
- > Construction of new blocks in the Dukovany nuclear power plant is being prepared to ensure simple replacement of the existing facility. New nuclear blocks in Dukovany and Temelín are considered in all case studies though the EU – Low-Emission Sources case study moreover requires construction of a nuclear block in a new location to secure both electricity supplies and no-emission heat supplies.
- > Due to the running out reserves of domestic brown coal and due to emission reasons, fuel base of heating plants is to change. Present fuels will be replaced by natural gas, biomass and secondary sources such as municipal waste.
- > The EU case studies assume heat supplies from new nuclear blocks, which is necessary to meet the targets of Roadmap 2050.

Obrázek 8 Případová studie Koncepční – instalovaný výkon
Figure 8 Conceptual case study – installed capacity



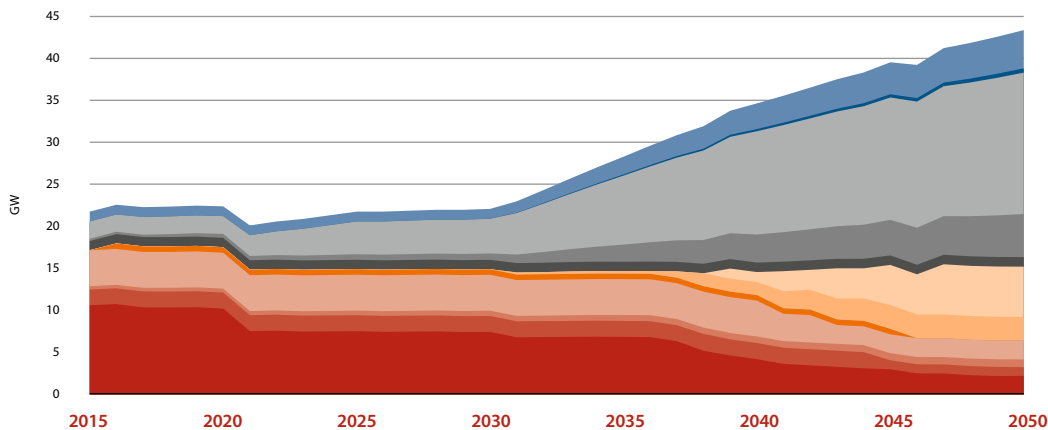
- akumulace (včetně PVE) storage (including PSHPP)
- geotermální elektrárny | geothermal
- fotovoltaické elektrárny | solar
- větrné elektrárny | wind
- vodní elektrárny (bez PVE) hydro (excluding PSHPP)
- nové jaderné elektrárny new nuclear power plants
- nové zdroje – PPC a SCGT new units – CCGT and SCGT
- mikrokogenerace | micro-CHP
- nové hnědohuňné bloky new brown coal units
- stávající jaderné elektrárny current nuclear power plants
- bioplynové stanice | biogas plants
- stávající zdroje – PPC a SCGT current units – CCGT and SCGT
- stávající tepelné elektrárny fossil power plants

Obrázek 9 Případová studie Unijní – úspory – instalovaný výkon
Figure 9 EU – Energy Savings case study – installed capacity



- akumulace (včetně PVE) storage (including PSHPP)
- geotermální elektrárny | geothermal
- fotovoltaické elektrárny | solar
- větrné elektrárny | wind
- vodní elektrárny (bez PVE) hydro (excluding PSHPP)
- nové jaderné elektrárny new nuclear power plants
- nové zdroje – PPC a SCGT new units – CCGT and SCGT
- mikrokogenerace | micro-CHP
- nové hnědohuňné bloky new brown coal units
- stávající jaderné elektrárny current nuclear power plants
- bioplynové stanice | biogas plants
- stávající zdroje – PPC a SCGT current units – CCGT and SCGT
- stávající tepelné elektrárny fossil power plants

Obrázek 10 Případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje – instalovaný výkon
Figure 10 EU – Low-Emission Sources case study – installed capacity



- akumulace (včetně PVE) storage (including PSHPP)
- geotermální elektrárny | geothermal
- fotovoltaické elektrárny | solar
- větrné elektrárny | wind
- vodní elektrárny (bez PVE) hydro (excluding PSHPP)
- nové jaderné elektrárny new nuclear power plants
- nové zdroje – PPC a SCGT new units – CCGT and SCGT
- mikrokogenerace | micro-CHP
- nové hnědohuňné bloky new brown coal units
- stávající jaderné elektrárny current nuclear power plants
- bioplynové stanice | biogas plants
- stávající zdroje – PPC a SCGT current units – CCGT and SCGT
- stávající tepelné elektrárny fossil power plants

PROVOZ ES ČR

Nynější provoz ES ČR je relativně komfortní, což je dáno stále významným podílem dobře regulujících zdrojů na hnědé uhlí a výrazným podílem jádra jakožto zdroje základního výkonu. Využití přečerpávacích vodních elektráren v posledních letech roste. Plynové zdroje mají dosud spíše doplňkovou úlohu a obnovitelné zdroje jsou již integrální součástí české ES. Do budoucna se situace významně změní: uhelné bloky budou z mnoha důvodů odstavovány, jaderná elektrárna Dukovany již překročila svoji původně projektovanou životnost, a naopak lze očekávat rostoucí podíl obnovitelných zdrojů. Pro jejich úspěšnou integraci bude nutné využívat flexibilitu i tam, kde nebyla dosud získávána – mimo jiné se více zaměřit na stranu spotřeby, dále zprovoznit nové rychle startující bloky na zemní plyn, denní i sezonní akumulaci. Bezemisní zásobování centrálním teplem má pak jen jediné řešení – vyvedení tepla z jaderných bloků. Dodávky elektřiny podle primárních paliv ukazují následující obrázky.

Střednědobý horizont

Spolehlivost výkonové bilance s dostatečnou rezervou splňuje normu spolehlivosti. Ke konci střednědobého horizontu se začínají projevovat rozdíly mezi zimní a letní bilancí výkonové přiměřenosti, což je dáno zejména rozdílným trendem růstu spotřeby a podílu OZE.

Dodávka z hnědého uhlí dominuje až do roku 2020. Okolo roku 2020 bude pravděpodobně odstaveno několik hnědouhelných elektráren. Dostupnost hnědého uhlí pak přestane být pro pokračující elektrárny výrazným omezujícím faktorem. Současně je očekáváno vysoké využití pohotového výkonu skupiny tepelných systémových elektráren spalujících tuhá paliva. Okolo roku 2020 je patrný trendový nárůst využití ve skupině systémových elektráren spalujících zemní plyn, podpořený také nárůstem ceny povolenek. Tento nárůst je v Unijních případových studiích vyšší. Vyšší je proto i uvedené využití a je to patrné i na vysokých celkových dodávkách elektřiny z plynu. Provoz jaderných elektráren je stabilní, pracují prakticky se 100% využitím.

Případové studie se obecně liší trendem nárůstu TNS, což se v konečném důsledku promítá do vývoje (převážně exportního) salda přeshraničního obchodu s elektřinou. V případové studii Unijní – úspory je TNS nejnižší, exportní saldo je nejvyšší. Střední trajektorii TNS i exportu vykazuje případová studie Koncepční. Nejvyšší TNS je v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje. Export elektřiny je částečně podpořen uvažovaným rozvojem OZE. V případové studii Nulové je TNS sice shodná s Koncepční, ale z důvodu nulového rozvoje zdrojů (především decentralního charakteru) je export nejnižší. V roce 2030 je saldo celkově již importní.

OPERATION OF THE CZECH REPUBLIC'S POWER SYSTEM

The current operation of the Czech Republic power system is relatively comfortable, due to the significant share of well-regulating brown coal fired sources and a significant share of the nuclear energy as a source of baseload supply. The utilisation of hydro pumped storage power plants has increased in recent years. Gas fired sources still have a complementary role and renewable sources are already an integral part of the Czech power system. In the future, the situation will change significantly: coal units will be decommissioned due to many reasons, the Dukovany nuclear power plant has already exceeded its originally projected lifespan and, on the contrary, an increasing share of renewables can be expected. For their successful integration, flexibility will have to be utilized even where it has not been acquired yet – even on consumption side, and among other things new quick start natural gas units, daily and seasonal accumulation. No-emission district heat supply has only one solution – heat supply from nuclear power plants. Electricity supplies according to primary energy sources are shown in following pictures.

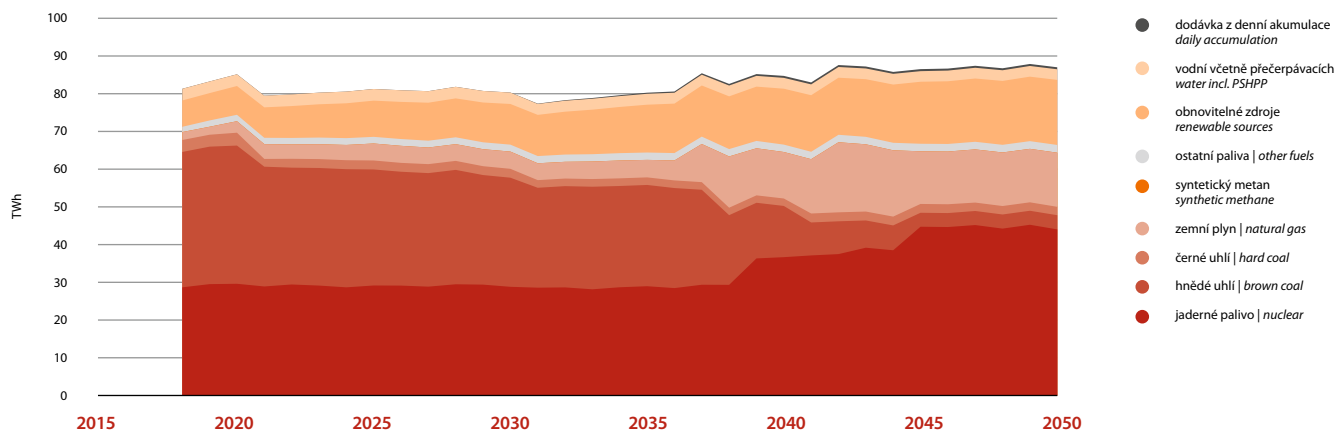
Medium-term horizon

Reliability of the power balance meets the reliability standard with sufficient reserve. By the end of the medium-term horizon, differences between winter and summer balances of generation adequacy start to show, which is mainly given by different trends in consumption growth and by the share of RES.

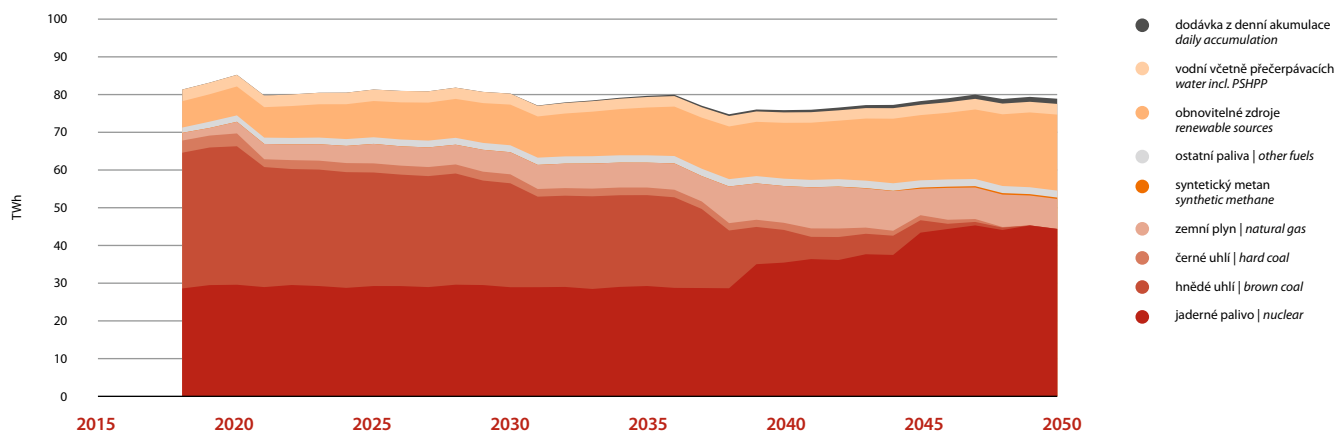
Supplies from brown coal dominate until 2020. In around 2020, several brown-coal power plants are likely to be decommissioned. After that, availability of brown coal will stop being a considerable limiting factor for the remaining power plants. In compliance with that, high utilization of available capacity of thermal solid fuels fired system power plants is anticipated. In around 2020, increasing trend of the utilization can be seen in the group of gas fired system power plants, which is supported by the increase in allowance price. The increase is higher in the EU case studies. The utilization is therefore higher too and reflects in high total supplies of electricity from gas. Operation of nuclear power plants is stable; in general, they work close to a 100% utilization.

The case studies generally differ in the domestic net consumption increase trend, which in the upshot reflects in the development of (mostly export) balance of cross-border electricity trading. In the EU – Energy Savings case study, the domestic net consumption is the lowest while the export balance is the highest. Medium course of both the domestic net consumption and the export is considered in the Conceptual case study; the highest domestic net consumption is in the EU – Low-Emission Sources case study. Electricity export is supported by the higher anticipated development of RES. In the Zero case study, the domestic net consumption is identical to the Conceptual case study but due to the zero development of sources (mainly of the distributed character), the export is the lowest. In 2030, total balance shows import character.

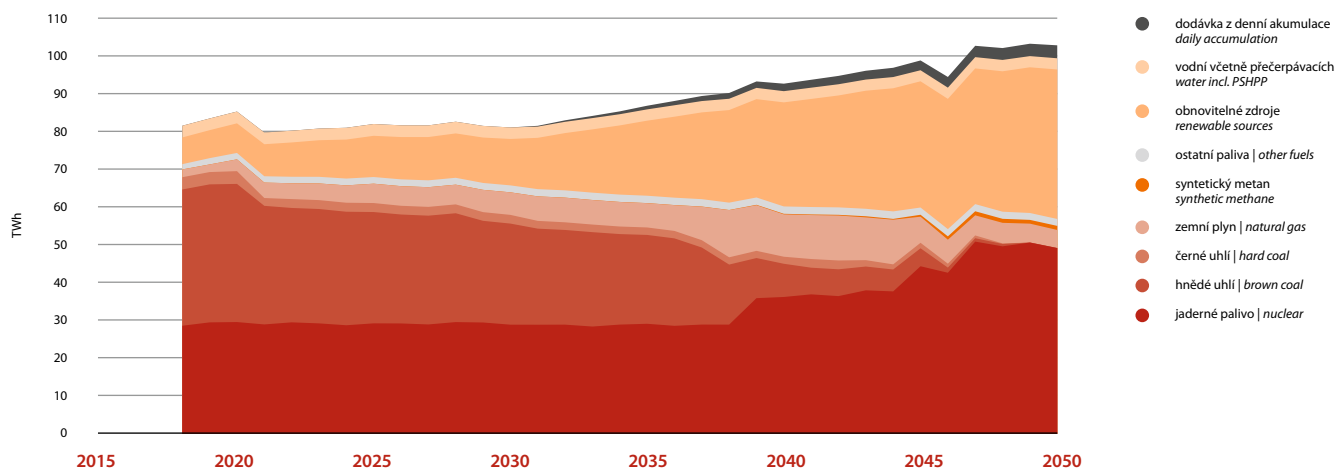
Obrázek 11 Případová studie Koncepční – dodávky elektřiny
 Figure 11 Conceptual case study – electricity supplies



Obrázek 12 Případová studie Unijní – úspory – dodávky elektřiny
 Figure 12 EU – Energy Savings case study – electricity supplies



Obrázek 13 Případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje – dodávky elektřiny
 Figure 13 EU – Low-Emission Sources case study – electricity supplies



Dlouhodobý horizont

Rozdíly mezi letní a zimní bilancí výkonové přiměřenosti se ještě více prohlubují, stejně jako rozdíly mezi jednotlivými případovými studii. Bilance výkonové dostatečnosti ukazuje potřebu importů v maximech zatížení na průměrné úrovni 2–4% dodávky elektřiny. V celkovém úhrnu za rok nicméně nedochází k výraznějším krizovým stavům a s vhodnými opatřeními splňuje soustava normu spolehlivosti až do konce sledovaného horizontu.

Od roku 2031 by případová studie Nulová vyžadovala každoročně značné importní saldo, jehož hodnoty se trvale zvyšují. Ve třech rozvojových případových studiích se importní saldo sice připouští, ale pouze krátkodobě a v nízkých ročních objemech. Jinak je kompenzováno cíleným rozvojem zdrojů.

Výchozí pozice případových studií jsou v roce 2031 odlišné. Ve všech případových studiích se přitom k tomuto roku uvažuje odstavení 730 MW stávajících velkých zdrojů. V případové studii Unijní – úspory se díky nižší TNS uskutečňuje exportní saldo okolo 6 TWh. V případové studii Koncepční je export již nepatrný. V případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje sice také, ale díky vysoké TNS pouze za splnění dalších předpokladů, jako jsou dosažené vysoké hodnoty rozvoje VTE a FVE. Relativně ustálený stav ES ČR trvá do roku 2036.

Do roku 2036 jsou dodávky elektřiny z OZE v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje vyšší proti ostatním případovým studiím. Dodávky elektřiny ze zemního plynu jsou v obou Unijních případových studiích vyšší než v případové studii Koncepční. Využití pohotového výkonu vybraných zdrojů na plyn je též podstatně vyšší, což souvisí s očekávanou vyšší cenou povolenek. V protikladu k tomu jsou dodávky elektřiny z uhlí a využití příslušných zdrojů poněkud nižší. Dodávky z jaderných zdrojů trvají v obdobné výši ve všech třech případových studiích s využitím 98–99%.

Long-term horizon

The summer and winter balances of generation adequacy further deepen as well as the differences between the case studies. The generation sufficiency balance shows the need of imports in maximum loads at the average level of 2–4% of electricity supplies. However, in the overall summary per year, no considerable emergencies appear and if suitable measures are adopted, the system meets the reliability standard until the end of the analysed time horizon.

Beginning with 2031, the Zero case study would require great import of electricity annually and the values are growing steadily. In the three development case studies, the import balance is accepted but only temporarily and in low annual volumes. Otherwise, it is compensated by targeted development of sources.

Initial positions of the development case studies differ in 2031. In this year, all case studies consider decommissioning of 730 MW of the existing large sources. Due to the lower domestic net consumption, export balance of ca. 6 TWh is identified in the EU – Energy Savings case study. In the Conceptual case study, the export is negligible. In the EU – Low-Emission Sources case study as well but due to the high domestic net consumption and under other presumptions, such as high solar and wind power plants development, are fulfilled. The rather stabilized state of the Czech power system lasts till 2036.

By 2036, electricity supplies from RES are higher in the EU – Low-Emission Sources case study than in the other case studies. Electricity supplies from natural gas are higher in both EU case studies than in the Conceptual case study. The utilization of available capacity of selected gas fired sources is also considerably higher, which relates to the anticipated higher allowance price. On the contrary, electricity supplies from coal and utilization of the respective sources is slightly lower. Supplies from nuclear sources continue in similar volumes in all three case studies with the utilization factor of 98–99%.

Mezi roky 2036 a 2044 dochází v důsledku ukončování významné části těžby hnědého uhlí ve všech třech případových studiích k postupnému odstavování stávajících hnědouhelných bloků a k snižování dodávek elektřiny z tohoto paliva. Kompenzace tohoto výpadku jsou v případových studiích v některých ohledech společné, ale často diferencované. V případové studii Unijní – úspory se do roku 2038 vyčerpá potenciál snižování přetrvávajícího exportu elektřiny. V případové studii Koncepční v téže době narůstá využití zdrojů na zemní plyn na úroveň Unijních případových studií. V roce 2039 je očekáván invariantní přírůstek dodávek elektřiny z prvního bloku 1 200 MW v Dukovanech. Ve všech třech případových studiích stoupá instalovaný výkon zdrojů na zemní plyn (až do roku 2044). V případové studii Koncepční se přitom jedná o více zdrojů na dodávku elektřiny i společně s teplem – dodávky elektřiny z plynu jsou značné, kulminují v roce 2042 a v některých letech navrzejí soustavě exportní schopnost. V Unijních případových studiích jde naopak častěji o zdroje určené jako stojící regulační rezervy – dodávky elektřiny kulminují přibližně v témže roce, ale na podstatně nižších hodnotách. Zemní plyn plní více roli rezervy, což je patrné i z postupného poklesu využití, přestože cena povolenek i nadále stoupá – vyšší výroba by byla spojena s vyšší produkcí CO₂.

Během uvedeného sedmiletého období se využití u jádra celkově snižuje a končí na hodnotách mezi 95 a 99%. Jejich dodávky elektřiny ale stouply, jsou podpořeny i realizací bloků 2x 1 200 MW namísto bloků 4x 510 MW a jsou ve všech případových studiích dominantní. V případové studii Unijní – úspory, s nevelkým odstupem, podobně stoupají dodávky z OZE.

V roce 2045 již není v provozu stávající PPC Počerady. Dodávky elektřiny z plynu jsou od toho roku ve všech případových studiích nižší až do roku 2050. Invariantním přírůstkem instalovaného výkonu v roce 2045 je jeden jaderný blok 1 200 MW. Dodávky elektřiny z jádra se tím dále posilují. V důsledku obou těchto změn instalovaného výkonu se ve všech případových studiích snižuje dodávka elektřiny z uhlí a spolu s ní i využití příslušných zdrojů.

V případové studii Koncepční jsou dodávky elektřiny a jejich skladba až do roku 2050 víceméně ustálené, jen s mírným přírůstkem z OZE. V případové studii Unijní – úspory jsou dodávky elektřiny do roku 2050 podobně ustálené, přírůstek OZE je ale poněkud vyšší. To však neplatí o dodávkách elektřiny z uhlí, které za účelem naplnění cílů Roadmap 2050 klesají až k nule. V rámci toho velký pokles připadá na ukončení provozu bloku 660 MW v Ledvicích na rozhraní let 2045 a 2046. Přibývá zdrojů na zemní plyn, které jsou s ohledem na produkci CO₂ opět provozovány jako stojící rezervy, klesá tedy využití v celé skupině. Dodávky elektřiny ze syntetického metanu stoupají, ale jsou v porovnání s ostatními zdroji malé.

Between 2036 and 2044, the existing brown-coal units are gradually decommissioned in all three case studies as a consequence of termination of a great part of brown coal sources and as electricity production from this fuel decrease. Compensations for this outage are partly identical but often differentiated in the case studies. In the EU – Energy Savings case study, the potential to decrease the remaining electricity export is exhausted by 2038. In the Conceptual case study, utilization of natural gas fired sources increases at the same time to the level of the EU case studies. In 2039, an increase in electricity supplies from the first 1,200 MW unit in Dukovany is anticipated in all case studies. Installed capacity of natural gas fired sources increases in all three case studies (until 2044). In the Conceptual case study, several sources supplying both electricity and heat are included – electricity production from gas is high, culminate in 2042 and in some years they even return the system its export capability. In the EU case studies, these sources are often intended as idling regulation reserves – electricity supplies culminate more or less in the same year but with much lower values. Natural gas acts more as a reserve, which is also reflected in gradual decrease in the utilization, though the allowance price keeps increasing – higher generation would imply higher CO₂ emissions.

In course of the above seven year period, total utilization factor of nuclear energy decreases ending up with values ranging from 95% to 99%. Nuclear electricity supplies on the other hand increase; they are supported by implementation of 2x 1,200 MW units replacing of the 4x 510 MW units and are dominant in all case studies. In the EU – Energy Savings case study, the supplies from RES increase similarly.

In 2045, the Počerady CCGT is not in operation. Beginning with this year, electricity production from gas is lower in all case studies up until 2050. One nuclear unit of 1,200 MW is included in all case studies in 2045. Nuclear electricity production is thus further strengthened. In consequence of both these changes in installed capacity, electricity production from coal decrease in all case studies as well as the utilization of the respective sources.

In the Conceptual case study, electricity production and its structure is more or less stabilized by 2050 with only moderate increase in RES. In the EU – Energy Savings case study, electricity production is similarly stabilized by 2050 but the increase in RES is slightly higher. This presumption however does not apply to electricity production from coal which decrease down to zero to fulfil the targets of Roadmap 2050. Within the decrease, a great part is caused by decommissioning of the 660 MW unit in Ledvice at the turn of 2045 and 2046. The number of natural gas units increases; with respect to CO₂ production, they are again run as idling reserves and the utilization therefore decreases in the whole group. Electricity production from synthetic methane increase but remain low in comparison to other sources.

Stejný popis platí i pro případovou studii Unijní – nízkoemisní zdroje, u které je ale v důsledku vyšší TNS potřeba větších dodávek elektřiny z nízkoemisních zdrojů. Těmi jsou jednak rychle rostoucí OZE, jednak zdroje jaderné, posílené o případný pátý blok 1 200 MW. Spuštění o rok dříve by pravděpodobně nebylo realizovatelné, a proto se v roce 2046 uvažuje s importem elektřiny v ročním objemu 6,8 TWh. Dodávky elektřiny ze syntetického metanu jsou oproti předcházející případové studii vyšší.

V obou Unijních případových studiích se předpokládá vyvedení tepla z jaderných bloků, které pak v důsledku toho především v zimních měsících nemohou dosahovat plného elektrického výkonu. Hodnoty jejich využití se v posledních letech ve všech třech případových studiích pohybují mezi 90 a 96 %. Podíl elektřiny z jádra v roce 2050 je v případových studiích následující:

- > v Koncepční případové studii nepatrně překračuje 50 %,
- > v případové studii Unijní – úspory dosahuje 56 %,
- > v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje je i přes její vyšší dodávky 48 %.

Podíl OZE na dodávkách elektřiny v roce 2050 činí v případové studii Koncepční 23 %, v případové studii Unijní – úspory 29 % a v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje 41 %.

S výjimkou případové studie Nulové, která je v dlouhodobém horizontu neprovozovatelná, je ve všech případových studiích zajištěna provozovatelnost ES ČR. To bude vyžadovat řadu opatření. Kromě zde zmíněné výstavby regulačních zdrojů jde např. o zařízení na výrobu syntetického metanu (P2G), čili sezonní akumulaci, a zařízení pro denní akumulaci elektřiny. Jejich rozvoj v dlouhodobém horizontu je v případových studiích značně diferencovaný a nejvyšší je v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje. Realizace těchto zařízení však byla uvažována až po uplatnění očekávaného potenciálu flexibility snáze a levněji realizovatelnými způsoby jak na straně zdrojů, tak na straně spotřeby (FVE, malé kogenerace, odložená spotřeba domácností, HDO, elektromobily a další). Rekapitulaci podmínek nezbytných k zajištění provozovatelnosti ve všech případových studiích a také zhodnocení provozovatelnosti uvádí následující tabulka.

The same description applies to the EU – Low-Emission Sources case study in which however, due to the higher domestic net consumption, higher need for electricity supplies from low-emission sources is identified. These sources are the fast growing RES on the one hand and the nuclear sources, strengthened in 2047 by the fifth 1,200 MW unit, on the other hand. A one year earlier commissioning is probably not implementable, which is why electricity import in the volume of 6.8 TWh is considered in 2046. Compared to the previous case study, electricity production from synthetic methane is higher.

In both EU case studies, use of heat from nuclear blocks is anticipated. Those units then, in consequence, cannot achieve their full electric capacity especially in winter months. Values of their utilization in last years of the period range between 90% and 96% in all three case studies. The share of nuclear electricity is as follows:

- > in the Conceptual case study, it slightly exceeds 50%,
- > in the EU – Energy Savings case study it amounts to 56%,
- > in the EU – Low-Emission Sources case study it, despite higher supplies, amounts to 48%.

In 2050, the share of RES in electricity production in the Conceptual case study amounts to 23%, in the EU – Energy Savings case study to 29% and in the EU – Low-Emission Sources case study to 41%.

With the exception of the Zero case study which is not operable in the long term, operability of the Czech Republic's power system is ensured in all case studies. It will require number of measures: apart from the above mentioned construction of regulation sources, for example facilities for synthetic methane production (P2G), i.e. seasonal accumulation, and daily electricity accumulation facilities. Their development is greatly differentiated among the case studies in the long term and the highest is in the EU – Low-Emission Sources case study. Implementation of these facilities was however only considered after the anticipated flexibility potential of simpler and cheaper ways is applied at the side of both sources and consumption (photovoltaics, small-scale CHP, delayed consumption of households, ripple control, electromobility etc.). Summary of the conditions under which all the case studies are operable and also evaluation of the operability is shown in following table.

Tabulka 4 **Vyhodnocení provozovatelnosti ES ČR**
 Table 4 **Evaluation of the operability of the Czech Republic's power system**

případová studie case study	Nulová Zero	Koncepční Conceptual	Unijní úspory EU – Energy Savings	Unijní nízkoemisní zdroje EU – Low-Emission Sources
spolehlivost výkonové bilance power balance reliability	vyhovující bez importu do roku 2030 suitable without imports by 2030	vyhovující do roku 2050 suitable by 2050	vyhovující do roku 2050 suitable by 2050	vyhovující do roku 2050 suitable by 2050
import k dosažení vyrovnané výrobní bilance import on production balance	do roku 2035 do výše 10 TWh, dále strmý nárůst up to 10 TWh by 2034, steep increase in next years	nízký low	nízký low	6 TWh pouze v roce 2046, jinak nízký 6 TWh in 2046, low otherwise
podmínky provozovatelnosti v dlouhodobém horizontu operability conditions in long-term horizon				
odpojování FVE PV disconnection	do 5% výroby up to 5% of generation		do 5–6% výroby up to 5–6% of generation	
nové způsoby záporné regulace new types of negative regulation	žádné none	nižší využití elektrokotlů lower electric boilers utilization	nižší využití elektrokotlů lower electric boilers utilization	vyšší využití elektrokotlů higher electric boilers utilization
nové rychle startující plynové zdroje new quick start gas units	žádné none	160 MW	1 960 MW	1 960 MW
nové složky flexibility na straně spotřeby new types of consumption flexibility	žádné none	odložená spotřeba delayed consumption	odložená spotřeba delayed consumption	odložená spotřeba delayed consumption
z toho elektromobily of which EV	žádné none	nízká odložená spotřeba na nabíjení low delayed charging consumption	střední odložená spotřeba na nabíjení medium delayed charging consumption	vysoká odložená spotřeba na nabíjení high delayed charging consumption
nové složky flexibility na straně výroby new types of generation flexibility	žádné none	řízení provozu malých kogenerací, vysoký rozsah operational management of small CHP, high range	řízení provozu malých kogenerací, nízký rozsah operational management of small CHP, low range	řízení provozu malých kogenerací, nízký rozsah operational management of small CHP, low range
instalovaná kapacita / výkon denní akumulace v roce 2050 installed capacity / power of daily accumulation in 2050	žádná none	3 509 MWh/ 820 MW	7 032 MWh/ 1 640 MW	14 344 MWh/ 3 400 MW
uplatnění denní akumulace v primární a sekundární regulaci utilization of daily accumulation in SR	žádné none	13%	18%	18%
inst. výkon sezonní akumulace v roce 2050 installed capacity of seasonal accumulation in 2050	žádný none	žádný none	700 MW	1 500 MW
uplatnění sezonní akumulace v záporné regulaci utilization of daily accumulation in negative regulation	žádné none	žádné none	ano yes	ano yes
pokles výhledového využití JE na hladinu okolo hodnoty outlook of NPP utilization	80% v r. 2039 80% in 2039	94% v posledních 5 letech 94% in the last 5 years	91% v posledních 5 letech 91% in the last 5 years	95% v posledních 5 letech 95% in the last 5 years
provozovatelnost ES ČR operability of Czech Republic's power system				
	podmíněně vyhovuje do roku 2035 conditionally operable till 2035	vyhovuje operable	vyhovuje operable	vyhovuje operable

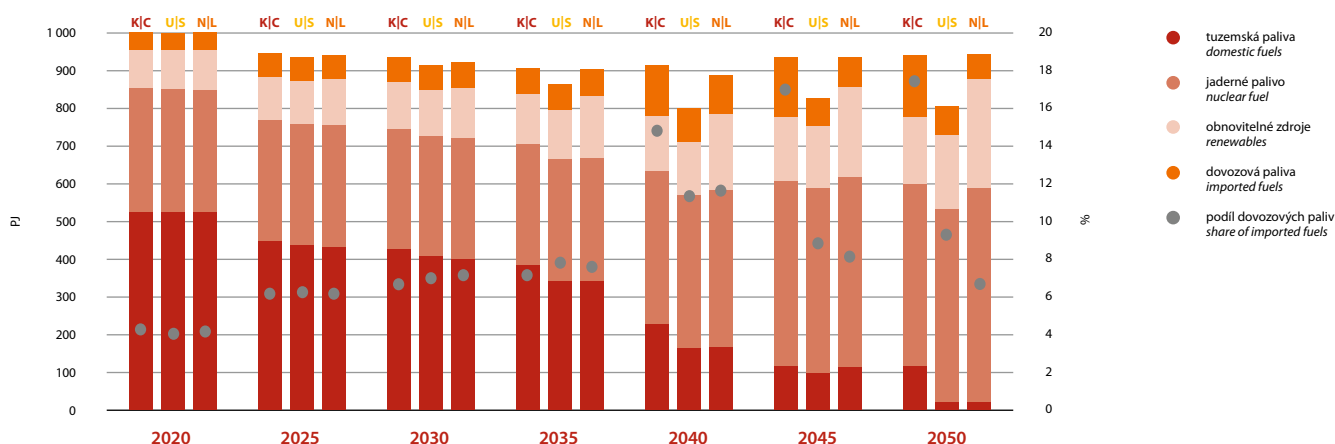
ZDROJE PRIMÁRNÍ ENERGIE

Změna struktury primárních zdrojů energie pro elektroenergetiku a pro teplárenství je významným faktorem dlouhodobého vývoje ES ČR. Půjde o zásadní změnu v druzích primárních zdrojů a v jejím důsledku pak i o výraznou změnu v soběstačnosti. Souhrnně lze dlouhodobý vývoj charakterizovat odchodem od uhlí, větším podílem jaderné energie, významnějším uplatněním zemního plynu a nárůstem obnovitelných zdrojů. Tyto změny budou probíhat postupně v celém období až do roku 2050 s tím, že v určitých časových řezech dojde ke skokovým změnám. Zajištění PEZ pro elektroenergetiku a teplárenství ukazuje následující obrázek.

PRIMARY ENERGY SOURCES

The change in structure of primary sources for the electricity and heating industries is an important factor of the long-term development of the Czech power system. It will mean a considerable change in types of primary sources and as a consequence a great change in self-sufficiency. In summary, the long-term development can be characterised by departure from coal, larger share of nuclear energy, more important application of natural gas and increase in renewable sources. These changes will take place gradually throughout the entire period up to the horizon of 2050 though step changes are to take place in some time profiles. Securing of primary energy sources for the electricity and gas industries is shown in following picture.

Obrázek 14 **Zajištění PEZ pro elektroenergetiku a teplárenství**
Figure 14 **Securing of primary energy sources for the electricity and heating industries**



Střednědobý horizont

- > Ve všech případových studiích bude klesat těžba hnědého uhlí. Podstatným momentem bude ukončení těžby kvalitního hnědého uhlí na lomu ČSA kolem roku 2025. To zasáhne mnohé teplárny a povede i k omezení produkce tříděného hnědého uhlí pro malospotřebitele – výpadek těžby asi 2,5 mil. tun. Ukončení těžby vyplývá z toho, že se dosud stále setrvává na platnosti územně-ekologických limitů na lomu ČSA. I v případě, že by došlo k jejich prolomení, bude v dodávkách uhlí z tohoto lomu prodleva, vyplývající z již delší dobu neprobíhající skryvkové činnosti. S další těžbou je tak možné počítat nejdříve od roku 2030.
- > Lomy, které již nejsou blokovány limity (např. DNT a Bílina), budou produkovat menší objemy uhlí, neboť jsou často navázány na životnost místních elektráren. Těžba zbývajících zásob půjde nižším tempem a dojde k vyřazení některých stávajících odběratelů.

Medium-term horizon

- > Brown coal production will decrease in all case studies. An important moment is to be the termination of brown coal mining in the ČSA mine in around 2025 which will affect many heating plants and will lead to reduced production of sorted brown coal for the low consumption sector (production loss of ca. 2.5 mil. tons). The termination of mining activities is implied by present validity of land-ecological limits. Even if they were cancelled, there would be a delay in supplies from this mine as the overburden has not been removed for quite a long time. Further mining activities may only be considered after 2030.
- > The quarries, which are not blocked by limits any more (e.g. DNT and Bílina), will produce smaller volumes of coal as they are often connected to the lifespan of local power plants. Mining of the remaining reserves will be slower and some of the existing consumers will have to be ruled out.

- > Nepředpokládá se, že by tuzemská těžba černého uhlí výrazně překročila časový horizont roku 2023. To pak znamená, že i teplárenské zdroje, které dnes tuzemské černé uhlí využívají, budou nuceny černé uhlí dovážet ze zahraničí či přejít na jiné palivo. To se netýká elektrárny Dětmarovice, jejíž odstavení je již plánováno (800 MW).
- > Postupně se bude navyšovat spotřeba zemního plynu využívaného pro narůstající rozsah menších zdrojů pro kombinovanou výrobu.
- > Předpokládá se, že poroste uplatnění biomasy pro spalování s uhlím, navyšovat se bude i produkce elektřiny z bioplynu, která bude silně záviset na tom, zda bude podpora i nadále podmíněna uplatněním tepla.

Dlouhodobý horizont

- > Těžba hnědého uhlí bude nadále klesat na cílovou hodnotu kolem 50 PJ v případové studii Koncepční a na nulu v Unijních případových studiích. Dojde k ukončení těžby ve významném rozsahu, a tím k ukončení provozu velkých zdrojů, jako jsou například Tušimice II a Pruněřov II u lomu DNT. Obdobně to platí pro zdroje zásobované uhlím ze Sokolovského revíru: zejména teplárna Vřesová, PPC Vřesová, teplárna Plzeň a další.
- > Zcela vymizí tříděné uhlí pro malospotřebitelský sektor – dnes asi 3 mil. tun. Veškeré zbylé zásoby budou určeny jen pro vybrané zdroje, například pro nový zdroj v Ledvicích, který je teprve uváděn do provozu.
- > Těžba černého uhlí v tuzemsku patrně nebude probíhat. Veškeré černé energetické uhlí v rozsahu asi 2 mil. tun ročně by bylo nutné dovážet, například z Polska. I jeho exportní schopnost je však nejistá. Nelze vyloučit dovoz ze vzdálených lokalit, tedy buď vlakovou dopravou z Ruska nebo přes západoevropské přístavy ze zámořských lokalit. Dovozy by byly nutné v Koncepční případové studii až do roku 2050, v Unijních případových studiích by potřeba černého energetického uhlí po roce 2045 klesala až k nule.
- > Využití zemního plynu vzroste významnou měrou. Uplatní se při výrobě základní a pološpičkové elektřiny ve velkých paroplynových zdrojích, v malém i velkém teplárenství. S velkým rozvojem OZE bude nutno vybudovat rychle startující plynové spalovací jednotky, zvláště v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje. Spotřeba zemního plynu pro elektroenergetiku a teplárenství vzroste ze stávající asi 1 mld. m³ až na hodnotu přes 5 mld. m³. Zdroje na zemní plyn, realizovatelné rychleji než zdroje jaderné, se mohou zásadní měrou podílet na vykrývání nedostatků v bilanci při sklonu výstavby nových jaderných zdrojů. Z toho vyplývá i výrazné kolísání spotřeby plynu, která ve všech případových studiích vykazuje v období 2035 až 2045 přechodný nárůst.

- > It is not expected that domestic hard coal mining will significantly exceed the time horizon of 2023. It means that the limited number of heating sources currently using domestic hard coal (apart from the Dětmarovice power plant planned to be decommissioned; 800 MW of installed capacity) will have to import hard coal from abroad or switch to a different fuel.
- > Consumption of natural gas used for the growing number of small combined production sources will gradually increase.
- > Use of biomass co-fired with coal is anticipated to grow as well as electricity production from biogas which will strongly depend on the decision if the support keeps being conditioned by the use of heat.

Long-term horizon

- > Brown coal mining will keep decreasing to the target value of ca. 50 PJ in the Conceptual case study and down to zero in the EU case studies. Important scope of mining will be terminated and therefore also operation of large sources such as Tušimice II and Pruněřov II (by the DNT mine); the same applies to sources supplied by coal from the Sokolov district (especially the Vřesová heating plant, Vřesová CCGT, Plzeň heating plant etc.).
- > Sorted coal for the low consumption sector (ca. 3 mil. tons today) will cease to exist and all the remaining reserves will be destined for selected sources such as the new source in Ledvice which is just being commissioned.
- > Hard coal will probably not be mined any more. Ca. 2 mil. tons will have to be imported for example from Poland; even Polish export capabilities are however uncertain. Nevertheless, imports from further distances cannot be excluded, either by train from Russia or through West European ports from overseas locations. In the Conceptual case study, the imports are necessary up to 2050; in the EU case studies, the need drops down to zero after 2045.
- > Use of natural gas will increase considerably. It will be applied in generation of baseload and semi-peak electricity in large steam-gas sources as well as in the small-scale and large-scale heating industry. As RES will develop rapidly, quick start gas fired units will have to be constructed, especially in the EU – Low-Emission Sources case study. Natural gas consumption for the electricity and heating industries will increase from present ca. 1 bcm up to a value exceeding 5 bcm. Natural gas units are capable of faster implementation than nuclear sources may, to a large extent, participate in covering of balance insufficiencies in case of delays in construction of new nuclear sources. It implies considerable fluctuation in gas consumption which shows temporary increase between 2035 and 2045 in all case studies.

> Uplatnění obnovitelných zdrojů se bude neustále zvyšovat, v případě případové studie Unijní – nízkoemisní zdroje půjde o limitní využití přírodního potenciálu OZE na území ČR (především FVE a VTE). Počítá se také s nárůstem produkce elektřiny z biomasy i bioplynu. Přestože v Unijních případových studiích se počítá i s limitním využitím těchto paliv, půjde spíše pouze o doplňkový podíl v bilanci. Potřeba biomasy pro energetiku by v roce 2050 dosáhla hodnoty podle případových studií 7 až 8,5 mil. tun ročně.

> Application of renewable sources will gradually increase; in the case of the EU – Low-Emission Sources case study, it will involve limit utilization of natural potential of RES in the Czech Republic (especially solar and wind power plants). Increase in electricity production from biomass and biogas is also anticipated. In spite of the EU case studies anticipating limit use of these fuels, their share in the balance is only supplementary. According to each case study, biomass consumption for the energy sector will amount to 7 to 8.5 mil. tons per year in 2050.

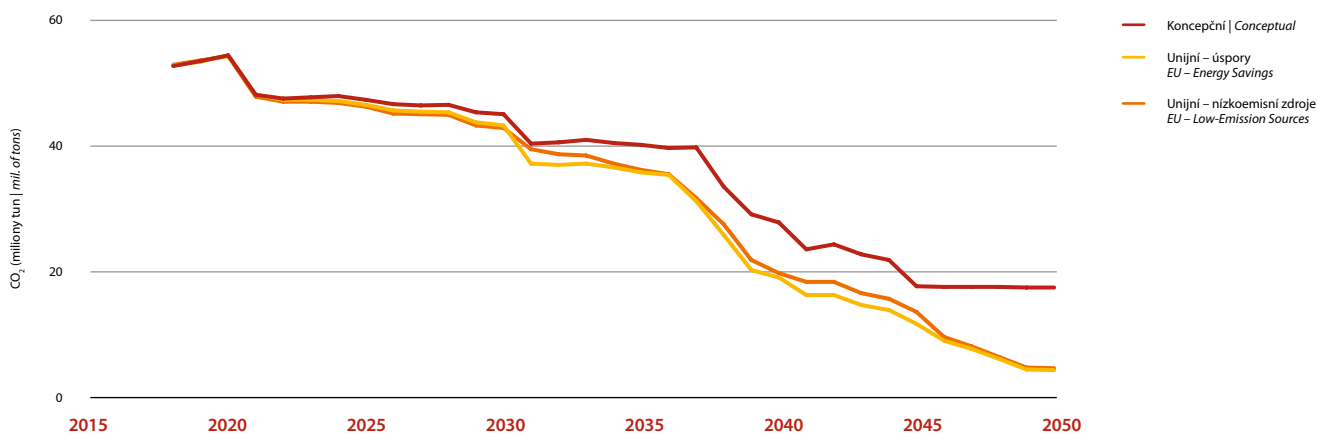
ENVIRONMENTÁLNÍ DOPADY

Environmentální politika EU má zásadní vliv na podobu české energetiky. Tato politika stanovuje do roku 2050 snížení celkových emisí CO₂ o 80% v porovnání s rokem 1990 a pro energetiku je cíl ještě vyšší. Pokud by se energetika rozvíjela dle případové studie Koncepční, nesplní pravděpodobně stanovené cíle. Těmto cílům vyhovují pouze Unijní případové studie. Unijní případové studie však vyžadují velké strukturální změny ve zdrojové základně a značné přímé i indukované investice. Další tlak na snižování emisí bude znamenat výrazné navyšování měrných investic do redukce skleníkových plynů a výraznou ztrátu efektivity těchto investic. Bilance emisí CO₂ je uvedena na následujícím obrázku.

ENVIRONMENTAL IMPACTS

Environmental policy of the EU strongly affects the future of the Czech Energy sector. The policy stipulates the decrease in total CO₂ emissions by 80% by 2050 compared to 1990; for the energy sector, the target is even stricter. If the energy industry develops according to the Conceptual case study, the defined targets will probably not be met. The targets are only complied with in the EU case studies which would however require great structural changes in the source base and considerable direct and induced investments. Further pressure on emission reduction will mean significant increase in specific investments of greenhouse gases reduction and great loss of investments efficiency. The CO₂ emissions balance is shown in the following picture.

Obrázek 15 **Bilance emisí CO₂**
Figure 15 **CO₂ emission balance**



Střednědobý horizont

Jako důsledek splnění směrnice 2010/75/EU je očekáván výrazný pokles emisí znečišťujících látek na přelomu let 2020 a 2021. Další pokles do roku 2030 již bude pozvolný. Bezprostřední příčinou poklesu bude především postupné dožívání uhelných zdrojů a jejich odstavování. Cíl snížení objemu emisí skleníkových plynů k roku 2020 lze za splněný považovat již dnes. Do roku 2030 poté emise skleníkových plynů poklesnou ve srovnání s rokem 2005 o 30 až 32 % ve všech případových studiích. Předpokládaný závazek ČR na snížení objemu povolenek v systému EU ETS do roku 2030 je však vyšší (41 % oproti roku 2005). Pokud tedy nebudou české energetice přiznány další dodatečné povolenky, lze očekávat jejich nedostatek na trhu. Řešením je snížení exportu elektřiny a získání povolenek z fondů vyčleněných pro modernizaci.

Dlouhodobý horizont

Další výraznější snižování emisí jak skleníkových plynů, tak znečišťujících látek je očekáváno po roce 2030 s ukončením provozu některých starých bloků spalujících tuzemské hnědé uhlí. Po roce 2030 již také dochází k odklonu případové studie Konceptní od obou Unijních případových studií. Rozdíl je způsoben zejména strmým nárůstem obnovitelných zdrojů u případové studie Unijní – nízkoemisní zdroje a prvním výraznějším snížením spotřebovaného paliva u případové studie Unijní – úspory.

Do roku 2050 jsou emise CO₂ v případové studii Konceptní nižší o 73 % oproti roku 2005. V případových studiích Unijní – úspory a Unijní – nízkoemisní zdroje jsou oproti roku 2005 emise sníženy o 93 %. Z analyzovaných případových studií vyhovuje emisnímu cíli případová studie Unijní – úspory a Unijní – nízkoemisní zdroje, ve kterých je splnění EU Energy Roadmap 2050 základním vstupním předpokladem. Bude-li další vývoj elektroenergetiky probíhat dle SEK (případová studie Konceptní) bude pro splnění emisního cíle nutné po roce 2040 zavést technologii CCS.

ELEKTRICKÉ SÍŤE

Rozvoj zdrojové základny ES ČR (jednotkové výkony, rozmístění zdrojů) není jediným činitelem, který bude ovlivňovat budoucí provoz a rozvoj elektrických sítí. Spotřeba elektřiny, tvar diagramu zatížení, akumulace, výkonové saldo a s tím spojené rozdílné přeshraniční přenosy elektřiny mají na budoucí podobu a provoz elektrických sítí v některých případech větší vliv než rozvoj zdrojové základny.

Střednědobý horizont

Případová studie Konceptní a případová studie Unijní – úspory s ohledem na předpokládaný rozvoj zdrojové základny nevedou k potřebě výrazných změn v plánovaném rozvoji elektrických sítí, který jednotliví provozovatelé těchto sítí připravují a aktualizují. Naproti tomu případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje vyžaduje vzhledem k předpokládanému růstu instalovaného výkonu FVE a VTE

Medium-term horizon

In context of fulfilling of the Directive 2010/75/EU, pollutant emissions are to be reduced considerably at the turn of 2020 and 2021 while further decrease by 2030 is to be slower. The immediate reason for the decrease will be, first of all, gradual termination of coal sources' lifespan and their decommissioning. The 2020 target for reducing greenhouse gas emissions may already be considered fulfilled today. By 2030, greenhouse gas emissions will be reduced by 30 to 32% compared to 2005 in all case studies. However, the anticipated commitment of the Czech Republic to decrease the volume of allowances within the EU ETS by 2030 is higher (by 41% compared to 2005). If the Czech energy industry is not allocated further additional allowances, their lack on the market may be expected. The situation may be solved by the decrease in electricity exports and acquiring of allowances from funds designated for modernization.

Long-term horizon

Further considerable reduction in emissions of both greenhouse gases and pollutants will take place after 2030 in relation to decommissioning of some old domestic brown coal fired units. Moreover, the Conceptual case study deviates from both EU case studies after 2030. The difference is mainly caused by steep increase in renewable sources in the EU – Low-Emission Sources case study and by the first important decrease in consumed fuel in the EU – Energy Savings case study.

By 2050, CO₂ emissions are reduced by 73% in the Conceptual case study compared to 2005. In the EU – Energy Savings and EU – Low-Emission Sources case studies, the emissions are reduced by 93% compared to 2005. Of the analysed case studies, the emission target is met by the EU – Energy Savings and the EU – Low-Emission Sources case studies in which compliance with the EU Energy Roadmap 2050 is an input presumption. If the development of the electricity industry complies with the State Energy Policy (the Conceptual case study), the CCS technology will need to be implemented after 2040 in order to fulfil the emission target.

ELECTRICAL NETWORKS

Development of the source base of the Czech power system (unit capacities, location of sources) is not the only factor to affect future operation and development of electrical networks. The effect of electricity consumption, shape of the load diagram, accumulation, power balance and the related cross-border electricity transfers might sometimes have higher effect on future form and operation of the electrical networks than the source base development.

Medium-term horizon

The Conceptual and EU – Energy Savings case study, with respect to the anticipated development of the source base, do not imply the need of considerable changes in the planned development of electrical networks as prepared and updated by the networks' operators. On the other hand, the EU – Low-Emission Sources case study, due to the anticipated increase in installed capacity of solar and wind power

s připojením do sítí nn a vn výraznou rekonstrukci a rozvoj těchto sítí již ve střednědobém horizontu, a to především v oblastech, ve kterých budou nové decentrální zdroje ve velké míře umístěny. Lokální problémy, týkající se především napěťových poměrů a zatěžování vedení, bude nutné řešit nejen investičními opatřeními, ale též flexibilitou využívající regulačních množností decentrálních zdrojů, a to jak v oblasti činných, tak v oblasti jalových výkonů a také s využitím nových prvků akumulace. Vhodně implementovaná flexibilita zajistí splnění požadovaných technických kritérií provozu sítí nn, vn i 110 kV.

Dlouhodobý horizont

Rozvoj přenosové sítě bude ovlivněn stavem zdrojové základny, zejména realizací nových jaderných zdrojů a velkých elektráren připojených do PS. Kromě toho má na provoz přenosové sítě nemalý vliv zatěžování přeshraničních vedení mezistátními přenosy energie. Zvláště se to projevuje na přeshraničních profilech CZ–PL a CZ–AT, u kterých se v budoucnu připravuje zrušení přeshraničních vedení 220 kV bez náhrady vedením 400 kV.

Koncepce rozvoje přenosové sítě v dlouhodobém horizontu předpokládá postupný přechod na jednotnou napěťovou úroveň 400 kV, která by měla být dokončena do roku 2040. Posílení přenosových sítí novými vedeními 400 kV spolu s rostoucím podílem decentrálních zdrojů povede k nižšímu zatěžování prvků elektrizační soustavy, čímž dojde k nárůstu jalových výkonů generovaných vedeními přenosové i distribuční soustavy. Udržení napěťových poměrů v provozních mezích si vyžádá instalaci nových kompenzačních prostředků. Celková roční dodávka elektřiny z PS do DS v roce 2050 je v případové studii Unijní – úspory o 9 TWh nižší a v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje o 8 TWh nižší než v případové studii Koncepční.

Další rozvoj distribučních soustav nn a vn bude ovlivněn pokračujícím nárůstem výroby z decentrálních zdrojů a změnou ve struktuře spotřeby – především jde o elektromobilitu. To si vyžádá výrazné posilování distribučních soustav na těchto napěťových úrovních. Výraznější bude také nutnost změn v organizaci provozu a způsobu řízení DS – využívání akumulace elektřiny spolu se zaváděním nových řídicích prvků. Provoz sítí je v případových studiích Koncepční a Unijní – úspory zajištěn za předpokladu realizace plánovaných investic v sítích všech napěťových úrovní. Případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje vyžaduje výrazné investice do rozvoje a posilování distribučních sítí. Pro úspěšnou integraci decentrálních zdrojů, především v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje, by se musel velmi podstatným způsobem změnit způsob provozu a řízení sítí všech napěťových úrovní.

plants connected to low-voltage and high-voltage networks, requires significant renovation and development of these networks as soon as in the medium-term horizon especially in the areas where the new distributed sources are to be located. Local issues, particularly concerning voltage quality and line loading, will need to be dealt with not only by investment measures but also by the flexibility utilizing regulatory possibilities of distributed sources, both in the area of active and reactive power flows and also with the use of new accumulation elements. Adequately implemented flexibility ensures the fulfilment of the required technical criteria for the operation of LV, HV and 110 kV networks.

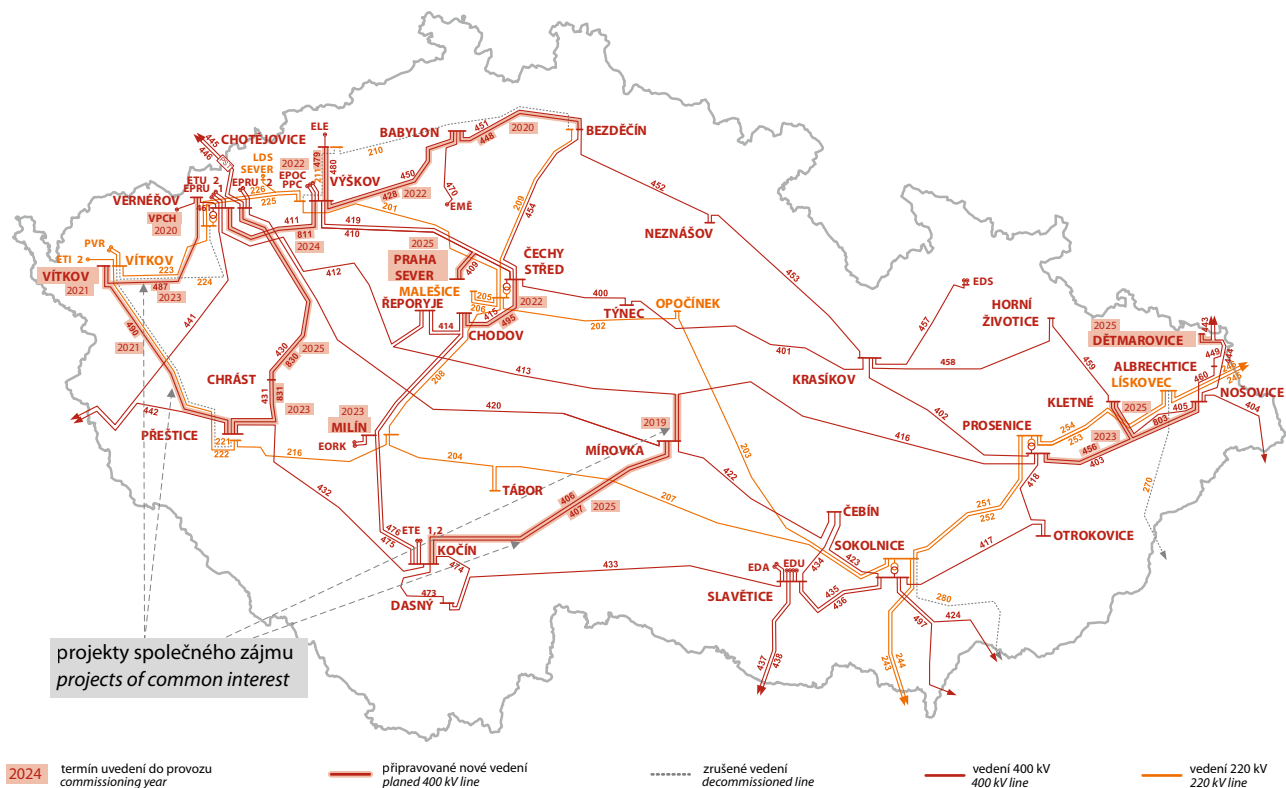
Long-term horizon

Development of the transmission system will be affected by conditions of the source base, especially by commissioning of new nuclear units and large power plants connected to the transmission system. Apart from that, operation of the transmission system is to a large degree affected by the loading of cross-border lines due to the inter-state electricity transmission. It is most of all manifested on the CZ-PL and CZ-AT cross-border profiles where the interconnection at the 220 kV level is to be decommissioned without replacement by a 400 kV line.

In the long-term horizon, concept of the transmission system development anticipates gradual transition to a unified voltage level of 400 kV which shall be completed by 2040. Strengthening of the transmission system by new 400 kV lines together with the growing share of distributed sources will result in lower loading of the power system elements, which will increase the reactive power generated by lines of the transmission and distribution systems. Maintaining voltage level within operating boundaries will require the installation of new compensation elements. The total annual electricity flow from TS to DS in 2050 is by 9 TWh lower in the EU – Energy Savings case study and by 8 TWh lower in the EU – Low-Emission Sources than in the Conceptual case study.

Further development of the low-voltage and high-voltage distribution systems will be affected by continuing increase in generation from distributed sources and by the change in consumption structure (electromobility etc.). It will require considerable strengthening of distribution systems at the involved voltage levels. The need to change organization of the operation and control method of the distribution system – by means of electricity accumulation and implementation of new control elements – will also be quite significant. Operability of the networks is sufficient in the Conceptual and the EU – Energy Savings case studies under the presumption that all the planned investments to networks at all voltage levels are realized. The EU – Low-Emission Sources case study requires considerable investment to development and strengthening of the distribution systems. For successful integration of the distributed sources, especially in the EU – Low-Emission Sources case study, the way of operation and control of distribution networks will have to change greatly.

Obrázek 16 Přenosová soustava – rozvoj do roku 2025
 Figure 16 Transmission system – development by 2025



TRH A EKONOMIKA

Trh s elektřinou prochází obdobím významných změn, které by však neměly negativně ovlivňovat spotřebitele. Koneční zákazníci vyžadují vysokou spolehlivost zajištění dodávek elektřiny za stabilní ceny. Současné nízké burzovní ceny silové elektřiny v Evropě sice podporují hospodářský růst, ale nejsou dostatečným podnětem pro investice do jakýchkoli nepodporovaných zdrojů. Povinné úspory energie stanovené EK vyžadují investice na straně spotřebitelů a v řadě případů jsou podmíněny finanční podporou ze státního rozpočtu. Pro ČR je důležité dosáhnout konsensu o vhodném rozvoji energetiky a dospět k dohodě o způsobu jeho financování. SEK je z tohoto pohledu dobře vyváženým výchozím dokumentem.

Evropský trh prochází postupnou integrací a v současnosti je převážná část zemí EU zapojena do společného trhu a připojení ostatních zemí je prioritou. Aktuálně se pozornost v integraci trhů zaměřuje na projekt XBID, který má přinést integraci vnitrodenních trhů s elektřinou. Dokončení projektu ve formě propojení prvních zemí je plánováno na první polovinu roku 2018. Připojení dalších zemí, které se bude týkat i některých přeshraničních profilů České republiky, by se mohlo uskutečnit na jaře 2019. Propojením trhů

MARKET AND ECONOMY

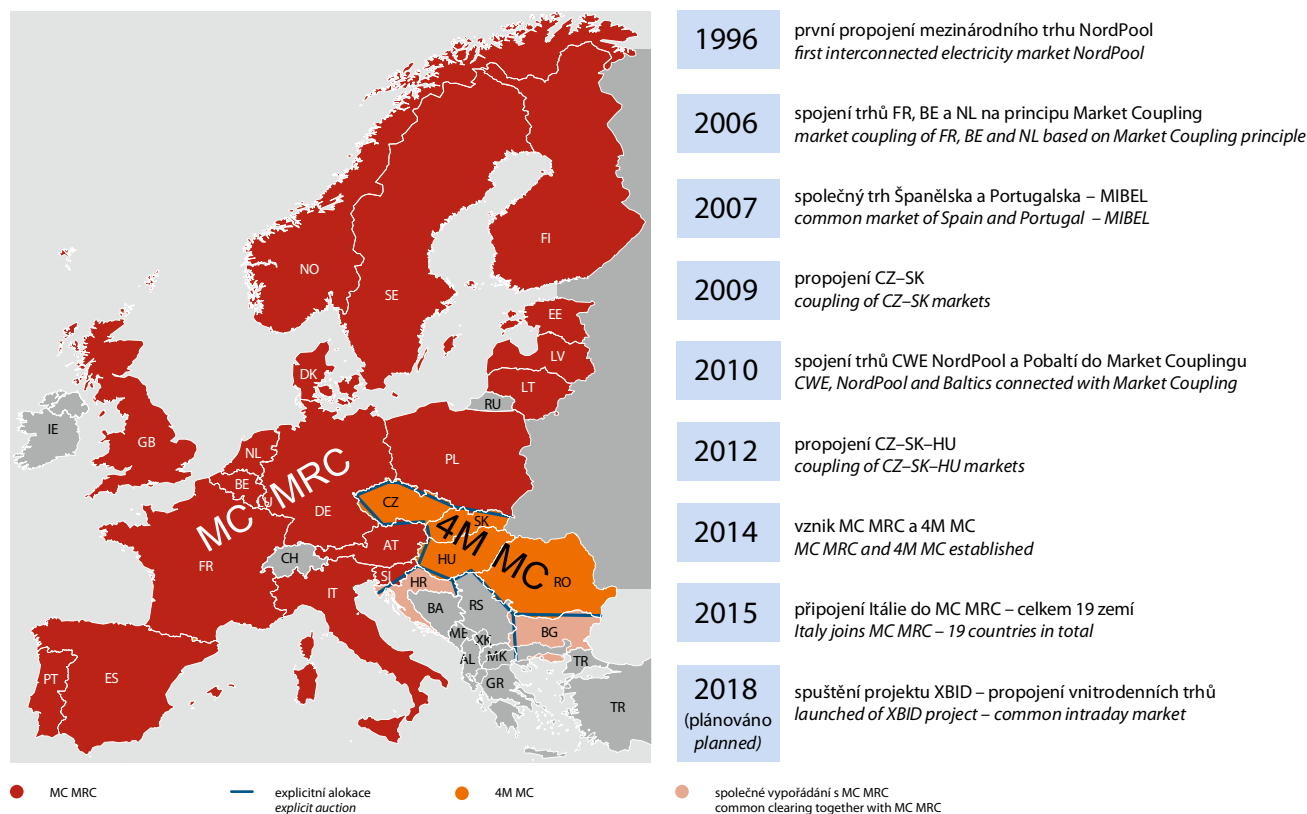
The electricity market is going through a period of considerable changes which, however, should not have negative impacts on the consumers. Final consumers request high reliability of electricity supplies for stable prices. Current low exchange prices of electricity in Europe may support economic growth but are not a sufficient impulse for investments to any non-subsided sources. The mandatory energy savings stipulated by the European Commission require investments at the side of consumers and are often conditioned by financial support from state budget. For the Czech Republic, it is important to achieve a consensus on suitable development of the energy industry and to reach an agreement on its funding. From this point of view, the State Energy Policy is a well-balanced initial document.

The European market is undergoing gradual integration; majority of EU countries participates in common market at present while joining of the remaining ones is a priority. Within the market integration, the focus currently concentrates on the XBID project which shall establish the integration of intra-day markets. Completing of the project is planned for 2018. Connection of other countries, which will also include border interconnectors of the Czech Republic, might be done

s elektřinou snahy o integraci evropské energetiky nekončí. Je kladen stále větší důraz na zvýšení možnosti obchodovat elektřinu blíže času dodávky, který umožní mimo jiné i lepší integraci OZE na energetickém trhu. Z tohoto důvodu je nejpozději do roku 2025 plánováno zavedení společného vypořádání odchylek na 15minutovém základu a zavedení standardizovaných PpS (aFRR – automatická SR, mFRR – manuální SR, RR – terciální rezerva). Vývoj vybraných propojených trhů s elektřinou v Evropě ukazuje následující obrázek. Dokladem o zvyšujícím se důrazu na možnost obchodovat elektřinu blíže času dodávky je i trvalý nárůst uzavřených obchodů na platformách umožňujících krátkodobé obchodování (denní a vnitrodenní) s elektřinou v Evropě. Např. na tuzemské platformě organizované operátorem trhu v ČR (OTE, a.s.) bylo v roce 2017 zobchodováno celkově 22,33 TWh elektřiny, díky tomu bylo dosaženo nárůstu ve výši 7,6% oproti roku 2016, ve kterém se zobchodovalo 20,75 TWh elektřiny. Z toho objem obchodů s elektřinou na denním trhu dosáhl výše 21,75 TWh. Na vnitrodenním trhu s elektřinou bylo zobchodováno 544,8 GWh elektřiny a zbývající část byla zobchodována na blokovém trhu s elektřinou. Celkový zobchodovaný objem na krátkodobém trhu v ČR tak průměrně činí cca 1/3 tuzemské netto spotřeby.

during the summer of 2019. Interconnection of electricity markets is not a terminal point of the efforts for integration of the European energy industry. Establishment of short-term market together with the possibility to trade electricity closer to the supply time is planned and shall, besides others, enable better RES integration to the market. For this reason, common settlement of deviations on 15-minute basis is planned by 2025 at the latest as well as implementation of standardized ancillary services (aFRR – automatic secondary regulation, mFRR – manual secondary regulation, RR – tertiary reserve). Development of interconnected electricity markets in Europe is shown in the following picture. Evidence of the increasing emphasis on the possibility of trading electricity closer to delivery time is also a steady increase in closed trades on platforms allowing short-term (day-ahead and intra-day) electricity trading in Europe. For example, on the domestic platform organized by the Market Operator of the Czech Republic (OTE, a.s.), a total volume of 22.33 TWh of electricity was traded in 2017, resulting in an increase of 7.6% compared to 2016, where 20.75 TWh of electricity was traded. 21.75 TWh of this volume was traded on day-ahead electricity market. In the intra-day electricity market, 544.8 GWh of electricity was traded and the remaining part was traded on the block electricity market. The total traded volume on the short-term market in the Czech Republic is, on average, about 1/3 of domestic net consumption.

Obrázek 17 **Vývoj vybraných propojených trhů s elektřinou v Evropě**
 Figure 17 **Development of interconnected electricity markets in Europe**



Střednědobý horizont

Ve střednědobém výhledu do roku 2030 se na základě analýzy provedených výpočtů a po zohlednění dalších relevantních vlivů očekává významná korelace cen na německém a českém trhu s elektřinou – německý trh bude pro české ceny určujícím. Z analýzy poptávky elektřiny a disponibility zdrojů vyplývá, že zpočátku budou tržní ceny elektřiny stagnovat na úrovni okolo 32 EUR/MWh. Výraznější růst ceny je očekáván po roce 2020 díky změně skladby zdrojů jak v České republice, tak v Německu (ukončení provozu posledních jaderných elektráren) s postupným navýšením do roku 2030 na úroveň okolo 45 EUR/MWh. Růst ceny elektřiny do roku 2030 odráží předpokládaný růst ceny povolenek díky mechanismu MSR (Market Stability Reserve).

Dlouhodobý horizont

Má-li být elektrizační soustava po roce 2030 stabilní a spolehlivá, bude nutné do ní výrazně investovat. Celkové investice na obnovu a rozvoj ES ČR se budou za období 2018 až 2050 pohybovat mezi 1,1 až 1,6 bil. CZK₂₀₁₅. V roce 2050 budou potřebné roční investice na obnovu a rozvoj zdrojové základny ES ČR výrazně vyšší oproti současnosti. Velikost potřebných ročních investic je významně odlišná v rámci jednotlivých případových studií. K největším rozdílům mezi případovými studiemi bude docházet v závěru období, konkrétně v roce 2050. V tomto roce očekávané roční investice do samotné elektroenergetiky (výroba, přenos a distribuce) pro případovou studii Koncepční dosáhnou téměř 70 mld. CZK₂₀₁₅, pro případovou studii Unijní – úspory téměř 80 mld. CZK₂₀₁₅ a pro případovou studii Unijní – nízkoemisní zdroje přesáhnou 100 mld. CZK₂₀₁₅. Hlavním důvodem této disproporce jsou vysoké náklady spojené s akumulací elektřiny zejména u případové studie Unijní – nízkoemisní zdroje. Zvýšená investiční náročnost se promítá do výrobních nákladů elektřiny a tyto jsou u případové studie Unijní – nízkoemisní zdroje zhruba o 40 % vyšší oproti případové studii Koncepční. Zvýšení výrobních nákladů bude vyvolávat tlak na odpovídající růst cen elektřiny. Případová studie Unijní – úspory vedle investic do samotné elektroenergetiky vyžaduje vysoké investice do dodatečných úspor nad rámec případových studií Koncepční a Unijní – nízkoemisní zdroje. Po započtení investic do úspor se roční investice kolem roku 2050 v případové studii Unijní – úspory navýší na téměř 130 mld. CZK₂₀₁₅. Průměrné roční investice ukazuje následující obrázek.

Medium-term horizon

In the medium-term horizon by 2030, a significant correlation of prices on German and Czech electricity market is anticipated – German market is to be determinative for Czech prices. At the beginning, market electricity prices will stagnate at ca. 32 EUR/MWh. More considerable increase in prices is anticipated after 2020 due to the change in source base structure both in the Czech Republic and in Germany (decommissioning of the last nuclear power plants) with gradual increase to around 45 EUR/MWh by 2030. The increase in electricity price by 2030 reflects the anticipated growth in the allowance price due to the MSR (Market Stability Reserve) mechanism.

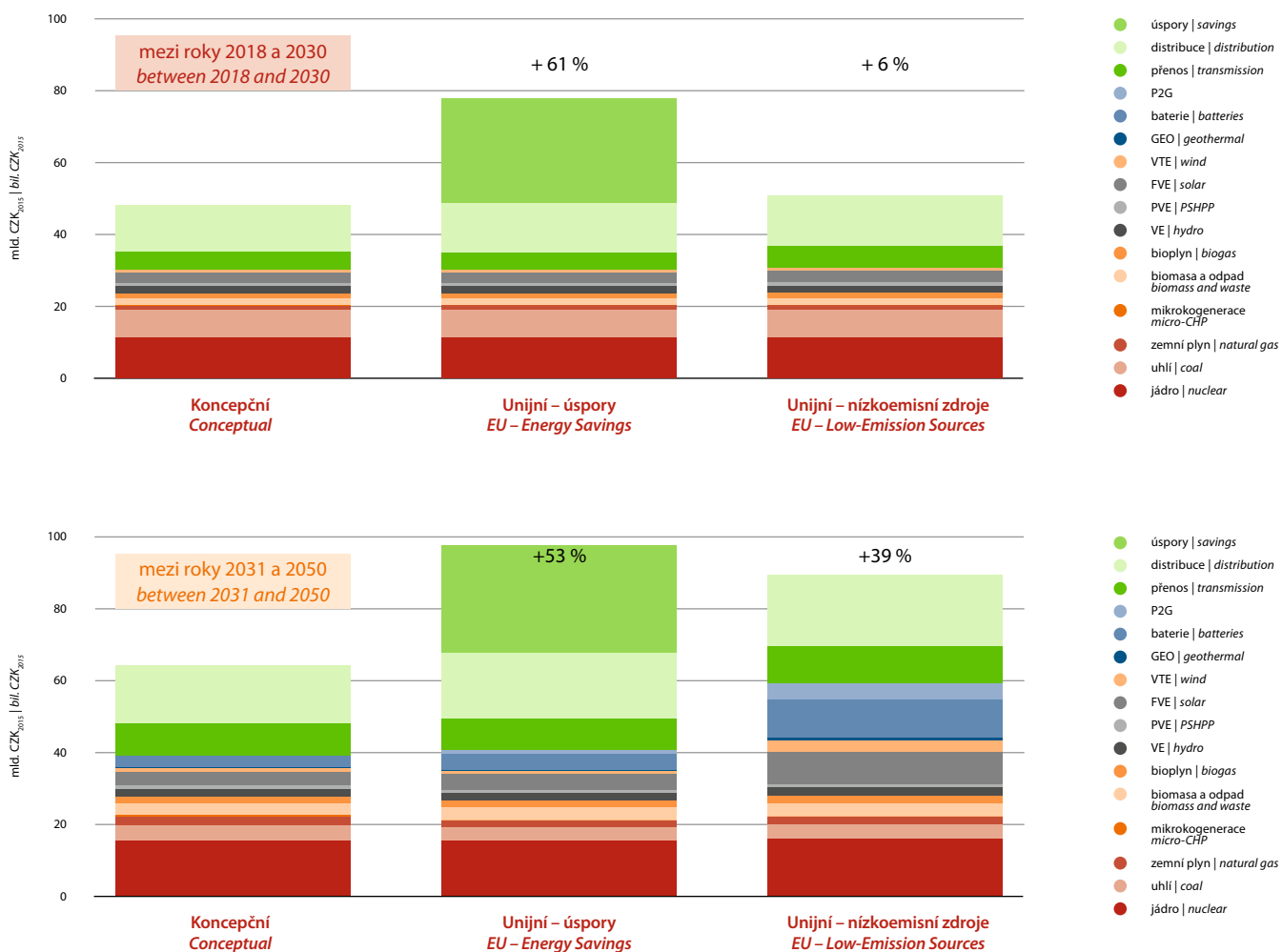
Long-term horizon

Should the power system be stable and reliable after 2030, considerable investment will be necessary. Total investment in renewal and development of the Czech power system in the period from 2018 to 2050 will range between CZK₂₀₁₅ 1.1 and 1.6 tril. In 2050, the required annual investment to renewal and development of the source base of the Czech power system is to be much higher than at present. The amount of the necessary annual investment greatly varies in the case studies. The greatest differences among the case studies occur by the end of the period, in particular in 2050. In this year, the anticipated annual investment will amount to almost CZK₂₀₁₅ 70 bil. for the Conceptual case study, to almost CZK₂₀₁₅ 80 bil. for the EU – Energy Savings case study and to more than CZK₂₀₁₅ 100 bil. for the EU – Low-Emission Sources case study. The main reason of this disproportion is the high cost related to electricity accumulation, especially in the EU – Low-Emission Sources case study. The high investment intensity reflects in production costs of electricity which are ca. 40% higher in the EU – Low-Emission Sources case study compared to the Conceptual case study. The increase in production costs will result in pressure on respective increase in electricity prices. The EU – Energy Savings case study, besides the investments in electricity industry itself, requires high investments to additional savings beyond the case studies Conceptual and EU – Low-Emission Sources. After accounting investments into savings, the annual investments around 2050 will increase to nearly CZK₂₀₁₅ 130 bil. in the case study EU – Energy Savings. The average annual investments are depicted in following picture.

Náklady na zajištění veškeré energie (zahrnují elektřinu, teplo, plyn a další energetické zdroje) pro spotřebitele, do kterých je pro srovnatelnost nutno zahrnout i náklady na úsporná opatření, budou ve srovnání s případovou studií Koncepční o téměř 20 % vyšší v případové studii Unijní – úspory a o téměř 10 % vyšší v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje.

In the EU – Energy Savings case study, the cost of providing all energies (including electricity, heat, gas and other energy sources) for consumers, to which the cost of savings measures have to be included for comparability, will be almost 20% higher than in the Conceptual case study and almost 10% higher in case study EU – Low-Emission Sources.

Obrázek 18 **Průměrné roční investice**
 Figure 18 **Average annual investment**





„Když lidstvo zkontrolovalo oheň, získalo jeho sílu.“ “When humankind managed to control the fire, it gained its strength.”

PLYNÁRENSTVÍ V EVROPĚ A VE SVĚTĚ

Celková spotřeba zemního plynu ve světě činila v roce 2016 přibližně 3,5 bil. m³, zatímco celosvětově ověřené zásoby dosáhly ke konci roku 2016 úrovně téměř 187 bil. m³. Další odhadované zásoby konvenčního zemního plynu činí přibližně 247 bil. m³. Odhadované zásoby nekonvenčně těžitelného plynu, jehož těžba je spjata s výrazně vyššími těžebními náklady, pak činí přibližně 350 bil. m³. Celkově jsou tedy světové zásoby odhadovány na přibližně 784 bil. m³ plynu. Těžba nekonvenčních zdrojů plynu v roce 2016 pokryla již více než jednu pětinu celosvětové poptávky.

Zemní plyn si na celosvětové úrovni udržuje stabilní, mírně růstovou pozici, která odpovídá téměř 25% podílu na spotřebě primárních zdrojů energie. V roce 2016 vzrostla spotřeba plynu ve světě o 1,5%. Mnohem výraznější růst se nicméně projevil na úrovni EU – meziročně o 7,1%. Po letech stagnující poptávky v EU se v roce 2016 projevil opětovný zájem v sektoru výroby elektrické energie. Kombinace relativně levného a dostupného plynu, uzavírání uhelných elektráren ve Velké Británii a prodlužujících se odstávek jaderných elektráren ve Francii způsobila meziroční růst spotřeby plynu v elektroenergetice na unijní úrovni o 22%.

Je pravděpodobné, že celosvětový trend bude pokračovat i nadále a v roce 2040 by světová spotřeba plynu měla být přibližně o 35% vyšší než dnes. Poptávka poroste především v rozvíjejících se státech v čele s Čínou a Indií. Naopak v EU bude růst výrazně nižší, v mnoha zemích dojde pravděpodobně i k poklesu, který je očekáván rovněž v USA. Tento trend souvisí zejména s očekávaným poklesem spotřeby energie vlivem aplikace úsporných opatření nejen v EU, ale i v ostatních ekonomicky rozvinutých zemích. Bilanci předních světových producentů zemního plynu ukazuje následující obrázek.

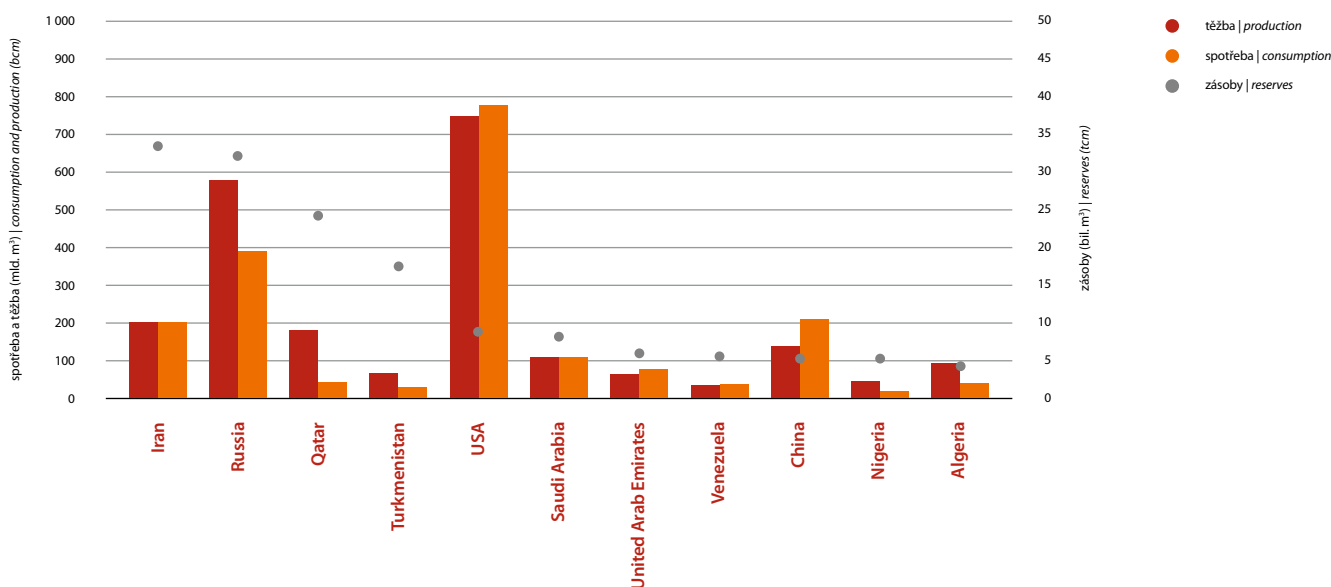
GAS INDUSTRY IN EUROPE AND THE WORLD

The total global consumption of natural gas exceeded 3.5 tcm in 2016, while the proven global reserves reached almost 187 tcm by the end of 2016. Other conventionally extractable reserves are estimated at approximately 247 tcm. The estimated reserves of non-conventionally extractable gas, which would be associated with a significantly higher cost of extraction, amount to approximately 350 tcm. This means that, in total, global gas reserves are approximately 784 tcm. The extraction of non-conventional sources of gas in 2016 already cover over one fifth of global demand.

Natural gas maintains a stable, slightly growing position on the global level, which accounts for almost 25% of the consumption of primary energy sources. In 2016, global gas consumption increased by 1.5%. However, there was a much higher increase at the EU level – 7.1% year-over-year. After years of stagnating demand in the EU, interest in the sector of electricity generation was renewed in 2016. The combination of relatively cheap and available gas, the decommissioning of coal-fired power plants in Great Britain, and the prolonged shutdowns of nuclear power stations in France caused an increase in gas consumption in the electricity industry at the EU level by 22% compared to the previous year.

The global trend will continue, and in 2040 global gas consumption should be 35% higher than today. Demand will grow particularly in the developing countries, with China and India in the lead. On the other hand, the increase will be much lower in the EU. In many countries there will be a decline, which is also anticipated in the USA. This trend is connected mainly with the anticipated general decline in energy consumption in the EU due to appliance of energy savings measures, and also in the economically developed countries. Balance of leading global gas producers is shown in the following figure.

Obrázek 19 **Bilance předních světových producentů zemního plynu**
 Figure 19 **Balance of leading global gas producers**



Střednědobý horizont

Ve střednědobém výhledu do roku 2030 lze očekávat nejprve pokračující celosvětovou nerovnováhu mezi nabídkou a poptávkou zemního plynu. Na přelomu druhé dekády se na trhu pravděpodobně objeví více než 100 mld. m³ plynu ve formě LNG, jehož konzumenty by měly být především asijské státy. Na základě provedených analýz lze předpokládat rovněž oživení poptávky v sektoru výroby elektrické energie v EU. V druhé polovině zkoumaného období se očekává vyrovnanější vztah nabídky a poptávky na světových trzích, a tudíž i postupné snižování dostupnosti relativně levného plynu. Pokračování růstu spotřeby plynu v elektroenergetice jako náhrady za uhelné zdroje bude záviset na úpravách systému EU ETS či na jiném znevýhodnění zdrojů více emitujících skleníkové plyny a škodliviny.

Dlouhodobý horizont

Ve výhledu po roce 2030 by měla být situace na světových trzích s plynem a LNG opět v rovnováze a poptávka poroste zejména v rozvíjejících se zemích. Spotřeba zemního plynu zde bude stimulována nejen hospodářským růstem, ale také požadavky na ochranu ovzduší. Zásoby zemního plynu ve světě i přes odhadovaný růst poptávky výrazně převýší horizont roku 2050 o více než 100 let. Dodávky plynu ve formě LNG by měly nahradit klesající produkci zemního plynu v EU i v Norsku. Hlavním dodavatelem plynu do Evropy však pravděpodobně zůstane Rusko.

Medium-term horizon

In the medium-term horizon outlook until 2030, first of all, the continuation of the global imbalance between gas demand and supply is anticipated. At the beginning of the second decade, over 100 bcm of gas in the form of LNG will appear on the market, to be consumed primarily by Asian countries. Based on the conducted analyses, the revival of demand in the EU's electricity production sector can be also anticipated. In the second half of the examined period, a more balanced relationship between supply and demand on the global market is anticipated, and therefore also a gradual decrease in availability of relatively cheap gas. The continuation of increasing gas consumption in the electricity industry as a substitute for coal sources will depend on the adjustments in the EU ETS system or other measures limiting the sources of emissions.

Long-term horizon

In the outlook after 2030, the situation on global markets with gas and LNG should be balanced again, and demand will grow mainly in developing countries. Natural gas consumption will be stimulated not only by economic growth, but also by the demands for air quality protection. Despite the estimated increase in demand, global natural gas reserves will significantly exceed the 2050 horizon (by over 100 years). Gas supplies in the form of LNG should replace the dwindling production of natural gas in the EU and Norway. However, Russia will probably remain the major supplier of gas to Europe.

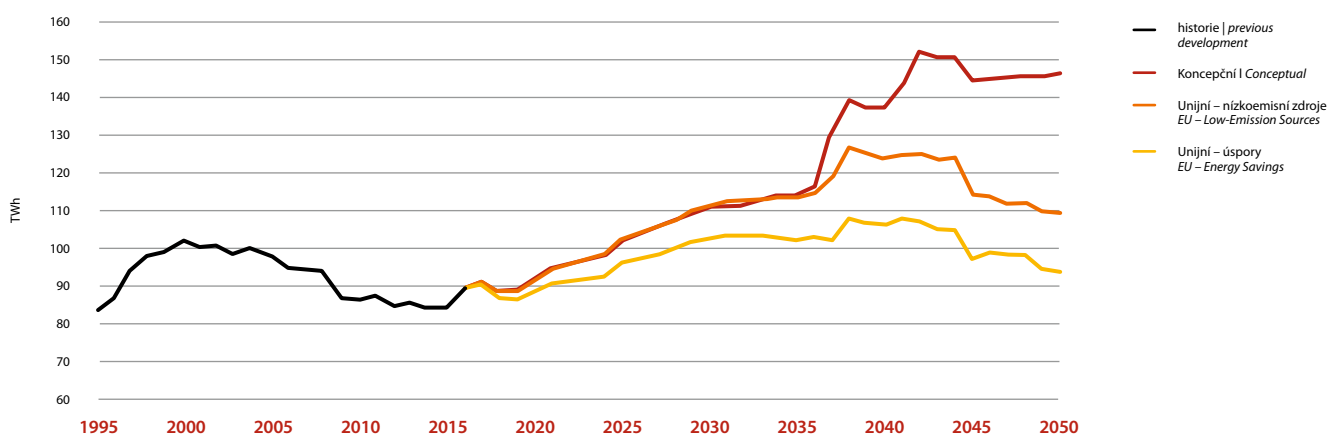
POPTÁVKA PLYNU

Volba směru vývoje energetiky bude mít na poptávku plynu zásadní vliv. Vedle hospodářského vývoje bude pro poptávku plynu důležitým vlivem především využití plynu při monovýrobě elektřiny a v kombinované výrobě elektřiny a tepla a obecně při náhradě fosilních paliv, především tuzemského hnědého uhlí. Analýza ukazuje, že nejvyšší poptávky plynu by ČR dosahovala v případě rozvoje dle Státní energetické koncepce. V porovnání s minulými řešeními je nynější poptávka plynu v případové studii Konceptční výrazně vyšší, a to zejména z důvodu přehodnocení názoru na termíny odstavení a zprovoznování jaderných bloků a odklon od využití hnědého uhlí. Celková spotřeba plynu je uvedena na následujícím obrázku.

DEMAND FOR GAS

Choice of the development path of energy industry will affect demand for gas significantly. Besides general economic development, utilization of gas for monoproduction of electricity, CHP and substitution for fossil fuels (mainly for domestic brown coal) will be other important influences. The analysis shows that the highest demand for gas in the Czech Republic will be achieved in the development according to SEP. In comparison to solutions from previous years, actual demand for natural gas is significantly higher in the Conceptual case study. This is due to reassessment of shutdown and commissioning dates for new nuclear blocks, and part away from brown coal utilization. Total gas consumption is shown in the following picture.

Obrázek 20 **Celková spotřeba plynu**
Figure 20 **Total gas consumption**



Střednědobý horizont

- > Již ve střednědobém horizontu se vývoj poptávky plynu dle případových studií významně liší, což je způsobeno především rozdíly v míře aplikace úspor a v míře využití plynu při monovýrobě elektřiny a v kombinované výrobě elektřiny a tepla.
- > Konceptční případová studie předpokládá v roce 2030 celkovou spotřebu plynu se zahrnutím CNG/LNG ve výši 110 TWh, což je oproti roku 2016 nárůst přibližně 24%; ve stejné kategorii je to pro případovou studii Unijní – úspory 102 TWh a pro případovou studii Unijní – nízkoemisní zdroje pak 111 TWh.

Medium-term horizon

- > Already in the medium-term horizon, the development of demand for gas differs significantly according to presented case studies. This is due to differences in achieving different degree of energy savings application, but also because of utilization of natural gas for electricity monoproduction and CHP.
- > The Conceptual case study counts on total gas consumption to be 110 TWh in 2030 (CNG/LNG included). This is a 24% higher level compared to 2016. In the same category, the case study EU – Energy Savings the level is 102 TWh, for the EU – Low-Emission Sources it is 111 TWh.

Dlouhodobý horizont

- > Všechny případové studie předpokládají růst poptávky plynu přibližně do roku 2040, přičemž nejnižší nárůst předpokládá případová studie Unijní – úspory, což je dáno předpokladem dosahování limitně vysokých úspor energie obecně, tedy i tepla z CZT a elektřiny.
- > Koncepční případová studie předpokládá v roce 2050 hodnotu celkové spotřeby plynu ve výši 146 TWh, což je hodnota srovnatelná s hodnotou u případové studie Decentrální z řešení v roce 2016.
- > Ze srovnání několika posledních výhledů poptávky dále plyne, že případová studie Unijní – úspory je hodnotami poptávky blízká případové studii Nízkoemisní z řešení v roce 2015.
- > Obě Unijní případové studie předpokládají výrazně nižší nárůst poptávky plynu, a to především z důvodu výrazně nižšího očekávaného využití plynu pro monovýrobu elektřiny a pro KVET, což je dáno jen omezeným využitím plynu v nízkoemisní energetice.
- > Využití plynu pro monovýrobu elektřiny a KVET bude nejvýraznějším faktorem vývoje poptávky plynu v ČR, a to zejména, pokud by se vyvíjela dle případové studie Koncepční.
- > Vedle monovýroby elektřiny a KVET bude pro rozvoj poptávky plynu určující využití při náhradě tříděného hnědého tuzemského uhlí a využití v dopravě ve formě CNG a LNG. Využití CNG a LNG v dopravě bude podle aktuálního výhledu dočasné.
- > Srovnání posledních devíti výhledů poptávky plynu, které jsou provedeny pro tři nejvýznamnější způsoby diferenciací rozvoje energetiky (míra emisivity, míra decentralizace a způsob dosažení dekarbonizace), ukazuje, že poptávka plynu ČR by do roku 2050 téměř jistě neměla klesnout pod přibližně 100 TWh, ale také by neměla narůst nad přibližně 150 TWh.

ZDROJE A PŘEPRAVNÍ TRASY PRO ČESKO

Rostoucí poptávka plynu v teplárenství a elektroenergetice s sebou nese riziko prohloubení energetické závislosti ČR. Pouze necelá 2 % plynu na českém trhu pochází z domácí těžby, zbytek spotřeby pokrývá dovoz ze zahraničí, především z Ruska (fyzicky je to téměř 100 %, obchodně přibližně 64 %). Dovošní závislost by se výrazně nesnížila ani v případě většího využití tuzemských nekonvenčních zdrojů plynu.

Long-term horizon

- > All case studies assume that demand for gas will grow until approximately 2040, while the smallest increase is anticipated in the EU – Energy Savings case study, which follows from the assumption that the maximum level of energy savings in general (i.e. including heat from district heating and electricity) will be reached.
- > In 2050, the Conceptual case study anticipates that the total consumption of gas will amount to 146 TWh, which is a value comparable to that in the Distributed case study from 2016 study.
- > The comparison shows that the EU – Energy Savings case study is close to the values of demand of the Low-Carbon case study from 2015 study.
- > Both EU case studies anticipate a significantly lower increase in demand for gas, primarily due to the significantly lower anticipated utilization of gas for electricity monoproduction and for CHP. This is caused by limited utilization of natural gas in the low-carbon energy industry.
- > Utilization of gas for electricity monoproduction and for CHP will be the most significant factor in the development of demand for gas in the Czech Republic; particularly if it all goes like in the Conceptual case study.
- > Besides monoproduction of electricity and CHP, utilization of gas as reason of substitution for dwindling brown coal and utilization of CNG or LNG in transportation will be the most significant factors for development of demand.
- > The comparison of the last nine outlooks of demand for gas, which are carried out for the three most important ways of differentiation of the energy industry development (degree of emissivity, degree of decentralization and way of decarbonisation), it shows that demand for gas in the Czech Republic should not drop under 100 TWh by 2050, and also that it should not exceed approximately 150 TWh.

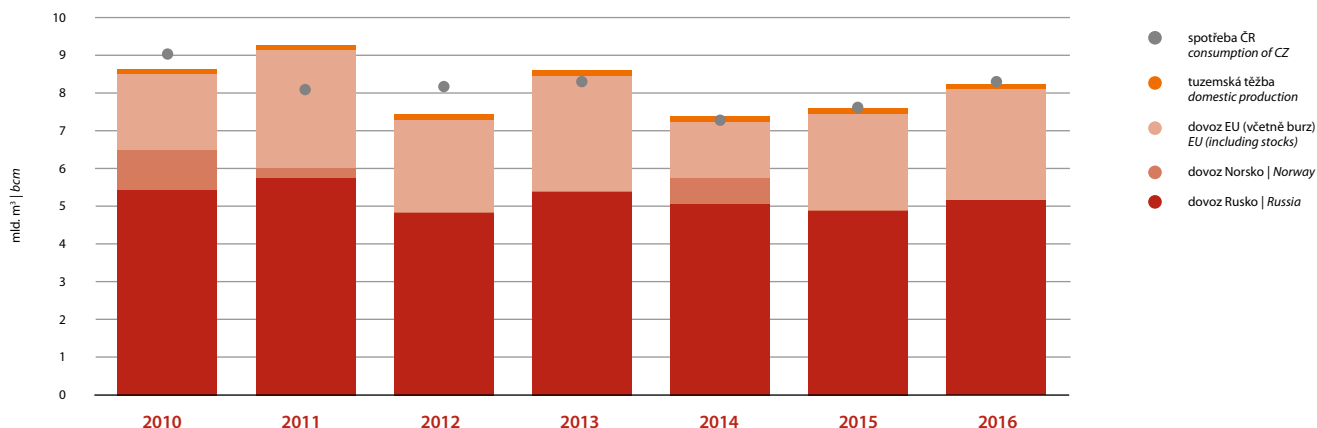
SOURCES AND TRANSMISSION ROUTES FOR THE CZECH REPUBLIC

The growing demand for gas in strategic sectors (heating and electricity industries) brings the risk of greater dependence of the Czech Republic on foreign raw materials. Only 2% of gas on the Czech market comes from domestic production; the rest of the consumption was covered by imports, mainly from Russia (physically almost 100%, in terms of trading around 64%). Import dependence would not decrease significantly with the greater utilization of domestic non-conventional sources of gas.

Z výsledků analýz vyplývá, že tuzemská produkce by mohla být navýšena o přibližně 1,9 TWh (183 mil. m³) syntetického metanu vyrobeného pomocí technologie P2G. Takovou úroveň vyžaduje limitní rozvoj obnovitelných (především fotovoltaických) zdrojů, u nichž je nezbytné zapojení sezonní akumulace. Své uplatnění může mít i biometan, jehož vtlačení do sítě však není v Dlouhodobé rovnováze uvažováno. Zde by se mohlo jednat, s předpokladem stálé výroby na úrovni roku 2016, o 8 TWh (750 mil. m³). Zásoby břidličného plynu na území ČR nebyly dosud stanoveny, a nelze tedy počítat s tím, že by ve sledovaném horizontu zásadním způsobem ovlivnily závislost ČR na dovozu plynu. Bilanci zemního plynu v ČR ukazují následující obrázek a tabulka.

The results of analyses show that domestic production could be increased by approximately 1.9 TWh (183 mcm) of synthetic methane, produced by P2G technology. Such a level requires the maximum development of renewable (in particular photovoltaic) sources, for which the inclusion of seasonal accumulation is necessary. The use of biomethane is also possible. Injection of biomethane is not assumed in The Long-term Balance. However, it could be 8 TWh (750 mcm) of energy. Shale gas reserves have not been determined in the Czech Republic yet, and therefore it is unlikely that they would significantly influence the dependence of the Czech Republic on gas imports in the examined horizon. Balance of natural gas in the Czech Republic is shown in the following figure and table.

Obrázek 21 **Bilance zemního plynu v ČR**
Figure 21 **Balance of natural gas in the Czech Republic**



Tabulka 5 **Syntetický metan a domácí těžba plynu**
Table 5 **Synthetic methane and domestic production**

jednotka unit	kategorie plynu type of gas	případová studie case study	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
mil. m ³ mcm	tuzemská těžba z ložisek (bez důlního plynu) domestic production from fields (without shaft gas)	Koncepční Conceptual	148	148	148	148	148	148	148	148
		Unijní – úspory EU – Energy Savings	111	111	111	111	111	111	111	111
	syntetický metan synthetic methane	Unijní – úspory EU – Energy Savings	0	0	0	0	0	0	52	62
		Unijní – nízkoe emisní zdroje EU – Low-Emission Sources	0	0	0	0	4	24	87	183
GWh	tuzemská těžba z ložisek (bez důlního plynu) domestic production from fields (without shaft gas)	Koncepční Conceptual	1 570	1 570	1 570	1 570	1 570	1 570	1 570	1 570
		Unijní – úspory EU – Energy Savings	1 177	1 177	1 177	1 177	1 177	1 177	1 177	1 177
	syntetický metan synthetic methane	Unijní – úspory EU – Energy Savings	0	0	0	0	0	0	551	661
		Unijní – nízkoe emisní zdroje EU – Low-Emission Sources	0	0	0	0	42	255	919	1 943

V roce 2017 skončil dvacetiletý kontrakt na dovoz norského plynu. V posledních letech se však norský plyn podílel na dovozu již pouze minimálními objemy a pro dodavatele se stalo výhodnější nakupovat plyn pro ČR na evropských burzách. Podíl plynu tradičních evropských producentů jako Norsko, Nizozemí a Velká Británie se na celoevropské úrovni začne snižovat v důsledku klesající produkce. Případnou rostoucí poptávku po zemním plynu tak bude ještě ve větší míře pokrývat plyn dodávaný z Ruska a plyn ve formě LNG. Zvýšené poptávce po ruském plynu budou muset být přizpůsobeny také přepravní trasy. Jednou z hlavních neznámých je budoucnost přepravní trasy přes Ukrajinu.

Střednědobý horizont

Do roku 2020 bude Rusko dodávat zemní plyn do zemí EU s využitím všech aktuálně dostupných hlavních tranzitních tras. Po roce 2020 se předpokládá omezení tranzitu plynu přes Ukrajinu na úroveň, která bude záviset na kapacitě nových přepravních tras (Nord Stream II a TurkStream) a poptávce EU po ruském plynu. Z analýz vyplývá, že do roku 2030 bude při očekávané úrovni poptávky v EU ukrajinský tranzit nadále využíván. Z hlediska zásobování ČR plynem tato situace neznamena významnější bezpečnostní riziko. Většina zemního plynu je pro potřeby ČR dodávána již dnes ze severozápadního směru, tedy bez využití ukrajinské přepravní trasy. Z finančního pohledu je uzavření či snížení ukrajinského tranzitu výhodné pro provozovatele české přepravní soustavy, a to díky přesměrování dodávek do Itálie a Rakouska přes území ČR.

Přístup ČR k terminálům LNG v Polsku (Świnoujście) a Chorvatsku (Adria) může být přínosný z hlediska rozšíření zdrojového portfolia, ale vzhledem k paritě ceny LNG a ruského plynu v Evropě je zájem ze strany obchodníků na zásobování ČR z těchto terminálů velmi nepravděpodobný. V případě krizové situace (např. v důsledku přerušení dodávek z Ruska) by k zásobování ČR plynem z LNG terminálů Świnoujście a Adria mohlo dojít pouze v hypotetické rovině. Společná kapacita obou terminálů dosáhne maximálně 13 mld. m³ ročně, zatímco spotřeba států ležících na Severojižním koridoru – Chorvatsko, Slovensko, Maďarsko, Rakousko, ČR, Polsko – se pohybuje okolo 48 mld. m³ ročně (z toho Polsko 17 mld. m³). Protože Polsko nedisponuje významnými skladovacími kapacitami (3 mld. m³), byla by jeho spotřeba v krizové situaci pravděpodobně kryta právě z terminálu Świnoujście. Slovensko, Maďarsko a Rakousko naopak disponují vysokými skladovacími kapacitami (celkem 18 mld. m³). Jejich celková roční spotřeba přitom činí přibližně 23 mld. m³. Proto by v případě krize mohly tyto státy plně využít potenciál zásobníků plynu.

In 2017, the twenty-year contract on imports of Norwegian gas has already expired. However, in recent years, Norwegian gas has contributed to imports only in minimal volumes, and it has been profitable to buy gas for the Czech Republic at European hubs. The share of gas from traditional European producers, like Norway, the Netherlands and Great Britain, will begin to decrease at the European level due to diminishing production. The potential growth of demand for natural gas will be covered to a greater extent by gas supplied from Russia and gas in the form of LNG. The increased demand for Russian gas will have to be adapted to transmission routes. One of the major unknowns is the future of the transmission route going through Ukraine.

Medium-term horizon

By 2020, Russia will be supplying natural gas to EU countries using all the currently available major transit routes. After 2020, they will limit the transit of gas through Ukraine to a level that will depend on the new transmission routes (Nord Stream II and TurkStream) and the demand for Russian gas in the EU. Nevertheless, analyses show that at the anticipated level of demand in the EU, Ukrainian transit will still be used until 2030. In terms of supplying gas to the Czech Republic, this situation does not pose a significant security risk. The majority of natural gas for the needs of the Czech Republic is already being supplied from west, i.e. without using the Ukrainian transmission route. From a financial point of view, the termination of or a reduction in Ukrainian transit would bring advantages to the operators of the Czech transmission system due to the redirection of supplies to Italy and Austria via the Czech Republic.

An access to LNG terminals in Poland (Świnoujście) and Croatia (Adria) may be beneficial for the Czech Republic in terms of the expansion of the source portfolio, but given the parity price of LNG and Russian gas in Europe, interest of traders in supplying the Czech Republic from these terminals is very unlikely. In the event of a crisis (e.g. disruption of supply from Russia), the provision of gas from the LNG terminals in Świnoujście and Adria to the Czech Republic could only occur hypothetically. The joint capacity of both terminals will reach 13 bcm a year at most, while the consumption of the countries associated to the North-South corridor – Croatia, Slovakia, Hungary, Austria, the Czech Republic and Poland – is around 48 bcm a year (of which only Poland consumes 17 bcm). Because Poland does not have any significant gas storage capacities (3 bcm); its consumption in case of crisis would be covered most likely from the Świnoujście terminal. On the other hand, Slovakia, Hungary and Austria have high storage capacity (18 bcm in total) when related to their annual consumption (23 bcm in total). Therefore, in a crisis, they could cover their consumption using their gas storages.

Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu se bude využití zdrojů plynu pro potřeby ČR výrazně odvíjet od situace na evropských trzích. Očekávat lze větší podíl LNG dodávek, mj. z oblastí dosud nevyužívaných (USA, Kanada), a zároveň nárůst dodávek plynu z Ruska. Při úspěšném dokončení všech tří etap Jižního plynového koridoru by nabídka na evropských trzích, včetně ČR, mohl doplnit také plyn z oblasti Kaspického moře a Blízkého východu. Z pohledu objemu není zásobování ČR plynem do roku 2050 ohroženo ani pro nejvyšší rozvoj poptávky dle případové studie Koncepční. Pro zásobování ČR z pohledu diverzifikace dopravních tras však dále poroste riziko přílišné závislosti na ruském plynu v situaci, kdy nebude vybudován Severojižní koridor ani související zahraniční přepravní trasy.

INFRASTRUKTURA PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

Plynárenská infrastruktura v ČR je velmi rozvinutá a schopna reagovat na měnící se podobu tranzitu plynu přes její území. Změny směrů toků plynu napříč Evropou výraznou měrou ovlivní budoucí rozvoj tranzitní soustavy. Rozvojové projekty nových mezinárodních plynovodů a klesající těžba plynu v Evropě budou v budoucnu určovat směr tranzitních toků. Tranzitní část přepravní soustavy je z pohledu nynější poptávky i současného tranzitu dostatečně dimenzovaná. Kapacity hraničních předávacích stanic ukazuje následující obrázek. Zásobování severní Moravy a Slezska je podmíněno spoluprací provozovatele přepravní soustavy s provozovateli tamních zásobníků. Region je totiž zásobován jedinou linií vnitrostátní přepravní soustavy o průměru 700 mm a roční kapacitě okolo 4 mld. m³.

Long-term horizon

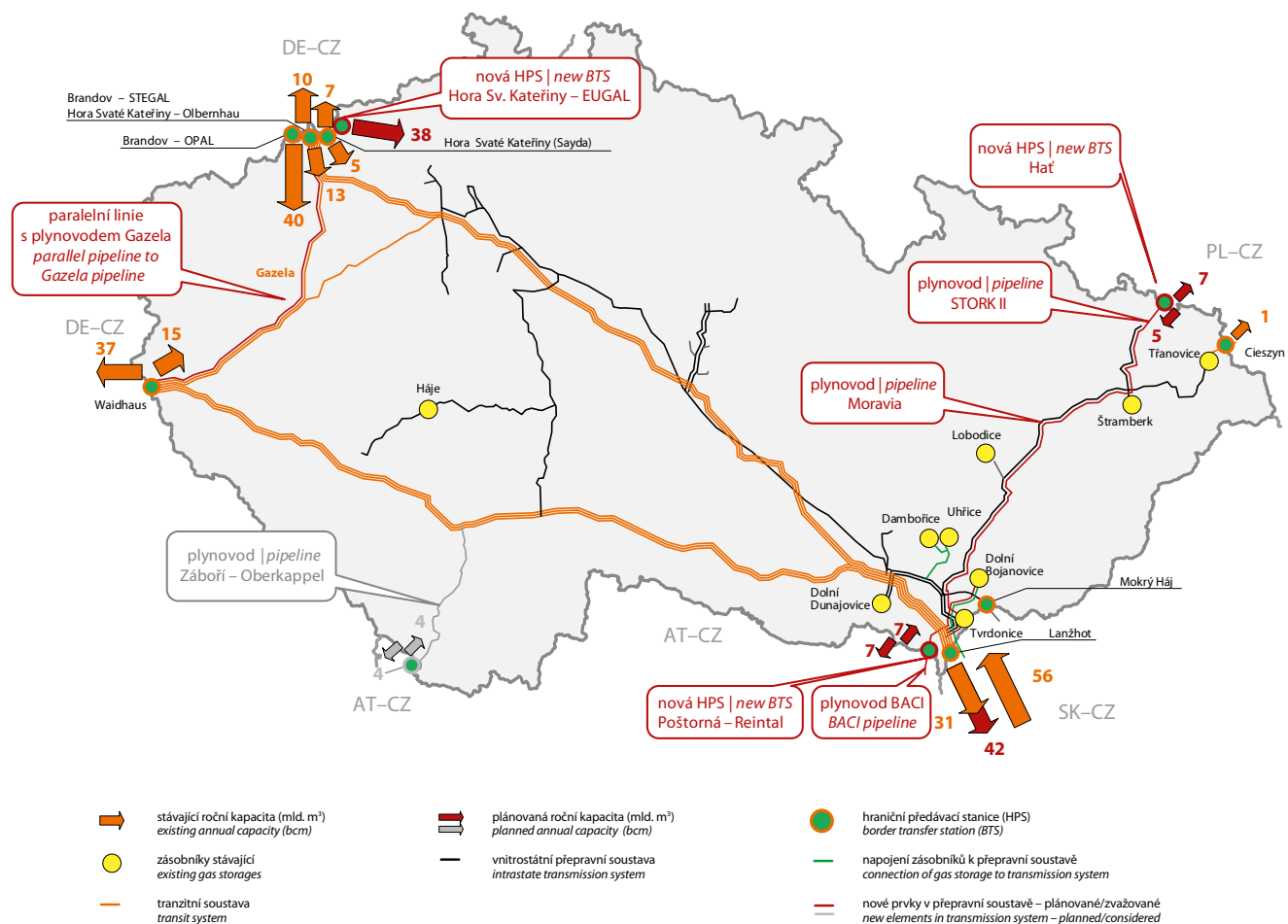
In the long-term horizon, the utilization of gas sources for the needs of the Czech Republic will depend significantly on the situation on European markets. A greater share of LNG supplies is anticipated, also from the areas so far not used (the US, Canada), together with supplies of gas from Russia. If all three stages of the Southern Gas Corridor are finished successfully, the offer on European markets, including the Czech Republic, could be supplemented by gas from the areas of the Caspian Sea and the Middle East. In terms of volume, until 2050 the supply of gas to the Czech Republic is not threatened, even given the greatest development of demand according to the Conceptual case study. In terms of diversification of transmission routes for gas supplies to the Czech Republic, there is a risk of growing dependence on Russian gas if the North-South corridor and the connecting foreign transmission routes are not built.

GAS SYSTEM INFRASTRUCTURE

The Czech gas system infrastructure is well developed and able to react to the changing shape of gas transit across its territory. Changes of flows directions across the Europe will greatly influence the future development of the transit system. New international pipeline development projects and the decreasing extraction of gas in Europe will determine the directions of transit flows in the future. The transit pipelines of the transmission system are, in terms of the current demand and transit, sufficiently dimensioned. Supplies to northern Moravia and Silesia are conditioned by the cooperation of the transmission system operator and the operators of local gas storage facilities, as the region is supplied by a single line of the intrastate transmission system with diameter of 700 mm and annual capacity of 4.0 bcm.

Obrázek 22
Figure 22

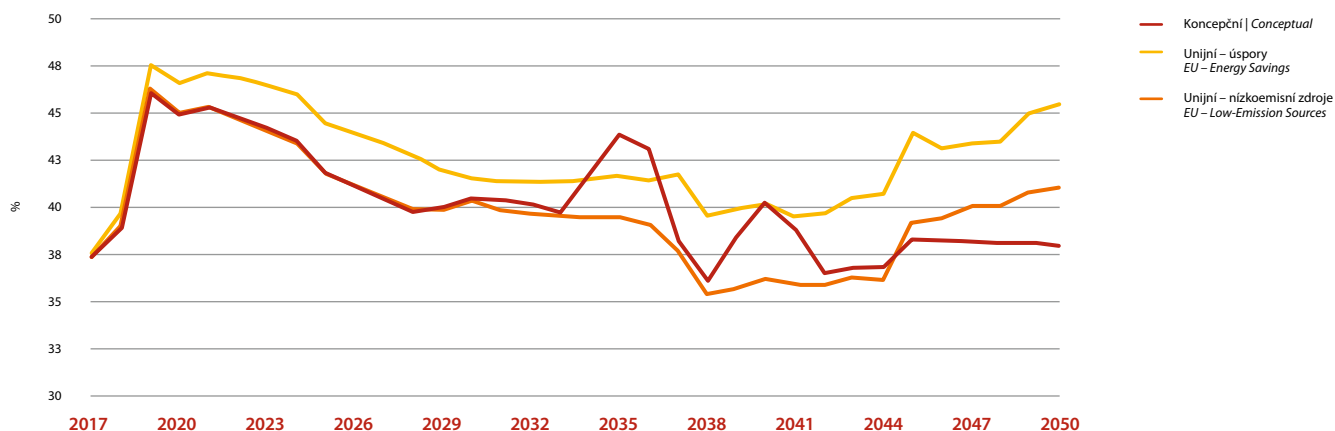
Možnosti rozvoje přepravní soustavy
Options for the development of the transmission system



Kapacita zásobníků i jejich čerpací a vtláčecí výkony jsou úměrné nynější poptávce plynu v ČR. Povinnost obchodníků zajistit bezpečnostní standard dodávek chráněným zákazníkům se prozatím neprojevila zvýšenou poptávkou po skladovacích kapacitách, a tudíž ani na ceně skladovací kapacity zásobníků, které nabízeli jejich provozovatelé v aukcích. Dlouhodobé udržování cen skladovací kapacity na úrovni či pod úrovní provozních nákladů odrazuje od investic do rozšíření zásobníkových kapacit. V některých zemích EU dokonce nepříznivá situace přiměla provozovatele uzavřít či pozastavit provoz některých zásobníků plynu. V roce 2017 začali o takové možnosti hovořit i čeští provozovatelé zásobníků. Poměr kapacity zásobníků ke spotřebě je uveden na následujícím obrázku.

The capacity of gas storage facilities and their withdrawal and injection capacities are proportionate to the demand for gas in the Czech Republic. The traders' obligation to provide a secure standard of supply to protected customers has not yet been reflected in the increased demand for storage capacity, and hence not in the price of the storage capacity of gas storage facilities. Long-term maintenance of storage costs at or below operating costs discourages investments into expanding storage capacities. In some EU countries, the unfavourable situation has even forced some operators to shut down or stop the operation of some gas storage facilities. In 2017, some Czech operators of gas storages started to talk about this possibility as well. Ratio of gas storage capacity to consumption is shown in the following figure.

Obrázek 23 **Poměr kapacity zásobníků ke spotřebě**
Figure 23 Ratio of gas storage capacity to consumption



Střednědobý horizont

Ve střednědobém horizontu lze očekávat realizaci projektů, které reagují na změnu směru tranzitních toků přes ČR směrem do Rakouska, Itálie a jižního Německa. Jedná se především o rozšíření stávající hraniční předávací stanice Hora Svaté Kateřiny a o vybudování paralelní linie plynovodu Gazela. Úpravy provedené v roce 2016 na kompresní stanici ve Veselí nad Lužnicí již umožňují přepravu plynu ve směru Přimda–Lanžhot. Soubor těchto projektů navýší přepravní kapacitu mezi obchodními oblastmi Gaspool (Německo) a CEGH (Rakousko). K tomu má posloužit i plánovaný plynovod BACI. Projekt má šanci uspět spíše v redukovaném rozsahu do 7 mld. m³ ročně s tím, že dojde k navýšení výstupní kapacity na profilu CZ–SK na stanici Lanžhot o 11 mld. m³ ročně. Při rozhodování o výsledné kapacitě projektu BACI bude důležitý případný zájem obchodníků o využívání virtuálního propojení CZ–AT (služba TRU) o roční kapacitě 850 GWh (80 mil. m³). Služba TRU by měla být v provozu od roku 2018 a jedná se o koordinovanou kapacitu sjednanou mj. se slovenským přepravcem – společností eustream.

Medium-term horizon

The realization of projects that react to the changes in the direction of transit flows across the Czech Republic in the direction to Austria, Italy and Germany can be anticipated in long term. This means, in particular, the enlargement of a border transfer station in Hora Svaté Kateřiny, and a construction of a new pipeline parallel to the Gazelle pipeline. The adjustments conducted in 2016 to the compressor station at Veselí nad Lužnicí already allow the transmission of gas in the Přimda–Lanžhot direction. These projects will increase the transmission capacity between the Gaspool trading area (Germany) and CEGH (Austria). The planned BACI pipeline would serve the same purpose. The project has the chance to succeed to the reduced extent of up to 7 bcm a year with an increase of the exit capacity on the CZ–SK profile at the Lanžhot station of 11 bcm a year. The traders' interest in the utilization of the virtual CZ–AT interconnection (TRU service), with an annual capacity of 850 GWh (80 mcm) which should be in operation since 2018, might also play a role. It is a cooperated capacity that was negotiated with the Slovak TSO – eustream company.

Na rok 2022 je plánována realizace tuzemského plynovodu Moravia. Plynovod Moravia je jednoznačně přínosný pro zásobování střední a severní Moravy a Slezska plynem a bez jeho realizace nelze uskutečnit rozvoj zdrojové základny ES ani v jedné z řešených případových studií. Tento projekt bývá často přehodnocován a dosud není jisté, kdy bude plynovod zprovozněn. Podobná je situace i u navazujícího plynovodu STORK II, který by umožnil propojit region s polskou soustavou. Propojení CZ–PL by bylo užitečné z důvodu větší diverzifikace zdrojů a z hlediska většího propojení trhů, aktuálně však naráží na pokles zájmu polské strany a technicky pak na fakt, že polské sítě v místě propojení disponují nižším provozním tlakem než česká strana.

Případná realizace propojení BACI a STORK II nebude mít přímý vliv na zabezpečení dodávek plynu do ČR, přestože mohou navýšit diverzitu tras vedoucích do ČR. BACI umožní obchodníkům vyhnout se poplatkům spojeným s přepravou plynu do Rakouska a Itálie přes Slovensko. V případě plynovodu STORK II se nabízí především tranzit plynu do Polska. Termín realizace plynovodu Záboří–Oberkappel je neznámý, projekt byl odložen na neurčito a ve střednědobém horizontu nejspíše realizován nebude.

Střednědobě není očekáváno zprovoznění žádného nového zásobníku, bude pouze postupně zprovožňována plná kapacita zásobníku Dambořice. V roce 2019 je pak plánováno napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou plynárenskou soustavu. Podíl zásobníkové kapacity a spotřeby pak bude činit 40 až 48 %, a bude tedy s rezervou naplněn požadavek SEK.

Dlouhodobý horizont

Nelze jednoznačně určit, jak nové zásobovací trasy z jižního směru (TurkStream, Jižní koridor atd.) změní situaci na evropském trhu s plynem. Širší zdrojové portfolio by navýšilo nabídku na trhu a pravděpodobně posílilo změnu směrů toků plynu v Evropě. Dlouhodobé obchodování bude pravděpodobně ve větší míře nahrazováno krátkodobým obchodováním na burzách. Rozvoj infrastruktury bude silně vázán na požadavky trhu a bude jej následovat. Česká soustava pravděpodobně nebude v dlouhodobém horizontu výrazně navyšovat svou přepravní kapacitu. Od roku 2035 bude plynovod Gazela zpřístupněn rovněž třetím stranám (výjimka byla udělena pouze ve směru Brandov–Waidhaus). S ohledem na očekávaný růst poptávky by pro naplnění požadavku SEK bylo potřeba v závislosti na případové studii do roku 2050 zprovoznit až 1,2 mld. m³ nové zásobníkové kapacity. Podrobnější komentář je v následujícím textu.

The construction of the intrastate Moravia pipeline is planned for 2022. The Moravia pipeline is unequivocally helpful for supplying northern Moravia and Silesia. Once it is not realized, development of source base of power system is not then possible in any case study. This project has been revised many times until now and it is not still sure when and if the pipeline will be constructed. The situation with the next pipeline, STORK II, which would allow connection of the region to the Polish system, is similar. The CZ–PL interconnection would be useful for greater diversification of sources and in terms of greater market interconnection. Currently, however, it is hampered by a decline in interest on the Polish side and the fact that in the connection place, the Polish networks operate under lower pressures than on the Czech side.

Whether the construction of BACI and STORK II pipelines will or will not take place will have direct effect on securing gas supplies for the Czech Republic, although these projects could increase the diversification of routes leading to the Czech Republic. BACI will help shippers to avoid charges related to the transmission of gas to Austria and Italy through Slovakia. In case of the STORK II pipeline, the option of exporting gas to Poland arises. The date of realization of the Záboří–Oberkappel gas pipeline project is unknown, as it was postponed indefinitely and will probably not be implemented in the medium-term horizon.

In the medium-term horizon, there is no anticipated commissioning of a new gas storage facility; only the operational capacity of the Dambořice facility will be increased. In 2019, connection of gas storage in Dolní Bojanovice to Czech gas system is planned. In relation to consumption and storage capacities, this indicator will thus be met 40 up to 48%. Requirement of SEP will be fulfilled.

Long-term horizon

It is not possible to determine clearly how the new supply routes from the south (TurkStream, Southern Gas Corridor, etc.) will change the situation on the European gas market. More extensive portfolio would increase supply on the market and it will probably strengthen a change in directions of transit flows across Europe. Long-term trading will be probably replaced to greater degree with short-term trading at gas hubs. The development of infrastructure will be strongly related to the requirements of the market and will follow them. The Czech system will not change any more in terms of capacity dimensioning. In this period the third-party access exemption on the Gazelle pipeline will end (the exemption applies only in the Brandov–Waidhaus direction). In view of the anticipated increase in demand, meeting the SEP requirement would mean commissioning of 1.2 bcm of gas storage capacity. More details are in conclusions about operation of gas system.

PROVOZ PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

Česká plynárenská soustava je v současnosti provozována bez závažných výkyvů s vysokou mírou bezpečnosti. Stávající kapacita hraničních předávacích stanic je z hlediska objemu dostatečná jak pro současnou poptávku, tak pro její očekávaný vývoj dle jednotlivých případových studií. Nová přeshraniční propojení, zejména na Rakousko a Polsko, tak mohou mít spíše diverzifikační funkci (více viz výše).

Ze síťového hlediska je problematické zásobování střední a severní Moravy a Slezska, které leží mimo tranzitní systém a zároveň jsou zde umístěny tři zásobníky plynu (Lobodice, Štramberk a Třanovice) připojené do vnitrostátní přepravní soustavy. Odlišnosti mezi jednotlivými roky reflektují obchod s plynem (spekulace obchodníků – čekání na pokles ceny plynu) a silně teplotně závislou poptávku.

Růst denních i ročních spotřeb plynu bude způsoben především vyšším využitím plynu při monovýrobě elektřiny a v KVET. Vyšší spotřeba plynu, a především jeho využití při výrobě elektřiny si pak vyžádá adekvátní rozvoj zásobníkové kapacity: pro Konceptní případovou studii je požadován nejvyšší rozvoj, naproti tomu případová studie Unijní – úspory nevyžaduje nad rámec již existujících projektů další nové zásobníkové kapacity.

Ve všech případových studiích je soustava z pohledu provozu zásobníků provozovatelná přinejmenším na úrovni dnešní bezpečnosti a zajištěnosti zásobníkových kapacit. Pokud bude ČR požadovat vysoké zálohy dodávek plynu v situaci nízké rentability provozu zásobníků, bude muset přistoupit k jejich dotaci.

Navržený rozvoj tuzemských zásobníků plynu není jedinou možností, jak flexibilitu a zálohu v dodávkách plynu zajistit. Lze uvažovat o zajištění zásobníkové kapacity v zahraničí (bezpečnostní standardy požadují pro obchodované množství plynu zajištění zásob obecně v zemích EU) či se spolehnout na trh s plynem v krátkodobých horizontech (zde by bylo nutné mít zajištěný tok na mezistátním profilu). Obojí však s sebou nese navýšení závislosti na zahraničí, které je zejména v situaci, kdy bude plyn rutinně využíván k samostatné výrobě elektřiny a ke kombinované výrobě elektřiny a tepla, velmi riskantní. Podobně jako při zajištění provozní flexibility a zálohy pro provoz elektrizační soustavy i v případě plynárenské soustavy je v investičně nestabilním prostředí velké riziko, že flexibilita a záloha nebude dostupná obecně v celé EU. Výsledky analýz provozu shrnuje následující obrázek.

GAS SYSTEM OPERATION

The Czech gas system currently operates without serious fluctuations and with a high level of security. In terms of volume, the current capacity of border transfer stations is sufficient both for current demand and its anticipated development according to the individual case studies. New cross-border interconnections, particularly those with Austria and Poland, have the character of route diversification (more above) and their realization is not necessary for ensuring secure operation.

In terms of the network, the situation in supplying central and northern Moravia and Silesia is only conditionally good. These regions are located outside the transit system, and also, three gas storage facilities are located here (Lobodice, Štramberk and Třanovice), which are connected to the intrastate transmission system. Differences during years reflect situation on market (speculations of traders – waiting for lower price for natural gas) and consumption that is highly dependent on temperatures.

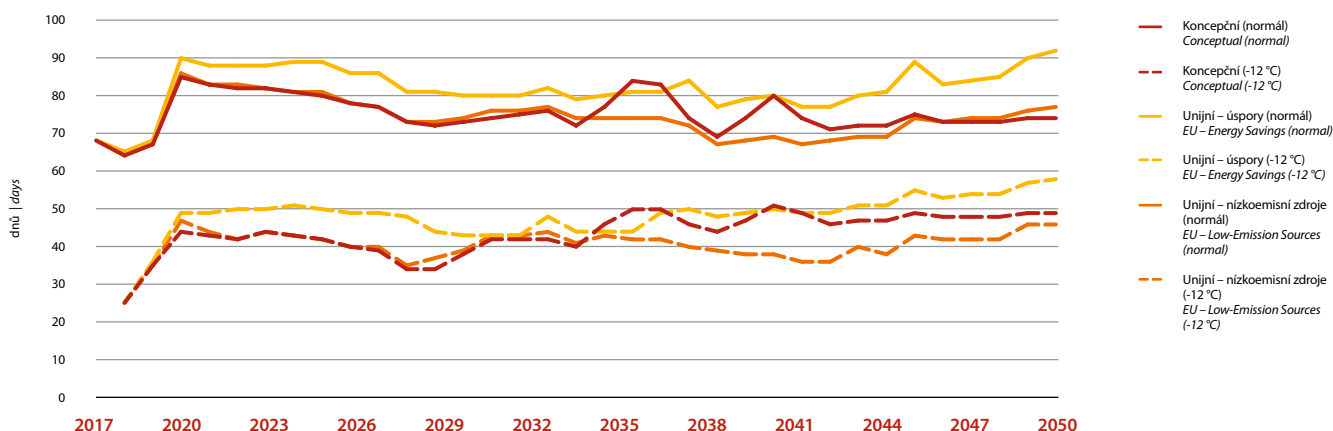
Growth of daily and also annual values of consumption will be caused mainly by higher use of natural gas for electricity generation and heat production in CHP. Higher gas consumption, and in particular, its utilization for electricity generation will require an adequate development of storage capacity: for the Conceptual case study the requirement is the highest; opposite to this, the case study EU – Energy Savings does not need any new storage capacity.

In all the proposed case studies, the gas system is operable at high level of reliability, in terms of actual state of storage capacity an operational reliability. If the Czech Republic will require high storage capacity, it will be needed to subsidy gas storage operation in the case of low rentability.

The designed development of domestic gas storages is not only possibility how to ensure flexibility and reserve for supplies. Foreign storage facilities can be taken into account (security standards require to storage gas anywhere in EU) or short-term trading (capacity must be reserved at borders). Both possibilities cause that the energy dependency on foreign countries is higher; mainly in situation when natural gas is widely used for electricity production or for CHP. Similarly, the same situation takes place in flexibility and ancillary services for source base of power system – in terms of gas infrastructure it is a significant threat in the unstable conditions for investments, that flexibility and reserves will not be accessible in the whole EU. Results of the analyses are shown in the following figure.

Obrázek 24
Figure 24

Počet dnů provozu bez omezení spotřeby při snížení dovozu plynu o 75%
Number of days of operation without limiting gas consumption with gas imports decreased by 75%



Střednědobý horizont

Výhled provozu plynárenské soustavy do roku 2030 charakterizují následující body:

- > bude se měnit provozní konfigurace sítě díky novým prvkům v infrastruktuře; je očekáván nárůst využití přepravních kapacit české přepravní soustavy po zprovoznění plynovodu EUGAL; toky plynu budou ve stále větší míře směřovat ze severozápadu na jihovýchod republiky,
- > ve všech sledovaných případových studiích dojde do roku 2030 k nárůstu maximálních denních hodnot spotřeby plynu v roce (o 24% pro případovou studii Konceptční, o 13% pro případovou studii Unijní – úspory a o 23% pro případovou studii Unijní – nízkoemisní zdroje),
- > v období do roku 2030 nebude kromě dosažení plné kapacity Dambořic a napojení Dolních Bojanovic potřeba další nové zásobníkové kapacity,
- > poměr kapacity zásobníků a teplotně přepočtené spotřeby neklesne u žádné z případových studií po výše uvedených navýšeních pod 40%.

Medium-term horizon

Outlook for gas system operation until 2030 can be summarized as follows:

- > operational configuration of the network will change due to new elements in it; in terms of transmission capacity utilization a growth is anticipated after commissioning of EUGAL; gas flows will flow in direction north-west to south-east of the Czech Republic in increasing number of cases,
- > in all the case studies, until 2030 there will be growth of maximum daily consumption volumes of natural gas (increase by 20% in the Conceptual case study, by 13% in the EU – Energy Savings and by 23% in the case study EU – Low-Emission Sources),
- > in the period until 2030 there will be no need of new storage capacity, except incremental capacity at Dambořice facility and connection of facility in Dolní Bojanovice to the Czech gas system.
- > ratio of storage capacity/gas consumption will not fall below 40% in any presented case study.

Dlouhodobý horizont

Výhled provozu plynárenské soustavy z pohledu zajištění denních bilancí poptávky a nabídky do roku 2050 charakterizují následující body:

- > i přes uvažovanou výstavbu jádra předpokládají všechny případové studie značný nárůst výroby elektřiny a tepla z plynu; za stávající konfigurace soustavy však nebude ze síťového hlediska možné všechny tyto zdroje do plynárenské sítě připojit; jedná se především o oblast střední a severní Moravy a Slezska; podmínkou připojení plynových zdrojů je realizace plynovodu Moravia či jiné řešení (výstavba paralelní větve souběžné se současnou linií DN 700 pouze na částečném úseku),
- > ve všech sledovaných případových studiích dojde do roku 2040 k nárůstu denních hodnot spotřeby plynu (o 32% pro případovou studii Koncepční, o 4% pro případovou studii Unijní – úspory a o 23% pro případovou studii Unijní – nízkoemisní zdroje),
- > do roku 2050 pak dojde k mírnému poklesu u případové studie Unijní – úspory a k mírnému nárůstu pro případové studie Koncepční a Unijní – nízkoemisní zdroje,
- > u případové studie Unijní – úspory nebude potřeba žádné nové zásobníkové kapacity; pro případovou studii Unijní – nízkoemisní zdroje bude pro naplnění požadavku SEK potřeba přibližně 200 mil. m³ nové kapacity a u případové studie Koncepční pak přibližně 1,2 mld. m³ nové kapacity.

TRH A EKONOMIKA

Převis nabídky nad poptávkou plynu spolu s poklesem cen plynu ve všech částech světa v posledních třech letech způsobil sblížení cen mezi jednotlivými trhy, včetně dopadu na cenovou hladinu plynu v EU. V roce 2016 byly průměrné ceny plynu na velkoobchodních trzích v EU proti americkým přibližně dvojnásobné a cena plynu s dodáním v následujícím měsíci v nejrozvinutějším evropském obchodním bodě TTF dosahovala průměrně necelých 15 EUR/MWh. Rozdíl mezi cenou plynu na evropských plynárenských burzách a průměrnou cenou ruského plynu dodávaného do ČR se vychýloval během roku krátkodobě ve prospěch obou stran a činil maximálně 4 EUR/MWh. Cena plynu produkovaného i dováženého do Evropy se stále více odvíjí od tržního mechanismu na základě nabídky a poptávky. Přesto existují mezi jednotlivými evropskými regiony stále výrazné rozdíly. Ve střední Evropě přetrvává navázání na cenu ropy již jen u méně než třetiny objemu veškerého obchodovaného plynu. Fyzická i obchodní propojenost českého trhu s německým umožňuje téměř dokonalou korelaci českých velkoobchodních cen plynu s cenami v oblasti severozápadní Evropy. Hlavní evropské spotové burzy s plynem jsou na následujícím obrázku.

Long-term horizon

Outlook for gas system operation until 2050, in terms of securing daily balances of demand and supply, can be summarized as follows:

- > despite anticipated construction of new nuclear blocks, all the case studies counts on significant growth in electricity production and heat energy from natural gas; supposing actual configuration, it will not be possible to connect all these sources to the gas network, mainly in north and central Moravia and Silesia. Connection will be possible under condition of realization of new Moravia pipeline, or another solution (construction of new only partial parallel pipe to actual DN 700), until 2040 in all the cases and case studies, there will be growth of daily values of consumption (by 32% for the Conceptual case study, by 4% in the EU – Energy Savings and by 23% in the case of EU – Low-Emission Sources),
- > until 2050 a slight decrease of daily values of consumption will occur in case studies EU – Energy Savings, and slight increase in cases of Conceptual and EU – Energy Savings case studies,
- > in case of EU – Energy Savings there will not be necessary to build new storage capacities; the case study EU – Low-Emission Sources anticipates fulfilment of SEP requirement with help of new 200 mcm capacity, and in the case of the Conceptual case study it is about 1.2 bcm of new capacity.

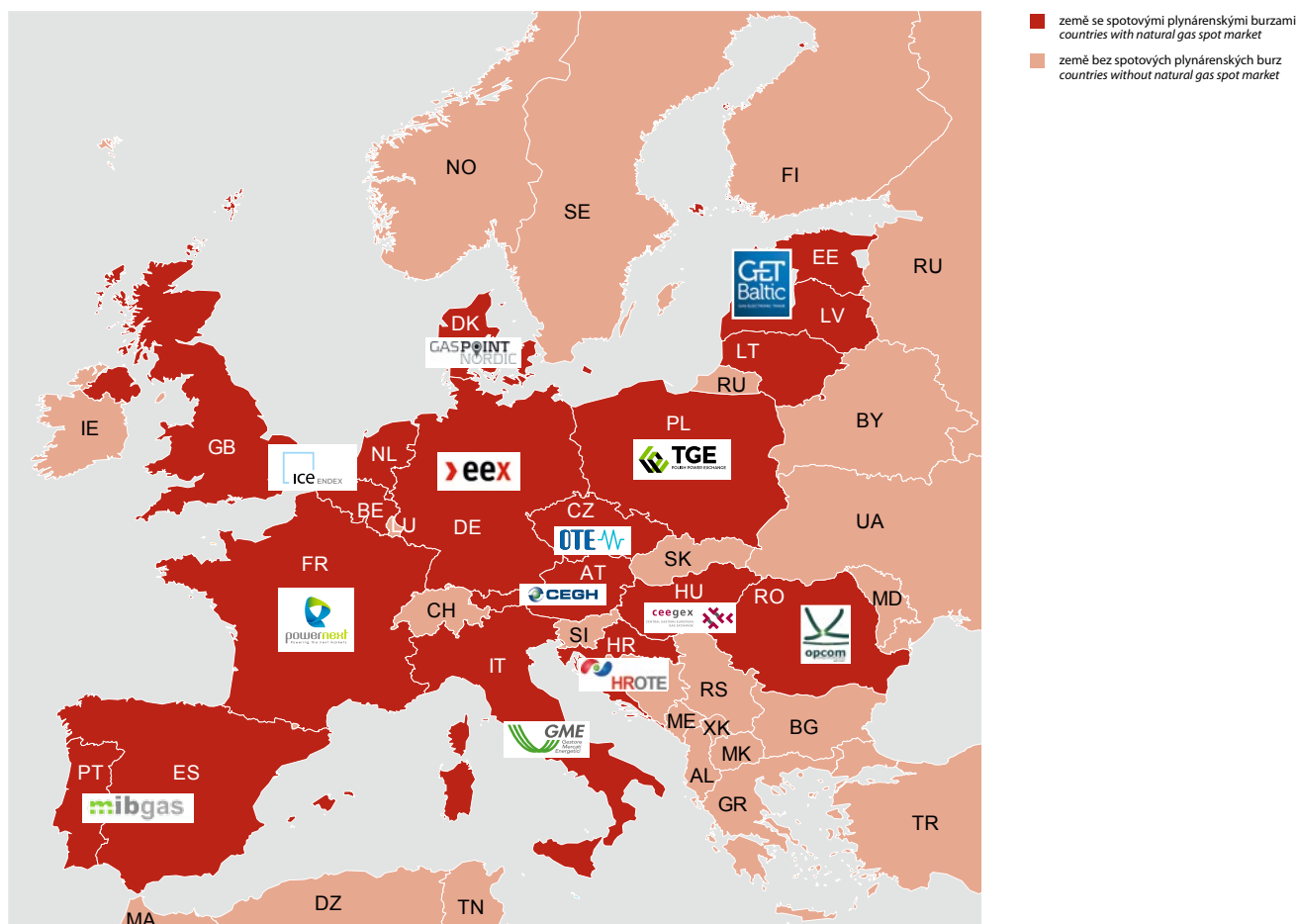
MARKET AND ECONOMY

The excess of supply compared to demand, coupled with falling gas prices in all parts of the world in the last three years, have caused the convergence of prices among the individual markets, including an impact on gas prices in the EU. In 2016, the average price of gas on the EU wholesale markets was approximately double that in the US, and the price of gas with the next month supply condition at the most developed hub, European TTF, was on average less than 15 EUR/MWh. The difference between the gas price on the European gas hubs and the average price of Russian gas supplied to the Czech Republic tended briefly during the year in favour of both parties, and was 4 EUR/MWh at most. The price of gas both produced and imported to Europe is increasingly more dependent on the market mechanism based on the relation between supply and demand. Nevertheless, there are still significant differences among individual European regions. In Central Europe, although gas prices are still affected by crude oil prices, this applies to only one third of the volume of gas traded now. The physical and trading interconnection of the Czech market with the German one allows almost perfect correlation of Czech wholesale market prices with prices in the area of North-West Europe. Main European natural gas spot markets are shown in following figure.

Liberalizace trhu s plynem se projevuje i na rostoucích obchodech na krátkodobém trhu s plynem v Evropě. Částečně je situace vyvolána zvýšením doby provozu plynových elektráren. Příkladem je situace na obchodní platformě operátora trhu, kdy bylo na jím organizovaném vnitrodenním trhu s plynem v roce 2017 zobchodováno 3 747 GWh plynu (nárůst ve výši 79,4% oproti roku 2016).

The liberalization of the gas market is also reflected in increasing trades in the short-term gas market in Europe. This situation is partly triggered by an increase in the utilization of gas power plants. An example is the situation on the trading platform of the Market Operator, when 3,747 GWh of gas was traded on its intra-day gas market in 2017 (which is an increase of 79.4% compared to 2016).

Obrázek 25 **Evropské spotové burzy obchodující se zemním plynem**
 Figure 25 **European natural gas spot markets**



Střednědobý horizont

Neobnovení norského kontraktu po roce 2017 se fakticky nijak neodrazí na skladbě dováženého plynu do ČR. Nadále budou dominovat dva zdroje: Rusko a EU. O jejich vzájemném poměru bude rozhodovat primárně cena plynu. Ve výhledu do roku 2022 lze očekávat relativně nízké ceny plynu na evropských trzích (i vzhledem k ruskému plynu) díky velké dostupnosti LNG na světových trzích. Ke konci zkoumaného období by však cena LNG měla postupně růst. Investice do plynárenského sektoru ČR budou ve střednědobém výhledu do roku 2030 souviset především s obnovou technologických zařízení nebo s navyšováním bezpečnosti zásobování a nebudou výrazně záviset na rozvoji spotřeby plynu. Potřebné investice do plynárenství jsou v jednotlivých případových studiích téměř identické a pohybují se kolem 150 mld. CZK₂₀₁₅ za celé období 2018 až 2030.

Dlouhodobý horizont

Ve výhledu po roce 2030 bude úroveň investic do plynárenství dána především mírou využití zemního plynu v nových oblastech spotřeby – kogenerace, výroba elektřiny, případně CNG a LNG v dopravě, a tedy vývojem celkové spotřeby plynu. Celkové potřebné investice do plynárenství mezi lety 2018 až 2050 dosahují 500 mld. CZK₂₀₁₅ v Konceptní případové studii, 400 mld. CZK₂₀₁₅ v případové studii Unijní – úspory a 475 mld. CZK₂₀₁₅ v případové studii Unijní – nízkoe emisní zdroje. Náklady v uvedeném rozpětí sestávají z očekávaných investic provozovatelů do přepravní i distribuční soustavy, zásobníků plynu i z investic těžebních společností.

Medium-term horizon

The fact that the Norwegian contract was not renewed in 2017 will not be reflected practically in the composition of the gas imported to the Czech Republic. Two sources will remain dominant: Russia and the EU. Their mutual ratio will be affected primarily by the price of gas. In the outlook to 2022, relatively low gas prices on European markets may be anticipated (for Russian gas, too), thanks to the availability of LNG on global markets. However, toward the end of the examined period, the price of LNG will begin to grow gradually. Investments in the Czech gas industry over the medium-term horizon up to 2030 will be connected primarily to the renewal of technologies and the increase in the security of supplies, and will not depend greatly on the development of gas consumption. The necessary investments in the gas industry are almost identical in the individual case studies and are approximately CZK₂₀₁₅ 150 billion for the period between 2018 and 2030.

Long-term horizon

In the outlook from 2030, the level of investment in the gas industry will depend on the degree of utilization of natural gas in the new areas of CHP, electricity monoproduction, CNG and LNG in transportation, and therefore also on the development of total gas consumption. The total necessary investment in the gas industry between 2018 and 2050 is CZK₂₀₁₅ 500 billion in the Conceptual case study, CZK₂₀₁₅ 400 billion in the EU – Energy Savings case study and CZK₂₀₁₅ 475 billion in the EU – Low-Emission Sources case study. The costs in this range consist of the anticipated investments of operators in the transmission and distribution systems and the gas storage facilities, along with the investments of extraction companies.

Obrázek 26 **Průměrné roční investice**
 Figure 26 **Average annual investment**



ELEKTROENERGETIKA

- > **Zavedení opatření dle Zimního energetického balíčku povede ke zvýšení nákladů pro český průmysl i elektroenergetiku, a to především v důsledku zajištění cílů úspor a dekarbonizace zdrojů.** Zároveň by však mohlo navýšit flexibilitu obchodování s elektřinou ve více volatilním prostředí, a tím posílit aktivní roli spotřebitelů a menších výrobců a samovýrobců elektřiny. Schvalování Zimního balíčku probíhá dílčím přijímáním pozměňovacích návrhů, tudíž jeho výsledná podoba bude známa až počátkem roku 2018. OZE zůstávají nadále preferovanou skupinou zdrojů energie. Vzhledem k plánovanému souběžnému poklesu instalovaného výkonu klasických, regulační výkony poskytujících zdrojů ve středoevropském prostoru a jeho nahrazení 50 GW instalovaného výkonu OZE do roku 2030 bude pravděpodobně řešením odchylek a regulace stále více přeneseno na konečného zákazníka.
- > **Splnění požadavku snížit emise skleníkových plynů dle Roadmap 2050 důrazem na maximální výši energetických úspor je v porovnání s důrazem na maximální snížení emisivity zdrojů elektřiny a tepla nákladově méně výhodné řešení.**
- > **Tato studie vychází z předpokladu zachování soběstačnosti ČR v pokrytí poptávky po elektřině, a to z mnoha důvodů:**
 - **Dovoz elektřiny není v souladu se Státní energetickou koncepcí.** SEK výslovně uvádí bod PI.1 Zajištění soběstačnosti ve výrobě elektřiny.
 - **Dovoz elektřiny je silně nestrategický.** Mimo závislosti na dovozu ropy a zemního plynu by se ČR stala závislou i na dovozu elektřiny. Zajištění rovnováhy nabídky a poptávky elektřiny je přitom ve srovnání se zemním plynem a ropou výrazně náročnější a dražší úkol.
 - **Dovoz elektřiny je pouze hypotetické řešení z pohledu dostupnosti elektřiny v okolních zemích.** Dovoz elektřiny do ČR je podmíněn nadbytkem výrobní kapacity v okolních zemích. Analýza vývoje nabídky a poptávky elektřiny středoevropského regionu přitom ukazuje, že stávající přebytek výrobních kapacit regionu bude klesat a existuje velké riziko, že se středoevropský region po roce 2030 stane deficitním. I samotný pokles nabídky pak způsobí navyšování ceny sílové elektřiny, a import drahé elektřiny tak může být významným prvkem, zpomalujícím hospodářský rozvoj ČR.
 - **Dovoz elektřiny přes současná a plánovaná přeshraniční vedení není možný v takové míře, aby při očekávaném odstavení stávajících zdrojů v ČR zabezpečil očekávaný rozvoj poptávky.** Aktuální stav a plánovaný rozvoj přeshraničních vedení je zcela vyhovující z pohledu mezistátní spolupráce a zajištění bezpečného provozu ES ČR. Jejich využití pro rutinní dovoz elektřiny v základním pásmu však není plánováno (na rozdíl od plynárenské infrastruktury, která je ze své podstaty budována na pokrytí poptávky z dovozu a na zajištění tranzitu) a není technicky realizovatelné.

ELECTRICITY INDUSTRY

- > **Implementation of the measures to fulfil the Winter Package will be accompanied by high financial cost for Czech industry and the energy sector, especially as a consequence of securing of the savings targets and decarbonisation of sources.** It could, however, concurrently increase flexibility of electricity trading in a more volatile environment and strengthen thus the active role of consumers and small electricity producers and auto-producers. Approval of the Winter Package takes place in the form of partial approvals of proposed amendments; its final form will therefore only be known at the beginning of 2018. RES remain a preferred group of energy sources. Due to the planned concurrent decrease in installed capacity of traditional, regulation capacity providing, sources in Central Europe and its replacement by 50 GW of installed capacity of RES by 2030, dealing with deviations and regulation are likely to be ever more transferred to consumers.
- > **Fulfilling the requirement to reduce greenhouse gas emissions according to Roadmap 2050 by focusing on maximum energy savings is less favourable compared to the emphasis on maximizing the reduction of the electricity and heat sources emissivity from the cost point of view.**
- > **This document is based on the presumption that self-sufficiency of the Czech Republic in covering the demand for electricity will be maintained for many reasons:**
 - **Electricity imports do not comply with the State Energy Policy.** The State Energy Policy explicitly declares article PI.1 Securing self-sufficiency in electricity production.
 - **Import of electricity is highly non-strategic.** Apart from the dependency on oil and natural gas imports, the Czech Republic would moreover become dependent on electricity imports. Securing the balance of electricity supply and demand is however a far more demanding and expensive task compared to natural gas and oil.
 - **Electricity import is only a hypothetical solution in view of electricity availability on market in neighbouring countries.** Electricity imports to the Czech Republic are conditioned by a surplus in production capacity in neighbouring countries. The development analysis of electricity supply and demand in Central Europe shows that present excess of production capacity in the region will decrease in 2030 and there is a great risk that Central Europe might become deficient after 2030. The actual decrease in offer will result in increase of electricity prices and the import of expensive electricity may be a considerable inhibitor of economic development of the Czech Republic.
 - **With the existing and planned cross-border lines, electricity imports are not possible in large enough scope to secure the anticipated development of demand along with the anticipated decommissioning of the existing sources in the Czech Republic.** Current state and the planned development of cross-border lines is fully satisfactory in terms of the international cooperation and securing safe operation of the Czech Republic's power system; their use for routine

- **Dovoz elektřiny je pouze částečným řešením problémů energetiky.** Úbytek nabídky tepla ve velkých kogeneračních zdrojích není tímto způsobem řešitelný.
- > **Ani realizace úspor na úrovni technického potenciálu neřeší v ČR možný deficit výrobní bilance elektřiny:** aplikací technicky realizovatelných úspor nelze vyřešit úbytek nabídky elektřiny, způsobený dožíváním stávajících českých zdrojů elektřiny a tepla. Mezi roky 2018 a 2030 bude odstaveno 2,7 GW uhelných zdrojů a zároveň do roku 2030 nelze v české ES očekávat výstavbu žádného nového významného zdroje elektřiny a tepla. Česká ES tak ztratí svůj exportní charakter a její bilance bude přinejlepším vyrovnaná.
- > **De karbonizace české energetiky není uskutečnitelná bez výstavby nových jaderných bloků.** Samotné obnovitelné zdroje nedokáží v podmínkách ČR zajistit pokrytí poptávky a dekarbonizaci ani v kombinaci s maximální realizací úsporných opatření; nutné je doplnění zdrojů jaderných a plynových. Cíl dekarbonizovat do roku 2050 českou energetiku je velmi ambiciózní. Kromě limitního využití obnovitelných zdrojů, a tedy i nové akumulace by bylo nutné realizovat výstavbu 4 nových jaderných bloků 1,2 GW v Temelíně, Dukovanech, ale i v další (dosud nespecifikované) lokalitě, mimo jiné z důvodu zajištění dodávek bezemisního tepla. To vše klade zcela nové výzvy pro provoz ES jak z hlediska regulačních služeb, tak z hlediska řízení sítí. Z dnešního pohledu se zprovoznění takového množství jaderných zdrojů do roku 2050 v ČR, i z hlediska nové lokality pro výstavbu pátého bloku JE, jeví jako jen velmi obtížně uskutečnitelné.
- > **Ukončení provozu jaderné elektrárny Dukovany s sebou ponese výpadek výroby přibližně 15 TWh elektřiny ročně.** Všechny případové studie zahrnovaly provoz stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany do let 2040 a 2042. Pokud by k odstavení došlo dříve a zároveň nebyl realizován nový významný zdroj, byl by import elektřiny do ČR nutný již kolem roku 2030.
- > **Emise skleníkových plynů a znečišťujících látek budou klesat ve všech případových studiích.** V obou Unijních případových studiích je navržený pokles dostatečný k dosažení cílů EU definovaných v dokumentu EU Energy Roadmap 2050. Případová studie Koncepční by mohla tomuto cíli vyhovět již jen za předpokladu rozvoje technologie Carbon Capture and Storage (CCS), což nebylo ve studii uvažováno.

- electricity imports in the reference bandwidth is not planned (unlike the gas infrastructure which is in principle built to cover the demand from imports and to secure transit) and is not implementable.
- **Electricity imports are only a partial solution of the issues of the energy sector.** The decline in heat supplies from the large-scale combined production units cannot be settled this way.
 - > **In terms of the technical potential, implementation of the savings does not solve the potential deficiency in electricity generation balance in the Czech Republic either:** application of the technically implementable savings cannot solve the decline in electricity supply caused by decommissioning the current Czech electricity and heat sources. 2.7 GW of coal sources will be decommissioned between 2018 and 2030 while construction of an important electricity and heat source within the Czech Republic's power system cannot be anticipated by 2030. The Czech power system will then lose its export character and the balance will equalize at the best.
 - > **Decarbonisation of the Czech energy sector cannot be implemented without construction of new nuclear units.** In conditions of the Czech Republic, the renewable sources cannot themselves cover the demand and decarbonisation – not even if combined with maximum implementation of savings measures. Nuclear and gas sources have to be added. The target to decarbonise the Czech energy sector by 2050 is very ambitious. Apart from the limit utilization of renewable sources (and therefore also new accumulation), 4 nuclear units of 1.2 GW would have to be built in Temelín, Dukovany and another location, besides others to secure supplies of no-emission heat. All that presents new challenges for the power system operation both in terms of the ancillary services and network control. From today's point of view, commissioning of such a number of nuclear sources in the Czech Republic by 2050 seems to be hard to implement.
 - > **Termination of the operation of the Dukovany power plant will be accompanied by the annual outage of electricity generation amounting to 15 TWh.** All case studies considered operation of the existing blocks of the Dukovany nuclear power plant by 2040 to 2042. If the decommissioning took place earlier and no new important source was constructed at the same time, electricity imports to the Czech Republic would be necessary as soon as from around 2030.
 - > **Greenhouse gas and pollutant emissions will be reduced in all case studies.** In both EU case studies, the drafted reduction is sufficient to meet the EU targets defined in the EU Energy Roadmap 2050. The Conceptual case study might meet the target only under the presumption that the CCS technology develops which was not considered within the study.

- > **Rozvoj přenosové sítě a distribučních sítí, plánovaný jejich provozovateli, je dostatečný pro rozvoj zdrojové základny dle případové studie Koncepční a Unijní – úspory.** Množství obnovitelných zdrojů v sítích nn a vn v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje není možné bez velmi významných investičních a provozních opatření do distribučních sítí bezpečně připojit a provozovat.
- > **Proměna energetiky dle plánů Zimního energetického balíčku s sebou nese výrazně vyšší potřebu investic.** Z pohledu investic do ES (výroba, přenos a distribuce elektřiny) je nejnáročnější případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje (navýšení celkových investic do roku 2050 o přibližně 120 %). Případová studie Unijní – úspory má sice nižší investice do samotné elektroenergetiky, vyžaduje však velmi výrazné investice do dodatečných (nad rámec případových studií Koncepční a Unijní – nízkoemisní zdroje) úspor. Suma investic do ES a dodatečných úspor je pak u této případové studie ve srovnání s případovou studii Koncepční o téměř 140 % vyšší.
- > **Navýšení investic bude vyvolávat tlak na odpovídající růst cen elektřiny.** Výdaje na zajištění energií porostou i díky započtení potřebných investic do úsporných opatření. Roční výdaje na energie se v roce 2050 předpokládají oproti roku 2015 vyšší o 20 % v případové studii Koncepční, o 30 % v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje a o 36 % v případové studii Unijní – úspory (v reálných cenách roku 2015).

PLYNÁRENSTVÍ

- > **Ověřené světové zásoby plynu činí 187 bil. m³ a budou pro ČR i nadále dobře dostupné díky stávající i rozvíjející se infrastruktuře.** Rostoucí poptávka po zemním plynu na asijských trzích (především v Číně a Indii), která je dnes motivována do značné míry snahou nahradit vysoce znečišťující uhelné elektrárny, neovlivní zásadním způsobem dostupnost plynu pro ČR. Nicméně výrazným rizikem je geopolitické hledisko, a tedy z pohledu bezpečnosti potenciálně riziková závislost na dovozu plynu.
- > **Nejednoznačný přístup EU k plynu vede k nestabilitě a obavám investovat do plynárenství.** EU na jedné straně prezentuje plyn jako spíše přechodné palivo na cestě k absolutní dekarbonizaci a mezně uvažuje i o konci vytápění plynem v domácnostech, na straně druhé formou PCI podporuje výstavbu nových páteřních plynovodů.
- > **Řešení rozvoje plynárenské soustavy souvisí s předpokladem zachování soběstačnosti ČR v pokrytí poptávky po elektřině, což se následně projevuje i na trhu s plynem – především v případové studii Koncepční to vede k vysokému nárůstu poptávky plynu a při požadavku naplnit požadavky SEK pak v důsledcích k vynucenému nárůstu zásobníkové kapacity.**

- > **Development of the transmission and distribution networks planned by their operators is sufficient for the source base development according to the Conceptual and EU – Energy Savings case studies.** The amount of renewable sources taken into account in LV and HV networks in the EU – Low-Emission Sources case study cannot be safely connected and operate within the current and planned conception of the DS; without major investment and operability measures.
- > **Change of the energy sector according to the Winter Package means a considerably higher need for investment.** In view of the investments to the power system (electricity generation, transmission and distribution), the most intensive case study is the EU – Low-Emission Sources case study (increase in total investments by ca. 120% by 2050). The EU – Energy Savings case study needs lower investments to the actual energy sector, on the other hand, it requires very high investments to additional savings (above the scope of the Conceptual and EU – Low-Emission Sources case studies). Sum of the investments to the power system and the additional savings is 140% higher in this case study than in the Conceptual one.
- > **The increase in investments will induce pressure on respective increase in electricity prices.** The expenses on securing the energies shall also include the investments required for savings measures. In 2050, annual expenses on energy are to be 20% higher in the Conceptual case study, 30% higher in the EU – Low-Emission Sources case study and 36% higher in the EU – Energy Savings case study compared to 2015 (in real prices of 2015).

GAS INDUSTRY

- > **The proven global gas reserves are 187 tcm and will remain easily available thanks to the existing and expanding infrastructure.** The growing demand for gas on the Asian markets (particularly in China and India), which is nowadays motivated to a significant extent by attempts to replace highly polluting coal-fired power stations, will not significantly influence the availability of gas for needs of the Czech Republic. Nevertheless, the significant risk is the geopolitical aspect, which is the risk of dependence on gas imports.
- > **The EU's ambiguous approach to gas leads to instability and a reluctance to invest in the gas industry.** The EU presents gas as a transitional fuel on the way to absolute decarbonisation, and marginally considers even the end of gas heating in buildings; on the other hand, it encourages the construction of new backbone gas pipelines in the form of the PCI.
- > **Solution of gas system's development is based on the assumption of maintaining the Czech self-sufficiency in meeting the demand for electricity. This influences gas market – mainly for the case study Conceptual case study it leads to high growth of demand for gas. If requirements of SEP have to be fulfilled, it is possible only by storage capacity's increment.**

- > **V souvislosti s výše uvedeným bodem tak všechny řešené případové studie indikují nárůst poptávky plynu.** Teplotně přepočtená poptávka plynu ČR v roce 2016 na úrovni celkové spotřeby plynu (CSP) činila 89 TWh, očekávaná poptávka se pro rok 2050 pohybuje v rozmezí přibližně 100 až 150 TWh (10 až 15 mld. m³) plynu ročně. Tento nárůst je dán především rozvojem monovýroby elektřiny a kombinované výroby elektřiny a tepla ze zemního plynu a je očekáván i přesto, že studie počítá ve všech případových studiích s realizací nových jaderných bloků jak v Dukovanech, tak v Temelíně. Pokud by k realizaci nedošlo, dojde k dalšímu velmi výraznému navýšení poptávky plynu nad výše uvedené hodnoty, a to až ve výši přibližně 70 TWh roční spotřeby (případová studie Unijní – nízkoemisní zdroje bez realizace nových jaderných bloků). K méně výraznému navýšení poptávky by naopak mohlo dojít v případě prolomení limitů na dole ČSA, což nebylo ve studii uvažováno.
- > **Nejvyšší rozvoj poptávky plynu aktuálně vykazuje rozvoj energetiky dle SEK,** což jednoznačně souvisí se společensky požadovanými, očekávanými a politicky vyjednanými strukturálními změnami celé energetiky (odchod od uhelné energetiky). Fosilní charakter plynu a související emise pak způsobují, že případové studie rozvoje označené jako Unijní vykazují výrazně nižší, a navíc spíše dočasné navýšení poptávky plynu.
- > **Tuzemské zdroje plynu (konvenční i nekonvenční) mohou pokrýt nanejvýš 4 % z celkové očekávané poptávky v roce 2050. Česká republika zůstane v celém sledovaném horizontu významně závislá na dovozu plynu ze zahraničí.** Tuzemská těžba plynu se může pohybovat v rozpětí 1 až 2 TWh ročně. Syntetický metan, vyrobený při skutečně limitním zastoupení OZE v české ES, může činit 2 TWh ročně. Potenciál břidličného plynu v ČR není přesně znám, existují jen odhady, a proto s ním ve studii nebylo počítáno. Ruský i norský plyn zůstane v Evropě nadále dominantní vzhledem k možnostem obou producentů zemí flexibilně upravovat cenu plynu s ohledem na udržení podílu na evropském trhu. To se odráží i na problematice bezpečnosti dodávek plynu. Reakcí je i v roce 2017 přijaté nové nařízení Evropského parlamentu a Rady 2017/1938 o opatřeních na zajištění bezpečnosti dodávek zemního plynu a o zrušení nařízení č. 994/2010, které si klade za cíl posílení mezinárodní spolupráce na poli bezpečnosti a spolehlivosti v dodávkách plynu chráněným zákazníkům.
- > **Je očekáván převládající tok plynu v české soustavě ve směru severozápad – jihovýchod.** Případné ukončení tranzitu ruského plynu do Evropy přes Ukrajinu nemusí snížit bezpečnost dodávek plynu do ČR. Naopak ČR by mohla posílit svou pozici tranzitní země, s čímž se mohou pojit finanční výhody a efektivnější využití plynárenské soustavy. Jak však ukazují analyzované scénáře rozvoje evropské plynárenské infrastruktury, úplné ukončení ukrajinského tranzitu není příliš pravděpodobné.

- > **All the prepared case studies indicate an increase in the demand for gas, which is related primarily to the above.** In the Czech Republic, the demand (after temperature recalculation) for gas was 89 TWh in 2016, while the anticipated demand for 2050 is in the range of approximately 100 to 150 TWh (10 to 15 bcm of gas) a year. This increase is brought about primarily by the development of electricity and heat production from natural gas, and it is anticipated despite the fact that the study expects the completion of nuclear plants both in Dukovany and Temelín in all case studies. If the new nuclear units were not built, there would be a further increase in demand for gas above the described values i.e up to approximately 70 TWh on annual consumption (case study EU – Low-Emission Sources without realization of new nuclear blocks). On the contrary, a decrease might occur if the mining limits for the CSA mine are cancelled (this was not considered in the study).
- > **The most significant development of demand for gas takes place according to the development in actual SEP,** that unequivocally corresponds to publicly required, anticipated and politically negotiated structural changes of whole energy industry (to abandon coal-based energy industry). Fossil character of natural gas and corresponding emissions cause that in case of both EU case studies they show significantly lower, but also only temporary, growth of demand for gas.
- > **Domestic sources of gas might meet up to 4% of the total anticipated demand in 2050. The Czech Republic will remain significantly dependent on gas imports from abroad during the whole horizon.** Domestic gas extraction can range from 1 to 2 TWh a year. Synthetic methane, produced at the actual borderline share of RES in the Czech power system, might reach 2 TWh a year. The potential of shale gas in the Czech Republic is unknown and is not included in this study. Russian and Norwegian gas will remain a dominant source in Europe, given the ability of both producer countries to adjust gas prices flexibly with a view to maintaining their share of the European market. This is also reflected in the issue of security of gas supply. As a response, the new Regulation 2017/1938 of the European Parliament and of the Council on measures to safeguard security of gas supply and repealing Regulation No 994/2010, which aims to strengthen international cooperation in the field of security and reliability of gas supply for protected natural gas customers.
- > **The future anticipated predominant direction of flows in the Czech system is north-west towards south-east.** The potential termination of the transit of Russian gas to Europe via Ukraine might not expose supplies of gas to the Czech Republic to any new risks. On the contrary, it will strengthen the position of the Czech Republic as a transit country, which might bring financial benefit and the more efficient utilization of the domestic gas system. As shown by the analysed scenarios of development of European gas infrastructure, the total termination of Ukrainian transit is not very likely.

- > **Kapacita hraničních předávacích stanic české přepravní soustavy, resp. její plánovaný rozvoj především na profilu CZ–DE a CZ–SK dle plánů provozovatele přepravní soustavy je z čistě bilančního hlediska dostatečná pro dopravu potřebného množství plynu do ČR ve všech případových studiích i pro očekávané tranzitní toky, které lze očekávat zejména po zprovoznění plynovodu Nord Stream II.** Plánované propojení na Rakousko má charakter diverzifikace tras. Uzel v Baumgartenu, ve kterém by v budoucnu mohl být k dispozici kromě ruského také plyn z oblasti Kaspického moře či východního Středomoří, je nyní pro ČR dostupný pouze zprostředkovaně s využitím přibližně 88 km slovenské plynárenské sítě. Dostupnost LNG díky propojením CZ–PL a CZ–AT je spíše symbolická vzhledem ke kapacitě terminálů v Polsku (v provozu) a Chorvatsku (plánován) a vzhledem k spotřebě zemí, které leží mezi terminály a ČR. V případě plynovodu STORK II by, vzhledem k tlakovým poměrům na polské straně, přícházela v úvahu především přeprava plynu do Polska, po změně provozní konfigurace na polské straně by připadal v úvahu dovoz LNG či plynu z dánsko-polského plynovodu Baltic Pipe.
- > **Vzhledem k růstu poptávky plynu byla pro splnění požadavku daného v SEK indikována potřeba nových zásobníků plynu zejména v období po roce 2030, a to ve výši až 1,2 mld. m³.** Jejich spontánní realizace se ale z pohledu situace roku 2017 jeví jako velmi nepravděpodobná. Při nárůstu spotřeby dle případové studie Koncepční a nerealizaci nových zásobníkových kapacit by došlo k poklesu poměru kapacity zásobníků k celkové spotřebě plynu až k hodnotě 28 %.
- > **Provedené síťové analýzy ukazují, že pokud by byl na severní či střední Moravě plánován paroplynový či plynový zdroj, není možné jej na stávající vnitrostátní přepravní soustavu připojit.** Zásobování severní Moravy a Slezska je již dnes pouze podmíněně dostatečné a nebylo by možné bez intenzivní koordinace provozovatele přepravní soustavy a provozovatelů zásobníků napojených do vnitrostátní přepravní soustavy. Realizace plynovodu Moravia jednoznačně navýší bezpečnost dodávek pro odběratele v nedostatečně zásobeném regionu severní Moravy a Slezska a umožní rozvoj zdrojové základny ES ČR.

- > **The capacity of border transfer stations in the Czech transmission system, or their planned development, particularly on the CZ–DE and CZ–SK profile according to the plans of transmission system operators, is sufficient (purely in terms of balance) for the transmission of the necessary volumes of gas to the Czech Republic in all case studies, including the anticipated transit flows, which can be expected especially after the commissioning of the Nord Stream II.** The planned interconnection with Poland and Austria (to Baumgarten trading point) has the character of route diversification and is not necessary, purely from the point of view of the balance. The Baumgarten point, where gas from the Caspian area and Middle East regions can occur, is currently accessible to the Czech Republic only indirectly, using approximately 88 km of the Slovakian gas network. Due to the capacity of the terminals in Poland (in operation) and Croatia (planned), and due to the consumption in both countries that lie between the terminals and the Czech Republic, the availability of LNG thanks to the CZ–PL and CZ–AT interconnection is rather hypothetical and symbolic. In case of the STORK II pipeline it would be (in terms of operational pressure) possible to transit gas to Poland; and after change in operational configuration the import of LNG or from Baltic Pipe (Denmark–Poland) would be possible.
- > **Due to an increase in demand for gas, the need of new gas storage facilities (according to requirement in SEP) has been identified, particularly after 2030, in the volume of 1.2 bcm.** However, their spontaneous realization is very unlikely, as seen through the lenses of 2017. During an increase in consumption according to the Conceptual case study and without the construction of any new gas storage capacities, there will be a drop in the ratio of total gas storage capacity to total gas consumption to 28%.
- > **The conducted network analyses show that if a gas-steam unit was built in central or northern Moravia, it would not be possible to supply it from the current intrastate transmission system.** Even nowadays, the supplies to Moravia and Silesia are only conditionally sufficient, and without intensive coordination between the transmitter and gas storage operators connected to the intrastate transmission system, it would not be possible. The realization of the Moravia pipeline will definitely increase the security of supplies for consumers in the insufficiently supplied regions of northern Moravia and Silesia, and allow the development of the source base of the Czech power system.

ELEKTROENERGETIKA

Celková strategie

- > Vzhledem k existenci výrazného rizika nedostatku výrobních zdrojů ve středoevropském regionu je doporučeno zachovat soběstačnost ČR v zásobování elektřinou. Budování dovozně orientované ES může být z dlouhodobého horizontu nestrategické.
- > Samotné obnovitelné zdroje nedokáží v podmínkách ČR zajistit pokrytí poptávky a dekarbonizaci ani v kombinaci s maximální realizací úsporných opatření; nutné je doplnění zdroji jadernými a plynovými.
- > **Při koncipování energetické strategie ČR a při vyjednáváních v EU je potřeba pamatovat a poukazovat na velmi obtížnou dekarbonizaci elektroenergetiky, a především teplárenství, v ČR, a to mimo jiné i s ohledem na analýzy např. provedené v této studii.**
- > **Je potřeba průběžně hledat technickoekonomický kompromis mezi mírou úspor a investicemi do nízkoemisních zdrojů.**
- > **Pro investice do ES ČR je doporučováno zvážit dlouhodobý výhled poptávky po elektřině a teple** a podobu trhu s elektřinou nejen v ČR a v sousedních zemích, ale v rámci celé EU, a nikoli poukazovat na aktuální ceny elektřiny na burze.

Zdrojová základna ES ČR

- > **Jedinou možnou odpovědí na požadavek dekarbonizace a zároveň na úbytek nyníjších uhelných zdrojů je v ČR výstavba nových jaderných zdrojů. V případě, že požadavkem by byla pouze částečná dekarbonizace, je řešením i výstavba plynových zdrojů.** Pouze obnovitelné zdroje dekarbonizaci v podmínkách ČR nezajistí.
- > **Racionální instalovaný výkon obnovitelných zdrojů přibližně odpovídá hodnotám v Optimalizovaném scénáři SEK.** Bude-li rozvoj obnovitelných zdrojů několikanásobně vyšší, povede to k velmi výraznému navýšení investičních i provozních nákladů české ES, a tedy i k velmi výraznému nárůstu cen pro spotřebitele.

Síťová infrastruktura

- > **Doporučuje se realizovat rozvoj přenosové soustavy dle rozvojového plánu jejího provozovatele.** Plán je adekvátní očekávanému výhledu poptávky, rozvoji zdrojů i očekávané situaci v mezinárodních tocích elektřiny.
- > **Doporučuje se věnovat zvýšenou pozornost distribučním sítím.** Plánovaný rozvoj umožní integraci rozptýlených zdrojů v mezích SEK. Násobně větší množství decentrálních zdrojů uvažované v případové studii Unijní – nízkoemisní zdroje není možné do těchto sítí připojit a bezpečně provozovat bez velmi výrazných investičních a provozních opatření.

ELECTRICITY INDUSTRY

Overall strategy

- > Due to the major risk of lack of generating capacities in the Central European Region, maintaining of self-sufficiency of the Czech Republic in electricity supplies is strongly recommended. Building of an import-oriented power system is highly non-strategic.
- > In conditions of the Czech Republic, the renewable sources cannot themselves cover the demand and decarbonisation – not even if combined with maximum implementation of savings measures. Nuclear and natural gas units have to be added.
- > **When designing energy strategies of the Czech Republic and negotiating with the EU, arguments must be used and difficulties of decarbonisation of the electricity sector, especially the heating industry, in the Czech Republic have to be pointed out,** apart from others, upon the analyses provided in this study.
- > **Sensible compromise between the savings rate and investment to low-emission sources shall be continuously sought for.**
- > **Investment to the Czech Republic's power system must be assessed on the basis of the long-term outlook for demand for electricity and heat** and according to the state of electricity market not only in the Czech Republic and neighbouring countries but also within the whole EU, not only according to current electricity price on the market.

Source base of the Czech Republic's power system

- > **The only possible answer to the requirement for decarbonisation and the concurrent decline of the present coal sources in the Czech Republic is the construction of new nuclear or, in the case of partial decarbonisation, gas units.** The renewable sources alone cannot secure decarbonisation in conditions of the Czech Republic.
- > **Rational amount of renewable sources approximately corresponds to values in Optimized scenario of the State Energy Policy.** In case of a several times higher development of renewable sources, the operation and maintenance costs of the Czech Republic's power system will increase considerably as well as the consumer prices.

Network infrastructure

- > **It is recommended to realize the transmission system development according to the development plan of its operator.** The plan is adequate to the anticipated outlook for demand, development of sources and the anticipated situation in international electricity flows.
- > **It is recommended to pay increased attention to the distribution systems.** The planned development will enable integration of dispersed generation within the boundaries of the State Energy Policy; several times higher amount of distributed sources (considered in the EU – Low-Emission Sources case study) cannot be connected to these networks and securely operated without major investment and operability measures.

PLYNÁRENSTVÍ

Celková strategie

- > **Poptávka plynu v ČR je z 98% kryta dovozem. Další zdroje plynu, nově objevená ložiska či výroba syntetického metanu, mohou tuto závislost snížit jen v řádu jednotek procentních bodů.** Při plánování rozvoje využití plynu je tedy nutné jeho výhody poměřovat s bezpečnostními riziky. Vyvážený návrh rozvoje využití plynu nabízí Optimalizovaný scénář Státní energetické koncepce. Rusko jako hlavní producent plynu spotřebovaného v Evropě musí být vnímáno jako rizikový partner, neboť může využívat dodávky plynu k prosazování zájmů neobchodní povahy.
- > **Pokud mají být politické cíle SEK v liberalizovaném prostředí plynárenství naplněny, je nutná konzultace všech dotčených subjektů.**
- > **Při akceptaci nevyhnutelného růstu dovozní závislosti u plyných paliv, vyvolaného růstem spotřeby plynu v ČR, je žádoucí usilovat o skutečnou diverzifikaci zdrojů plynu.**

Zásobníky plynu

- > **V kontextu rostoucí poptávky plynu v sektoru výroby elektrické energie by mělo být zájmem relevantních subjektů jednoznačně podporovat zvýšení skladovacích kapacit na území ČR s cílem přinejmenším zabránit případným nevratným rozhodnutím o rušení současných zásobníkových kapacit.** Vhodným prostředkem podpory může být realizace státní strategické rezervy plynu či zavedení povinnosti uskladnění plynu na území ČR. Tato opatření mohou zároveň napomoci udržet funkci zásobníků v plynárenské soustavě.

Potrubní infrastruktura

- > **Doporučuje se podporovat statut ČR jako významné středoevropské tranzitní země.** Pozice klíčové tranzitní země umožňuje snazší přístup ke zdrojům plynu, a tedy snazší zabezpečení dodávek. Diverzifikace dodávek plynu do EU z většího počtu zdrojů by mohla pomoci hospodářské soutěži v unii a posílit její energetickou bezpečnost.
- > **V závislosti na míře růstu poptávky plynu v ČR je vhodné uskutečnit stavbu nových plynových propojení s cílem zajistit lepší podmínky pro diverzitu dodávek a fungování společného trhu se zemním plynem v rámci nadnárodních regionů či EU jako celku.** V tomto ohledu je prospěšné další snižování obchodních bariér na úrovni EU s cílem nárůstu mezistátního obchodování s plynem, lepšího využívání zásobníkových kapacit a růstu likvidity českého VOB a trhu.

GAS INDUSTRY

Overall strategy

- > **In the Czech Republic, the demand for gas is covered up to 98% by import. Other sources of gas, like newly discovered gas fields or synthetic methane, can change this dependence in units of perceptual points.** When planning the development of gas utilization, it is therefore necessary to weight its advantages against security risks. A balanced proposal for the development of gas utilization is offered by the Optimized scenario of the current State Energy Policy. Russia as the major producer of gas consumed in Europe must be perceived as a risky partner, as it uses gas supplies to promote its interests of a non-business nature.
- > **If the SEP's political targets are to be fulfilled in the liberalized environment of the gas industry, it is necessary to consult these targets with all entities in the gas industry.**
- > **When accepting the inevitable increase in the dependence on imports of gaseous fuels, which is related to the anticipated increase in gas consumption in the Czech Republic, it is advisable to try to achieve real diversification of the gas sources.**

Gas storage facilities

- > **In the context of the growing demand for gas in the sector of electricity production, relevant stakeholders should certainly encourage increasing interest in storage capacity on its territory, in order to prevent irreversible decisions on the decommissioning and disposal of current storage capacities.** This might concern strategic gas reserves or gas storage obligations in the Czech Republic. These measures would also help to maintain the function of gas storage facilities in the gas system.

Pipeline infrastructure

- > **It is advisable to support the status of the Czech Republic as an important Central European transit country.** The position of key transit country allows easier access to sources of gas, which means it is easier to achieve security of supplies. Diversification of gas supplies to the EU from a greater number of sources might help competition in the EU and strengthen its energy security.
- > **In relation to the growth rate of demand for gas in the Czech Republic, it is advisable to build new interconnections in order to ensure better conditions for the diversification of supplies and the functioning of the common gas market within transnational regions and in the EU as a whole.** In this respect, it would be beneficial to further reduce trade barriers at the EU level, with the aim of increasing international trade in gas, the better utilization of gas storage capacities and increasing the liquidity of the Czech VOB (virtual trading point) and the market.

- > **Investice do plynárenské infrastruktury ČR musí být posuzovány na základě dlouhodobého výhledu poptávky po plynu** a podle podoby trhu s plynem nejen v ČR a v sousedních zemích, ale v rámci celé EU. Z tohoto pohledu jsou důležité role a statut České republiky jako významné středoevropské tranzitní země.
- > **Doporučuje se realizovat plynovod Moravia** v dimenzi vyšší, než je stávající DN 700 (minimálně DN 1000); povede to k zajištění dodávek pro očekávané navýšování poptávky po plynu v regionu střední a severní Moravy a Slezska. Podpora projektu plynovodu Moravia v nezbytné výši kapacity je důležitá i s ohledem na možný potenciál plynovodu STORK II.

- > **Investments into the Czech gas infrastructure must be assessed based on the long-term outlook for the demand for gas** and the state of the gas market, not only in the Czech Republic and neighbouring countries, but also within the EU as a whole.
- > **It is advisable to build the Moravia gas pipeline** with larger diameter than actual DN 700 (ideally DN 1000) this would lead to securing supplies for the anticipated increase in demand for gas in the regions of central and northern Moravia and Silesia. Supporting the project of the Moravia gas pipeline in the necessary capacity with regard to the potential of the STORK II pipeline is important.

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 trhu s 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,
- > správa národního rejstříku jednotek a povolenek na emise skleníkových plynů.

Kontakty

OTE, a.s.

Sokolovská 192/79
186 00 Praha 8 – Karlín
Tel.: +420 296 579 160
ote@ote-cr.cz
www.ote-cr.cz

OTE, a.s. – provider of comprehensive services on the electricity and gas markets 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;
- > administration of the national registry for trading of greenhouse gas emission units and allowances.

Contacts

OTE, a.s.

Sokolovská 192/79
186 00 Prague 8 – Karlín
Czech Republic
Tel.: +420 296 579 160
ote@ote-cr.cz
www.ote-cr.cz



© 2018 OTE, a.s.

Zpracováno ve spolupráci s EGÚ Brno, a.s. | Processed in cooperation with EGÚ Brno, a.s.

Poradenství, design a produkce | Consultancy, design and production: AdHackers s.r.o.





www.ote-cr.cz