

ZPRÁVA O OČEKÁVANÉ DLOUHODOBÉ ROVNOVÁZE  
MEZI NABÍDKOU A POPTÁVKOU ELEKTŘINY A PLYNU  
EXPECTED ELECTRICITY AND GAS BALANCE REPORT



NAŠE ENERGIE ~ OUR ENERGY



Naše energie

~

Our energy

# OBSAH

## CONTENTS

- 2 Zkratky**  
List of abbreviations
- 4 Úvod**  
Introduction
- 7 Řešené případové studie**  
Case studies
  - 7 Nulová případová studie  
Zero case study
  - 8 Koncepční případová studie  
Conceptual case study
  - 10 Obnovitelná případová studie  
Renewable case study
  - 11 Plynová případová studie  
Gas case study
- 12 Poptávka elektřiny**  
Demand for electricity
- 14 Zdrojová základna**  
Source base
- 20 Provoz ES ČR**  
Operation of the Czech power system
- 24 Zdroje primární energie**  
Primary energy sources
- 27 Environmentální dopady**  
Environmental impacts
- 29 Elektrické sítě**  
Electrical networks
- 31 Trh a ekonomika elektroenergetiky**  
Market and economy of the electricity industry
- 33 Plynárenství v Evropě a ve světě**  
Gas industry in Europe and in the world
- 36 Poptávka plynu**  
Demand for gas
- 38 Zdroje a přepravní trasy pro Česko**  
Resources and transmission routes for the Czech Republic
- 40 Infrastruktura plynárenské soustavy**  
Gas system infrastructure
- 43 Provoz plynárenské soustavy**  
Operation of the gas system
- 45 Trh a ekonomika plynárenství**  
Market and economy of the gas industry
- 47 Závěry**  
Conclusions

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
AT	Rakousko
BRKO	Biologicky rozložitelný komunální odpad
CCGT	Plynová turbína s kombinovaným cyklem (Combined Cycle Gas Turbine)
CCS	Zachycování a ukládání oxidu uhličitého (Carbon Capture and Storage)
CEGH	Central European Gas Hub AG, Rakousko
CNG	Stlačený zemní plyn (Compressed Natural Gas)
CZ/ČR	Česká republika
CZT	Centrální zásobování teplem
DE	Německo
DS	Distribuční soustava
ENS	Nedodaná energie (Energy Not Served)
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
HPS	Hraniční předávací stanice
HU	Hnědé uhlí
IEA	Mezinárodní energetická agentura (International Energy Agency)
JE	Jaderná elektrárna
KVET	Vysokoučinná kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LCOE	Dlouhodobé měrné náklady (Levelized Cost Of Electricity)

abbreviation	description
AT	Austria
BC	Brown coal
BDMW	Biodegradable municipal waste
BTS	Border transfer station
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture and Storage
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
DS	Distribution system
ENS	Energy Not Served
EU	European Union
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme
EV	Electric vehicle
GEO	Geothermal power plant
HP system	High pressure system
IEA	International Energy Agency
LCOE	Levelized Cost Of Electricity
LH	Local heating
LNG	Liquefied Natural Gas

zkratka	význam
LNG	Zkapalněný zemní plyn (Liquefied natural gas)
LOLE	Ukazatel očekávané ztráty zatížení (Loss Of Load Expectation)
Lom ČSA	Lom Československé armády
MKO	Mikrokogenerace
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MSR	Rezerva tržní stability (Market Stability Reserve)
OTC	Dvoustranné obchodování (Over The Counter)
OZE	Obnovitelné zdroje energie
P2G	Power to Gas
PL	Polsko
PpS	Podpůrné služby
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
PS	Přenosová soustava
PZP	Podzemní zásobník plynu
SCGT	Plynová turbína s jednoduchým cyklem (Simple Cycle Gas Turbine)
SEK	Státní energetická koncepce
SG	Chytré sítě (Smart Grid)
SK	Slovenská republika
STORK II	Česko-polský propojovací plynovod
TZL	Tuhá znečišťující látka
VE	Vodní elektrárna
VOC	Těkavá organická látka (Volatile Organic Compounds)
VTE	Větrná elektrárna
VTL soustava	Vysokotlaká soustava

abbreviation	description
LOLE	Loss Of Load Expectation
MKO	Micro-CHP
MPO	Ministry of Industry and Trade
MSR	Market Stability Reserve
NPP	Nuclear power plant
OTC	Over The Counter
P2G	Power to Gas
PES	Primary energy sources
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
SG	Smart Grid
SK	Slovak Republic
SP	Solid particles
STORK II	Interconnecting gas pipe between Czech Republic and Poland
TS	Transmission system
UGS	Underground gas storage
VE	Water power plant
VOC	Volatile Organic Compounds
WPP	Wind power plant

# ÚVOD

## INTRODUCTION

Elektroenergetika a plynárenství jsou nejdůležitějšími energetickými systémy a zajištění rovnováhy mezi poptávkou a nabídkou je celospolečenským zájmem. Operátor trhu (OTE, a.s.) je povinen<sup>1</sup> zpracovávat a předávat Ministerstvu průmyslu a obchodu, Energetickému regulačnímu úřadu, provozovateli přenosové soustavy a provozovateli přepravní soustavy alespoň jednou ročně zprávu o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu. 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 výtahem určeným pro veřejnost; detailní výsledky studie byly předány zákonem stanoveným subjektům.

Úkolem Dlouhodobé rovnováhy je prověřit detailně provoz české energetiky pro možné rozvojové cesty, nalezení problematických či nebezpečných tendencí a stanovení limitů a rizik, a to pro období 2019 až 2050, a to vše prostřednictvím případových studií. Dlouhodobá rovnováha nepredikuje vývoj elektroenergetiky a plynárenství, protože ten závisí na mnoha faktorech a politických rozhodnutích, nemá ambici předpovědět stav české energetiky v roce 2050 a ani se nevyjadřuje k pravděpodobnosti vývoje dle té či oné případové studie, a v neposlední řadě si neklade za cíl ani stanovit jedinou optimální cestu rozvoje české elektroenergetiky. Čtveřice případových studií, které jsou ve studii představeny, je založena na provázaných předpokladech a ukazuje možné dopady jednotlivých rozhodnutí při zvoleném energetickém mixu. Dlouhodobá rovnováha díky tomuto přístupu umožňuje identifikovat možná rizika a nabídnout způsoby jejich ošetření. Při analýzách se vychází z dostupných statistik a z dat poskytnutých jednotlivými subjekty a dále pak zejména ze Státní energetické koncepce a na ni navázaných národních akčních plánů a z desetiletých plánů provozovatelů energetické infrastruktury. Tyto materiály jsou v Dlouhodobé rovnováze zasazeny do aktuálního evropského i světového kontextu a dále je v nich navrhovaný vývoj analyzován a jsou navrhována opatření umožňující jeho uskutečnění.

The electricity and gas industries are the most important energy systems, and providing the balance between supply and demand is in the interest of the whole society. The market operator (OTE, a.s.) is obliged<sup>1</sup> to process and submit – to the Ministry of Industry and Trade of the Czech Republic, the Energy Regulatory Office, the transmission system operator and the gas transmission 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 outputs concerning the solutions, in the form of reports, presentations at meetings of professional groups and other informational material, provide support to the decision-making sphere of the Czech Republic for political decisions about the future concept of the energy industry. This report is a brief summary for the public; detailed results of the study were submitted to statutory bodies.

The aim of the Long-term Balance is to examine in detail the operation of Czech electricity industry within possible paths of development, to find the problematic or dangerous trends, and to set limits and risks for the period from 2019 to 2050, all through case studies. Long-term Balance does not foresee the development of electricity and gas industry as it depends on many factors and political decisions; it has no ambition to predict the state of Czech energy industry in 2050, it does not comment on the likelihood of the development according to the individual case studies and it does not aim to find the single optimum path of development of the Czech energy industry either. The four case studies presented in the study are based on interrelated assumptions and shows the possible impacts of each decision on the chosen energy mix. The Long-term Balance makes possible to identify the risks and suggest ways to deal with them. The analyses are based on available statistics and data provided by individual entities, on the State Energy Policy and the related National Action Plan, and further on the ten-year development plan of the energy infrastructure operators. In the Long-term Balance, these materials are placed in the current European and global context; furthermore, the development proposed in these documents is analysed, and measures that would allow its realization are suggested.

<sup>1</sup> § 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.

<sup>1</sup> 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.

Provázané řešení elektroenergetiky, teplotnictví a plynárenství je podmínkou nutnou nejen pro kvalitní zpracování Dlouhodobé rovnováhy, ale především výchozím krokem k úspěšnému sector couplingu. Nosným tématem studie v této etapě, zpracované v roce 2018, bylo provozování nyníjších a výstavba nových jaderných elektráren v ČR. Závěry studie jsou členěny na střednědobý horizont (do roku 2030) a dlouhodobý horizont (do roku 2050).

Při zpracování studie byla využita data účastníků trhu ze září 2018. Všem účastníkům trhu, kteří se na poskytnutí nezbytných dat podíleli nebo přispěli svým odborným názorem, děkujeme. Bez této spolupráce by studie tohoto typu nemohla vzniknout.

Interconnected solutions for the electricity, heating and gas industries are prerequisites for a quality elaboration of the Long-term Balance, and also an initial step to successful sector coupling. The central topic of the study in 2018 is the operation of the existing nuclear power plants and the building of new ones in the Czech Republic. The study's conclusions are divided into a medium-term horizon (until 2030) and a long-term horizon (by 2050).

For the elaboration of the document, data from the market participants of September 2018 were used. We would like to thank all market participants who have contributed with the necessary information. Without this cooperation, studies of this type could not be made.



Elektroenergetika a plynárenství  
jsou nejdůležitějšími  
energetickými systémy.



The electricity and gas industries are  
the most important energy systems.



# ŘEŠENÉ PŘÍPADOVÉ STUDIE

## CASE STUDIES

Dlouhodobá rovnováha byla v roce 2018 řešena pro čtyři rozvojové případové studie, které vycházejí z požadavku soběstačnosti ČR v pokrytí poptávky elektřiny a zajištění spolehlivého provozu celé soustavy. Konceptní případová studie analyzovala rozvoj dle Státní energetické koncepce. Případová studie Obnovitelná simulovala provoz s velmi vysokým rozvojem obnovitelných zdrojů, a testovala, zda, za jakých podmínek a do jaké míry by extrémní rozvoj OZE mohl nahradit výrobu v jaderných zdrojích. Plynová případová studie analyzovala, jakým způsobem by výroba elektřiny z jádra mohla být nahrazena výrobou elektřiny z plynu při rozvoji ostatních zdrojů přibližně v intencích SEK. Čtvrtá případová studie, Nulová, testovala provoz elektrizační soustavy bez investic do nových zdrojů elektřiny a v případě plynárenské soustavy pak provoz bez nových zásobníkových kapacit.

### Nulová případová studie

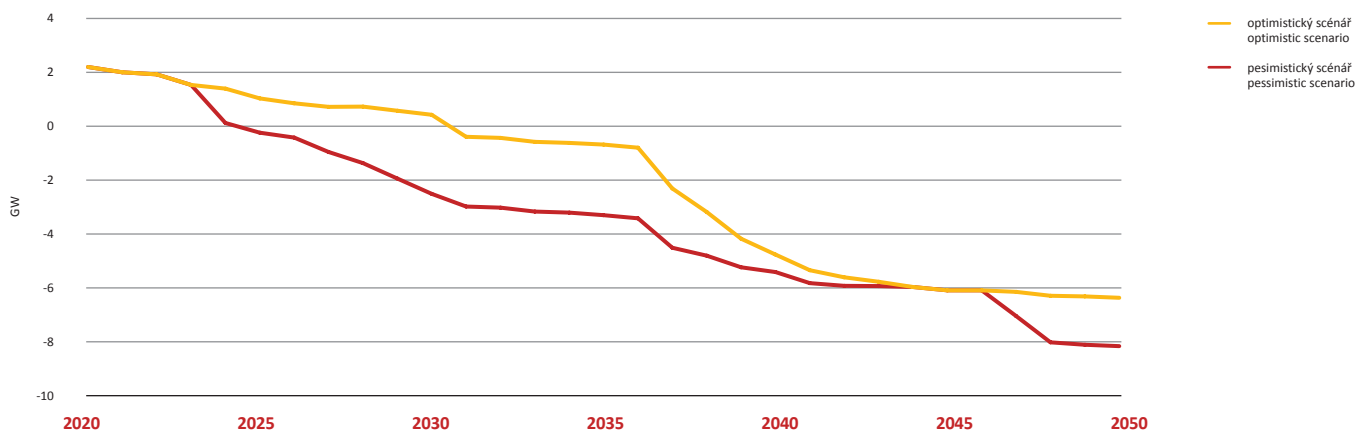
V Nulové případové studii elektroenergetiky se předpokládá pouze provoz současných zdrojů a jejich budoucí postupný útlum dle známých údajů jejich provozovatelů, nepředpokládají se žádné nové zdroje výjma zdrojů, které jsou v době zpracování studie těsně před dokončením, nebo se již nacházejí ve zkušebním provozu a jejichž zprovoznění lze považovat za racionálně věrohodné. Jedná se zejména o zdroje přímo navázané na průmyslovou výrobu (*závodní elektrárny*), jejichž zprovoznění je významné z lokálního hlediska, celosystémově však nikoliv. Výsledky případové studie Nulové ukazuje pro několik možností odstavování stávajících zdrojů obrázek 1.

The Anticipated Long-term Balance between Electricity Supply and Demand in 2018 was analysed for four case studies, which is based on the requested self-sufficiency of the Czech Republic to meet the demand for electricity and ensure reliable operation of the whole system. The Conceptual case study analysed the situation for development under the State Energy Policy. The Renewable case study envisaged major development in renewable sources and tested whether, under what conditions and to what extent an extreme development of RES could replace generation using nuclear sources. The Gas case study analysed the manner in which nuclear generation could be replaced by gas-based electricity production while maintaining the SEP intentions during the development. The Zero case study tested operation of the power system without investment in new electricity sources and in the case of the gas industry, operation without new storage capacities.

### Zero case study

The Zero case study in case of electricity industry anticipates only the operation of the existing sources and their gradual future decommissioning according to the known data from their operators. No new sources are considered here, with the exception of those that are nearing completion while the study is being prepared, or those that are already under a test run, and their commissioning can be rationally considered feasible. These are, in particular, sources directly linked to industrial production (*autoproducers*), whose commissioning is important locally, but not within the entire system. The results of the Zero case study are shown in the Figure 1 for several scenarios of shutting down existing resources.

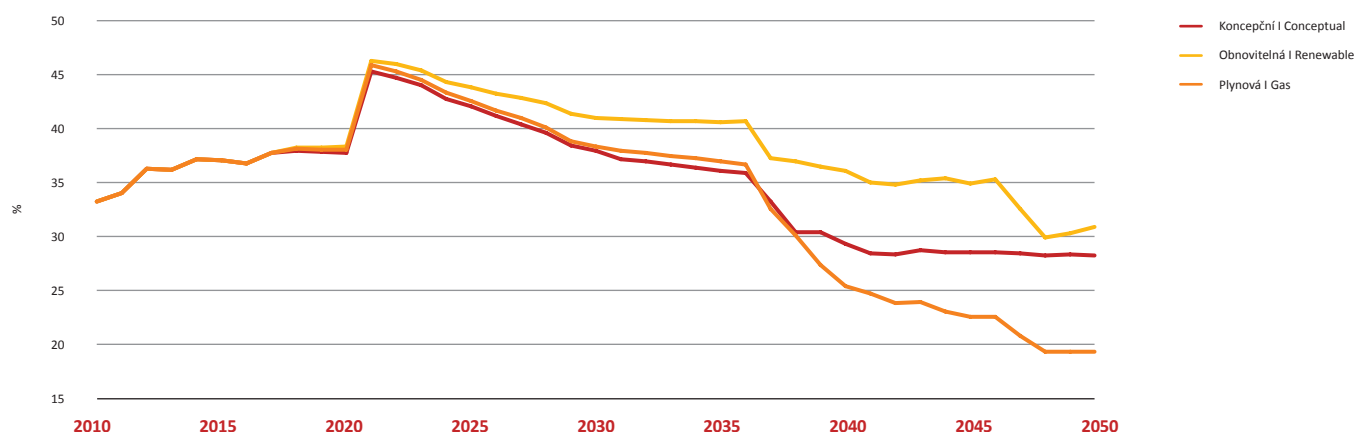
Obrázek 1 **Přebytky a nedostatky pohotového výkonu v elektroenergetice**  
Figure 1 **Surplus and lack of available capacity in electricity industry**



Případová studie Nulová v plynárenství vychází z analýzy výchozího stavu řešení, kdy je pro očekávanou poptávku plynu detekována potřeba nové zásobníkové kapacity. Cílem je indikovat okamžik (rok), kdy poměr celkové kapacity zásobníků plynu vůči jeho roční spotřebě opustí rozmezí stanovené *Státní energetickou koncepcí*, 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 jejich kapacita s časem ještě poroste (Dambořice), případně připojení zásobníků nacházejících se na území ČR, ale využívaných nyní pro jinou soustavu (Dolní Bojanovice). Tyto kapacity se uplatňují i ve všech dalších případových studiích a způsobují nárůst poměru kapacity ku spotřebě hned na počátku řešeného období. Poměr kapacity zásobníků ke spotřebě bez nových zásobníků ukazuje obrázek 2.

The Zero case study in case of gas industry is based on an analysis of the baseline state of the solution when the necessity of new storage capacity is detected for the anticipated demand for gas. The aim is to indicate the year when the ratio of the total gas storage capacity to the total gas consumption exceeds the range specified in the *State Energy Policy*, i.e. 35 to 40%. Calculations of the Zero case study are the first step to the solution which will be used for drawing up subsequent case studies (with sufficient storage capacity). Except for the existing storage facilities or storage facilities which are newly in operation and the capacity of which will be increasing over time (Dambořice), or except for connection of storage facilities situated within the territory of the Czech Republic but currently used for another system (Dolní Bojanovice), no new storage facilities are anticipated. These capacities are applied in all other case studies and cause an increase in the capacity to consumption ratio at the beginning of the analysed period. The storage capacity to consumption ratio without new storage facilities is indicated in the Figure 2.

Obrázek 2 Poměr kapacity zásobníků ke spotřebě plynu  
Figure 2 Storage capacity to consumption ratio



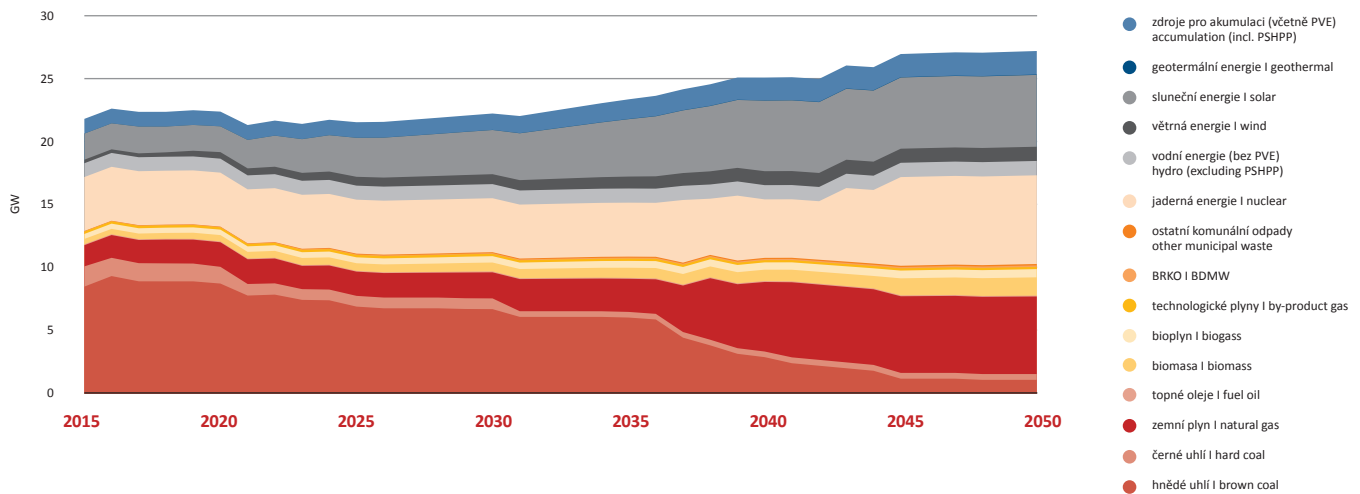
## Koncepční případová studie

Cílem je navrhnout taková opatření, aby mohla být naplněna *Státní energetická koncepce*. Koncepční případová studie vychází z koridorů vymezených ve *Státní energetické koncepci* a konkretizuje rozvoj ES ČR dle jejího Optimalizovaného scénáře a dle názorů představitelů české decizní sféry (především MPO) z roku 2018. Pro tuto případovou studii je charakteristická výstavba jaderných bloků v obou stávajících lokalitách a racionální rozvoj obnovitelných zdrojů. Doplněny jsou rovněž plynové zdroje. Instalovaný výkon v elektroenergetice je uveden na obrázku 3.

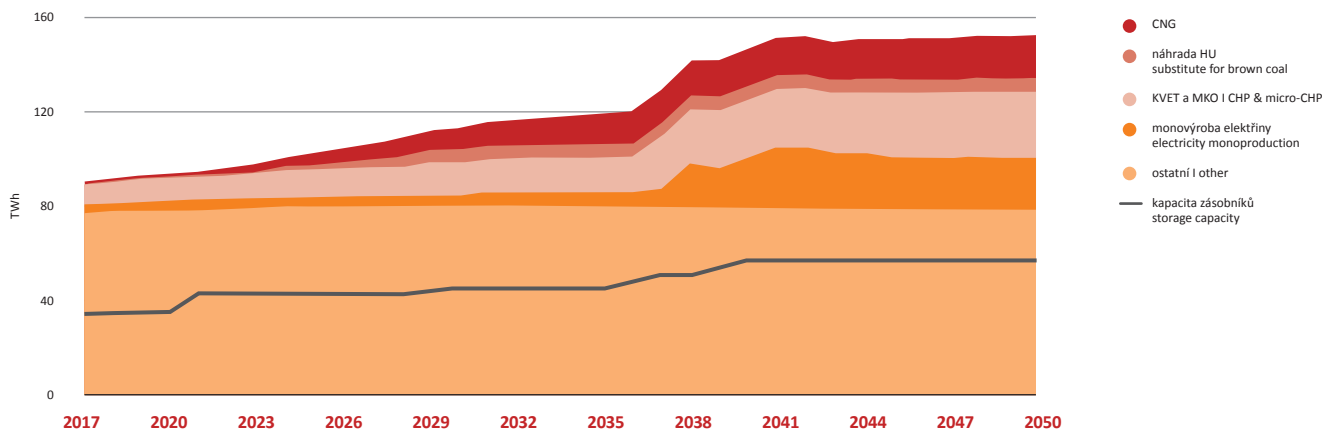
## Conceptual case study

The objective of this case study is to propose measures to meet the requirements of the *State Energy Policy* (SEP). The Conceptual case study is based on the SEP objectives, specifies the development of Czech power system according to its Optimized scenario and the opinions of the representative of the Czech decision-making sphere (in particular the Ministry of Industry and Trade) in 2018. This case study is characterized by the construction of nuclear power plants at the both existing locations and a rational development of the RES. Gas-fired sources are also added. The installed capacity for the electricity industry is shown in the Figure 3.

Obrázek 3 Konceptní případová studie – instalovaný výkon v elektroenergetice  
 Figure 3 Conceptual case study – installed capacity



Obrázek 4 Poptávka plynu a kapacita zásobníků – Konceptní případová studie  
 Figure 4 Demand for gas and storage capacity – Conceptual case study



Předpokládaný vývoj poptávky plynu a kapacity zásobníků ukazuje obrázek 4. Zásobníky plynu jsou uvažovány jako v případě studii Nulové, a navíc byla indikována potřeba další kapacity, a to, s ohledem na parametry těžby a vtlačení, kavernového i ložiskového typu:

- 200 mil. m<sup>3</sup> od roku 2030 (kavernový),
- 500 mil. m<sup>3</sup> od roku 2037 (ložiskový),
- 600 mil. m<sup>3</sup> od roku 2040 (ložiskový).

The expected development of gas demand and storage capacity is shown in the Figure 4. Gas storage facilities are anticipated just as in the Zero case study, and in addition to that, the need for further capacity was indicated in view of the withdrawal and injection parameters, in both cavernous and depleted-field type of storage:

- 200 mcm as of 2030 (cavernous),
- 500 mcm as of 2037 (depleted-field),
- 600 mcm as of 2040 (depleted-field).

## Obnovitelná případová studie

Cílem je navrhnout taková opatření, aby byla zachována soběstačnost České republiky v pokrývání poptávky po elektřině i v případě, že nebudou v ČR zprovozněny žádné nové jaderné bloky. Primárně je vzniklý deficit řešen obnovitelnými zdroji. Z provozních důvodů jsou pak přidány plynové bloky (SCGT, CCGT), plynové motory a ve značné míře také akumulční prostředky. Instalovaný výkon je uveden na následujícím obrázku 5.

Předpokládaný vývoj poptávky plynu a kapacity zásobníků ukazuje následující obrázek 6. Zásobníky plynu jsou uvažovány jako v případové studii Nulové, a navíc byla indikována potřeba další kapacity, a to, s ohledem na parametry těžby a vtláčení, kavernového i ložiskového typu:

- 500 mil. m<sup>3</sup> od roku 2037 (ložiskový),
- 200 mil. m<sup>3</sup> od roku 2045 (kavernový).

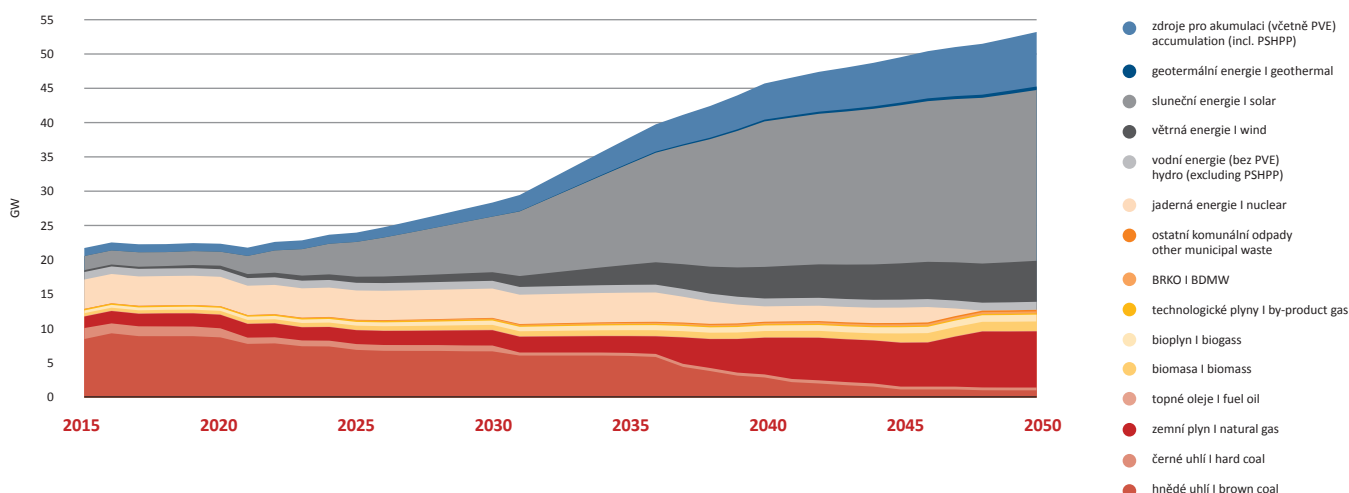
## Renewable case study

The aim is to propose such measures that would maintain the Czech Republic's self-sufficiency in meeting the demand for electricity even if no new nuclear blocks are commissioned in the Czech Republic. The resulting deficit is solved primarily by the renewable energy sources. To ensure system operability, the gas-fired units (SCGT, CCGT), gas engines (GE) and, to a significant extent, also accumulation units, are added. The installed capacity is shown in the following Figure 5.

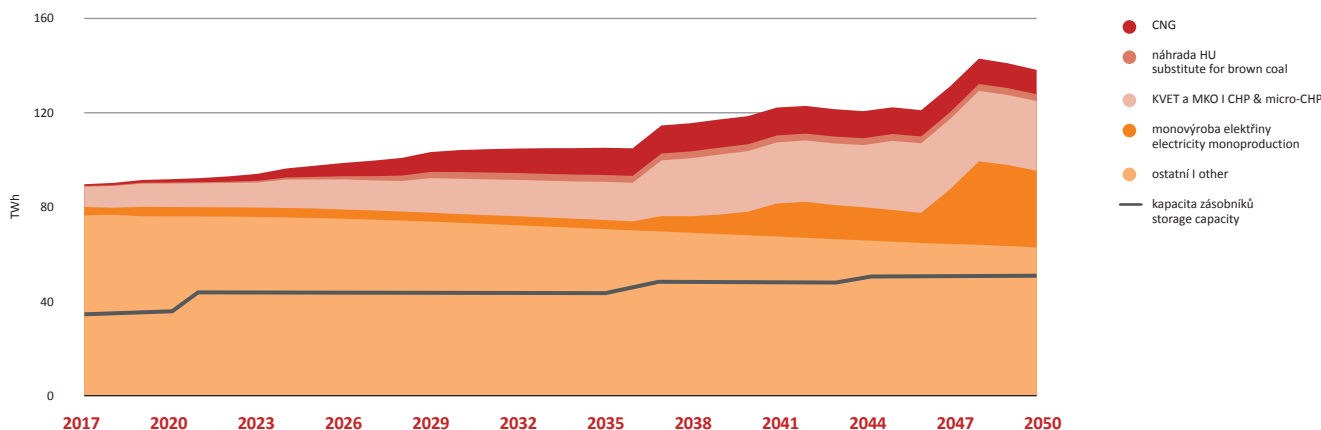
The expected development of gas demand and storage capacity is shown in the following Figure 6. Gas storage facilities are anticipated just as in the Zero case study, and in addition to that, the need for further capacity was indicated in view of the withdrawal and injection parameters, in both cavernous and depleted-field type of storage:

- 500 mcm as of 2037 (depleted-field),
- 200 mcm as of 2045 (cavernous).

Obrázek 5 Obnovitelná případová studie – instalovaný výkon  
Figure 5 Renewable case study – installed capacity



Obrázek 6 Poptávka plynu a kapacita zásobníků – Obnovitelná případová studie  
Figure 6 Demand for gas and storage capacity – Renewable case study



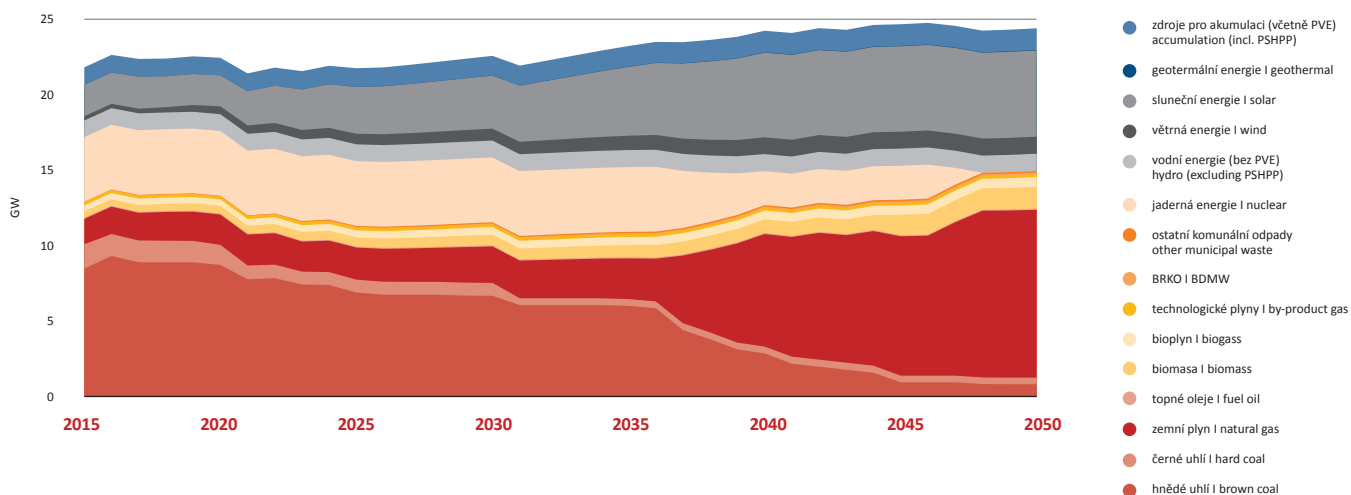
## Plynová případová studie

Cílem je navrhnout taková opatření, aby byla zachována soběstačnost České republiky v pokrývání poptávky po elektřině i v případě, že nebudou v ČR zprovozněny žádné nové jaderné bloky. Primárně je vzniklý deficit řešen plynovými zdroji. Instalovaný výkon je uveden na následujícím obrázku 7.

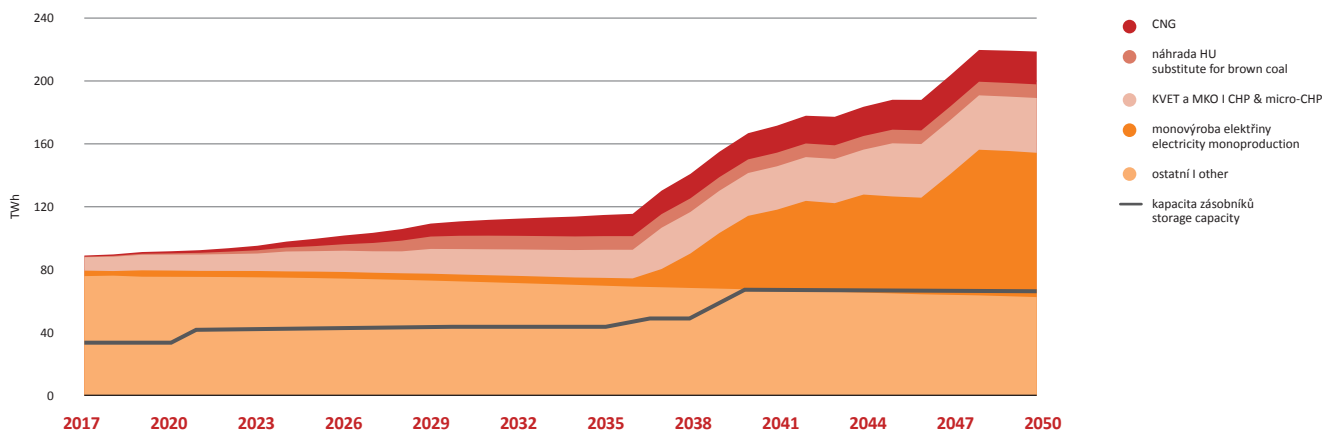
## Gas case study

The aim is to propose such measures that would maintain the self-sufficiency of the Czech Republic in meeting demand for electricity even if no new nuclear power plants are commissioned in the Czech Republic. The resulting deficit is addressed by gas-fired sources. The installed capacity is shown in the following Figure 7.

Obrázek 7 Plynová případová studie – instalovaný výkon  
Figure 7 Gas case study – installed capacity



Obrázek 8 Poptávka plynu a kapacita zásobníků – Plynová případová studie  
Figure 8 Demand for gas and storage capacity – Gas case study



Předpokládaný vývoj poptávky plynu a kapacity zásobníků ukazuje předcházející obrázek 8. Zásobníky plynu jsou uvažovány jako v případové studii Nulové, a navíc byla indikována vysoká potřeba další kapacity, a to, s ohledem na parametry těžby a vtláčení, kavernového i ložiskového typu:

- 200 mil. m<sup>3</sup> od roku 2030 (kavernový),
- 500 mil. m<sup>3</sup> od roku 2037 (ložiskový),
- 600 mil. m<sup>3</sup> od roku 2040 (ložiskový),
- 1 000 mil. m<sup>3</sup> od roku 2040 (ložiskový).

The expected development of gas demand and storage capacity is shown in the following Figure 8. Gas storage facilities are anticipated just as in the Zero case study, and in addition to that, a strong need for further capacity was indicated in view of the withdrawal and injection parameters, in both cavernous and depleted-field type of storage:

- 200 mcm as of 2030 (cavernous),
- 500 mcm as of 2037 (depleted-field),
- 600 mcm as of 2040 (depleted-field),
- 1,000 mcm as of 2040 (depleted-field).

# POPTÁVKA ELEKTŘINY DEMAND FOR ELECTRICITY

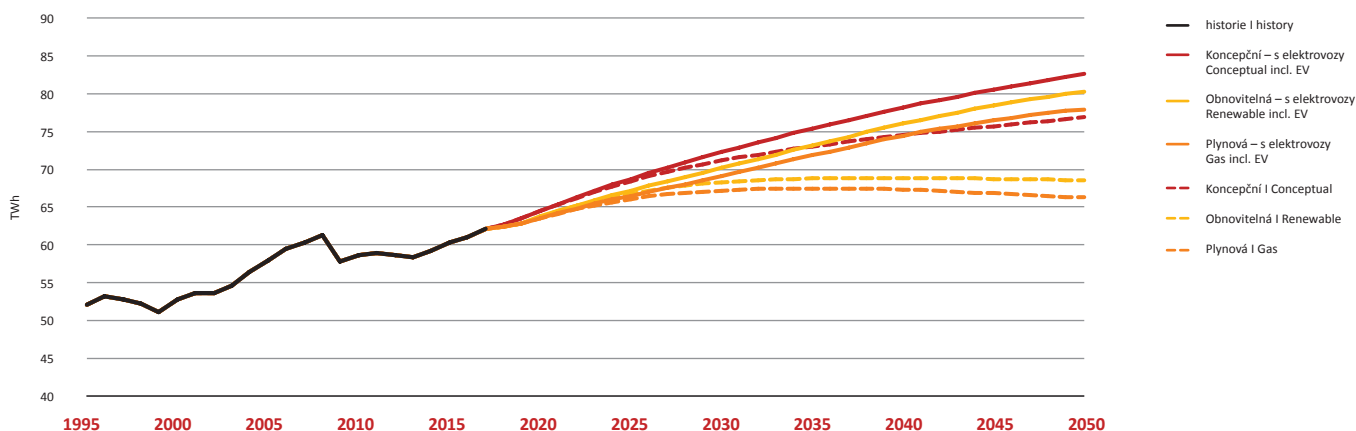
Na úrovni výhledu poptávky energie předpokládají případové studie stejný ekonomický a demografický vývoj. Pro střednědobý horizont je pro ČR očekáván vyšší hospodářský i obecně společenský růst, byť méně výrazný než v letech 2014 až 2017. Z dlouhodobého pohledu je pak očekávána postupná konvergence ekonomické úrovně ČR k průměru EU. Růst produktu bude výrazným invariantním pozitivním vlivem na růst poptávky elektřiny i plynu. Demografický vývoj ČR bude dle aktuálních předpokladů o něco výrazněji ovlivněn migrací obyvatel do, ale i v rámci Evropy.

Případové studie zpracované v tomto dokumentu předpokládají různou míru dosahování úspor a různé využití energie v nových oblastech. Případové studie Obnovitelná a Plynová mají ve srovnání s případovou studií Koncepční o třetinu vyšší tempo dosahování energetických úspor. Rozdíly ve využití elektřiny a plynu v nových oblastech spotřeby jsou rozmanitější – mezi hlavní rozdíly patří elektromobilita, využití CNG/ LNG v dopravě, náhrada energetického i tříděného hnědého uhlí, částečný odklon od CZT.

At the level of energy demand outlook, the presented case studies anticipate the same economic and demographic development. In the mid-term horizon, the Czech Republic is expected to experience higher economic and societal advancement, albeit not as pronounced as in the period from 2014 to 2017. Eventually, gradual convergence of the Czech economic level towards the EU average is expected over the long-term. Product growth will be a significant invariable positive influence over the increase in both electricity and gas demand. Considering current projections, demographic development in the Czech Republic will be moderately affected by migration into and within Europe.

The case studies assume different levels of savings and different utilization of energy in new areas. The Renewable and Gas case studies presume a higher pace in achieving energy savings by a third compared to the Conceptual case study. Differences in the utilization of electricity and gas in new consumption areas are more diverse – the main categories showing more substantial differences include electromobility, CNG/LNG utilization in transport, replacement of both steam and graded brown coal, and partial deviation from district heating.

Obrázek 9 Tuzemská netto spotřeba  
Figure 9 Domestic net consumption



Pro výše uvedenou trojici případových studií není poptávka elektřiny na úrovni čisté spotřeby výrazně diferencovaná. Ačkoliv se vývoj jednotlivých složek poptávky mezi případovými studii výrazně liší, ve výsledku se jejich diferencovaný vývoj z velké části kompenzuje. Vedle obecného hospodářského vývoje bude pro poptávku elektřiny důležitým faktorem především rozvoj elektromobility, uplatnění elektřiny při náhradě fosilních paliv a míra dosahování energetických úspor. Vývoj tuzemské netto spotřeby je znázorněn na předcházejícím obrázku 9.

### Střednědobý horizont

- Ve střednědobém horizontu se vývoj poptávky elektřiny dle případových studií významně neliší, což je způsobeno především kompenzací vlivů různé míry dosahování úspor a různé míry rozvoje elektromobility.
- Konceptní případová studie předpokládá v roce 2030 tuzemskou netto spotřebu se zahrnutím elektromobility ve výši 72 TWh, což je oproti roku 2017 nárůst přibližně o 16 %; ve stejné kategorii je to pro případovou studii Obnovitelnou 70 TWh a pro případovou studii Plynovou pak 69 TWh.

### Dlouhodobý horizont

- Rozvoj dle tří výše uvedených případových studií vymezuje do roku 2050 koridor nárůstu poptávky elektřiny na úrovni čisté spotřeby ve výši 25 až 33 % oproti roku 2018.
- V dlouhodobém výhledu jsou případové studie ve výši poptávky diferencovány více, ale opět dochází ke kompenzaci především vlivu různé míry dosahování úspor a různého vývoje elektromobility.
- Konceptní případová studie předpokládá v roce 2050 tuzemskou netto spotřebu se zahrnutím elektromobility ve výši 83 TWh, což je oproti roku 2017 nárůst přibližně 33 %; ve stejné kategorii je to pro případovou studii Obnovitelnou 80 TWh a pro případovou studii Plynovou pak 78 TWh.
- Velmi významným růstovým faktorem bude uplatnění elektromobilů. Pravděpodobnost, že elektromobilita bude nejvýraznějším druhem automobilové trakce (přibližně 35 až 50 % celkového počtu běžných osobních vozidel) od minulého roku narostla.
- V případových studiích Obnovitelné a Plynové, které kladou větší důraz na nové politiky EU, je předpokládána poptávka sektoru elektromobility v roce 2050 na úrovni přibližně 12 TWh; v případové studii Konceptní je to jen přibližně 6 TWh.
- Případové studie se výrazně liší v množství elektřiny vyrobené na úrovni sítí nízkého napětí. Dle případové studie Konceptní tato výroba v roce 2050 činí přibližně 4,7 TWh, dle případové studie Obnovitelné 19 TWh a dle případové studie Plynové přibližně 5,4 TWh.
- Výroba na nejnižší distribuční úrovni nízkého napětí – na odběrném místě – bude snižovat množství síťově dodávané elektřiny, a navíc navýšovat množství nevykazované spotřeby. V případě Konceptní případové studie může nevykazovaná spotřeba činit přibližně 2 TWh, v případě Obnovitelné pak až přibližně 9 TWh.

In terms of the aforementioned three case studies, electricity demand at the level of net consumption is not significantly differentiated, although individual demand components substantially differ from case to case. In addition to general economic development, electricity demand will be influenced by other important factors such as the development of electromobility, use of electricity for fossil fuel replacement and the level of achieved energy savings. Domestic net consumption development is shown in the following Figure 9.

### Mid-term horizon

- In the mid-term horizon, there is no significant difference in the development of electricity demand as presented by individual case study, which is due to the compensation of effects of diverse level of savings and the diverse rate of electromobility development.
- The Conceptual case study envisages domestic net consumption, including electromobility, to be at 72 TWh in 2030, which means an increase of approximately 16% compared to 2017; in the same category, this is 70 TWh for the Renewable case study and 69 TWh for the Gas case study.

### Long-term horizon

- Development of the three above-mentioned case studies defines the increase in electricity demand at the level of net consumption within the range of 25–33% by 2050 compared to 2018.
- In the long run, the variations in the level of demand are differentiated a little more but, again, the effect of diverse level of savings and the diverse rate of electromobility development is compensated.
- The Conceptual case study envisages domestic net consumption, including electromobility, to be at 83 TWh in 2050, which is an increase of approximately 33% compared to 2017; in the same category, this is 80 TWh for the Renewable case study and 78 TWh for the Gas case study.
- The application of electromobility will represent a major growth factor. The likelihood that electromobility will be the most prevalent type of automobile technology (approximately 35 to 50% of all standard passenger vehicles) has increased since last year.
- In the Renewable and Gas case studies which place more emphasis on new EU policies, the electromobility sector demand is predicted to be at approximately 12 TWh in 2050, while this figure is only 6 TWh in the Conceptual case study.
- These case studies differ significantly with regard to the amount of electricity generated at LV grid levels. This type of generation approaches 4.7 TWh in 2050 in the Conceptual case study, 19 TWh in the Renewable case study and 5.4 TWh in the Gas case study.
- Generation at the lowest distribution level of low voltage – at the offtake point – will lower the volume of grid-supplied electricity and increase the volume of undeclared consumption. In the case of the Conceptual case study, undeclared consumption can reach approximately 2 TWh and up to 9 TWh in the Renewable case study.

## ZDROJOVÁ ZÁKLADNA SOURCE BASE

Variantský návrh rozvoje zdrojové základny se opírá o názory samotných provozovatelů zdrojů, legislativní požadavky i analýzy možností vývoje technologií. Zdrojová základna je v každé rozvojové případové studii navržena tak, aby byla zajištěna výkonová a výrobní dostatečnost i spolehlivost provozu. Pouze v několika letech není tento požadavek splněn, což je důsledkem nesouladů mezi odstavením starých a zprovozněním nových zdrojů. Ve všech analyzovaných případových studiích však dojde k zásadní změně struktury zdrojové základny. Instalovaný výkon dle primární energie je znázorněn v následujících tabulkách.

V průběhu následujících 25 let dojde k zásadnímu útlumu hnědohuňelých zdrojů. Elektrárny na hnědé uhlí budou výrazně omezeny již do roku 2030. Po roce 2030 zůstanou v provozu jen některé vybrané velké elektrárny (například Prunéřov II, Tušimice II, Chvaletice, Počeradý) a pravděpodobně až do roku 2050 bude v provozu jako jediný velký zdroj blok 660 MW v Ledvicích. K útlumu dojde i u teplárenských zdrojů a závodních výroben. Celkový výkon hnědohuňelých zdrojů se předpokládá v roce 2050 v jednotlivých případových studiích mezi 850 MW až 1 100 MW. Útlum je dán především dožíváním ložisek hnědého uhlí a environmentálními požadavky.

Ze současné úrovně instalovaného výkonu kolem 22,4 GW dojde do roku 2050 k nárůstu celkového instalovaného výkonu zdrojů (bez prostředků pro akumulaci) na:

- 26,5 GW v Konceptní případové studii,
- 46,6 GW v Obnovitelné případové studii,
- 24,2 GW v Plynové případové studii.

Značné rozdíly jsou dány skladbou zdrojů, kdy v Obnovitelné studii tvoří největší podíl na instalovaném výkonu fotovoltaické zdroje s nízkým ročním využitím. Jaderné zdroje se dle jednotlivých případových studií uplatní značně rozdílně. Zatímco v Konceptní studii dochází k obnově bloků v Dukovanech a k rozšíření elektrárny Temelín o další dva bloky (celkový instalovaný výkon v roce 2050 činí 7,1 GW), ve zbývajících dvou případových studiích se naopak s obnovou bloků v Dukovanech nepočítá a současně je z analytických důvodů (prověření možnosti kompletní náhrady jaderné energetiky) počítáno s relativně brzkým odstavením zdrojů v Temelíně v letech 2046 a 2047. Po roce 2047 se dle případové studie Obnovitelné a Plynové v ČR nepřepokládá provozování žádného jaderného zdroje.

The source base development presented is based on the opinions of the source operators, on statutory requirements and on technology development analyses. The source base proposed for individual case studies is designed to ensure both capacity and generation sufficiency as well as operational reliability. This requirement is not met only in several years, which is due to time discrepancies between the decommissioning of old and the commissioning of new sources. The source base structure undergoes a significant transformation in all of the analysed case studies.

There will be substantial decline in brown-coal sources over the next 25 years. Brown-coal power plants will be subjected to major restrictions starting in 2030. After 2030, only a few selected power plants (Prunéřov II, Tušimice II, Chvaletice, and Počeradý in particular) will remain in operation and it is likely that the 660 MW block in Ledvice will be the only large source in operation by 2050. Heating sources and autoproducers will also experience a downturn in production. The total capacity of brown-coal sources in individual case studies ranges from 850 to 1,100 MW in 2050. The reasons for the downturn include dwindling brown-coal deposits and environmental requirements.

Out of today's approximate 22,400 MW of installed capacity there will be an increase in the total installed capacity (without accumulation means) by 2050 to:

- 26.5 GW in the Conceptual case study,
- 46.6 GW in the Renewable case study,
- 24.2 GW in the Gas case study.

The wide differences are due to source composition where photovoltaic sources with low annual utilization represent the highest share in capacity in the case of the Renewable case study. Nuclear power plants will be utilized quite differently in each of the case studies. While in the Conceptual case study, sources in Dukovany will be renewed and the Temelín power plant will be scaled up by two additional blocks (the total installed capacity will be 7.1 GW in 2050), the remaining two case studies do not envisage the source renewal in Dukovany and, at the same time, anticipate relatively early decommissioning of the sources in Temelín, i.e. in 2046 and 2047, due to analytical purposes of verifying the option of complete replacement of nuclear energy. According to the Renewable and Gas case studies, no nuclear source is anticipated to remain in operation in the Czech Republic beyond 2047.



Značné budou nárůsty výkonu obnovitelných zdrojů. U Obnovitelné případové studie jsou všechny kategorie OZE nasazeny v míře, která je aktuálním konsenzuálním technickým limitem v prostředí ČR.

Rozhodující budou fotovoltaické zdroje, jejichž výkon naroste do roku 2050 na přibližně 5,7 GW v případových studiích Konceptční a Plynové a až na 25 GW v případové studii Obnovitelné. U instalovaného výkonu větrných elektráren budou mezi případovými studii podobné relace: 1,1 GW v Konceptční a Plynové a 6 GW v Obnovitelné. U ostatních druhů obnovitelných zdrojů (biomasa, bioplyn) nebudou rozdíly mezi jednotlivými studii výrazné. Uplatnění obnovitelných zdrojů si vyžádá nasazení prostředků pro regulaci. Nejvíce budou potřebné v Obnovitelné případové studii, kde budou instalovány plynové spalovací jednotky s otevřeným cyklem (až 7× 160 MW). Významným nástrojem zabezpečení výkonové rovnováhy, uplatněným ve všech studiích, budou akumulční technologie. Jedná se zejména o baterie, použité pro denní akumulaci. V případové studii Obnovitelné je navíc nezbytná sezónní akumulace (P2G).

Veškerý další chybějící výkon je v případových studiích zabezpečen zdroji na zemní plyn. Základními zdroji budou paroplynové jednotky o výkonech převážně 430 nebo 840 MW, pro účely regulací doplněné vedle spalovacích turbín i skupinami plynových motorů. Sumární výkon paroplynových zdrojů, které budou určeny pro výrobu elektřiny (na rozdíl od zdrojů určených pro regulaci a zálohu), činí 3,2 GW v případové studii Konceptční, 3,6 GW v případové studii Obnovitelné a 7 GW v Plynové.

However, there will be a major increase in the capacity of renewable sources. In the Renewable case study, all RES categories will be deployed to the extent of the current consensual technical limit in the Czech Republic.

An instrumental role will be performed by photovoltaic sources whose capacity will increase to approximately 5.7 GW by 2050 in the Conceptual and Gas case studies, and up to 25 GW in the Renewable case study. Similar relationships will exist between individual case studies also with respect to wind power plants: 1.1 GW in the Conceptual and Gas case studies and 6 GW in the Renewable case study. The differences within the case studies won't be as wide with regard to other types of renewable sources (biomass, biogas). The utilization of renewable sources will require the deployment of means of regulation. They will be needed most in the Renewable study, where gas combustion units will be installed in simple cycle (up to 7×160 MW). A major tool to secure the power balance, employed in all case studies, will be accumulation technologies. These are primarily battery system used for daily accumulation. In addition, the Renewable case study also requires a seasonal accumulation system (P2G technology).

Any further lack of capacity is secured by natural gas sources. The basic sources will consist of CCGT units with capacities of mostly 430 or 840 MW for regulation purposes, complemented by both SCGTs and gas motors. The sum capacity of steam-gas sources designed for power generation (as opposed to sources for regulation and as backup) is 3.2 GW in the Conceptual case study, 3.6 GW in the Renewable case study and 7 GW in the Gas case study.

Tabulka 1 **Konceptní případová studie – instalovaný výkon dle primární energie (MW)**  
Table 1 **Conceptual case study – installed capacity according to PES (MW)**

druh primární energie   primary energy source	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hnědé uhlí   brown coal	8 919	8 745	6 914	6 712	6 044	2 896	1 184	1 092
černé uhlí   hard coal	1 432	1 331	854	854	448	448	461	461
zemní plyn   natural gas	1 889	1 953	1 925	2 072	2 632	5 528	6 091	6 163
topné oleje   fuel oil	64	64	62	74	73	72	71	71
biomasa   biomass	466	506	606	706	806	906	1 354	1 454
bioplyn   biogas	419	434	470	507	544	581	617	654
technologické plyny   by-product gas	185	185	188	184	184	176	176	176
BRKO   BDMW	33	33	46	61	76	91	106	121
ostatní komunální odpady   other municipal waste	22	22	60	70	80	90	100	110
jaderná energie   nuclear	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 650	7 050	7 050
vodní energie (bez PVE)   hydro (excluding PSHPP)	1 109	1 111	1 116	1 121	1 126	1 131	1 136	1 141
větrná energie   wind	350	520	701	789	949	1 109	1 120	1 130
sluneční energie   solar	2 050	2 051	3 100	3 513	4 562	5 610	5 660	5 710
geotermální energie   geothermal	0	0	5	10	15	20	25	30
zdroje pro akumulaci (včetně PVE)   accumulation (incl. PSHPP)	1 170	1 170	1 235	1 301	1 563	1 813	1 841	1 870
<b>ES ČR celkem   total</b>	<b>22 398</b>	<b>22 413</b>	<b>21 571</b>	<b>22 263</b>	<b>23 390</b>	<b>25 120</b>	<b>26 992</b>	<b>27 233</b>

## Střednědobý horizont

- Do roku 2020 dojde k odstavení několika významných hnědouhelných zdrojů, které nebudou moci být nadále provozovány z emisních důvodů, případně budou provozovány jen krátkodobě na základě výjimky. Celkově se jedná o 1,5 GW instalovaného výkonu v hnědouhelných zdrojích.
- Ve střednědobém horizontu se nepočítá s omezováním provozu či odstavením stávajících jaderných zdrojů.
- Bude postupně mírně narůstat instalovaný výkon v OZE.
- V menší míře dojde i k poklesu spotřeby centralizovaného tepla. Nejvíce bude patrný v případové studii Obnovitelné (využití obnovitelné energie pomocí tepelných čerpadel), v ostatních dvou studiích jsou změny ve spotřebě tepla ze systému CZT minimální.

## Mid-term horizon

- By 2020, several major brown-coal sources, which it won't be possible to operate due to excessive emission levels, will be decommissioned or operated for a limited period on an exemption basis. This involves 1.5 GW in total installed capacity of brown coal units.
- In the mid-term horizon, no restrictions in the operation or decommissioning of the existing nuclear sources are anticipated.
- The installed capacity of RES will slightly increase.
- There will also be a modest decrease in the need for district heating. It will be most notable in the Renewable case study (utilization of renewable energy using heat pumps); changes in the heat consumption from the district heating systems in the remaining two case studies are minimal.

Tabulka 2 Obnovitelná případová studie – instalovaný výkon dle primární energie (MW)  
Table 2 Renewable case study – installed capacity according to PES (MW)

druh primární energie   primary energy source	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hnědé uhlí   brown coal	8 919	8 746	6 916	6 704	6 036	2 889	1 137	1 006
černé uhlí   hard coal	1 432	1 331	854	854	448	448	418	412
zemní plyn   natural gas	1 898	1 979	2 025	2 237	2 442	5 361	6 406	8 207
topné oleje   fuel oil	64	64	62	74	73	72	71	68
biomasa   biomass	466	506	606	706	806	906	1 292	1 386
bioplyn   biogas	419	455	546	637	728	818	909	1 000
technologické plyny   by-product gas	185	185	188	184	184	176	176	176
BRKO   BDMW	33	33	59	107	155	204	252	300
ostatní komunální odpady   other municipal waste	22	22	68	100	132	165	197	229
jaderná energie   nuclear	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	2 250	2 250	0
vodní energie (bez PVE)   hydro (excluding PSHPP)	1 109	1 113	1 123	1 133	1 143	1 153	1 163	1 173
větrná energie   wind	350	520	890	1 259	2 939	4 620	5 310	6 000
sluneční energie   solar	2 050	2 051	5 100	8 150	14 725	21 300	23 150	25 000
geotermální energie   geothermal	0	0	5	10	135	260	385	510
zdroje pro akumulaci (včetně PVE)   accumulation (incl. PSHPP)	1 170	1 170	1 358	2 045	3 670	5 295	6 641	7 986
<b>ES ČR celkem   total</b>	<b>22 407</b>	<b>22 465</b>	<b>24 089</b>	<b>28 491</b>	<b>37 907</b>	<b>45 916</b>	<b>49 756</b>	<b>53 453</b>

Tabulka 3 **Plynová případová studie – instalovaný výkon dle primární energie (MW)**  
 Table 3 **Gas case study – installed capacity according to PES (MW)**

druh primární energie   primary energy source	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hnědé uhlí   brown coal	8 919	8 745	6 914	6 703	6 035	2 887	973	843
černé uhlí   hard coal	1 432	1 331	854	854	448	448	438	438
zemní plyn   natural gas	1 907	2 008	2 127	2 414	2 693	7 456	9 231	11 113
topné oleje   fuel oil	64	64	62	74	73	72	70	70
biomasa   biomass	466	506	606	706	806	906	1 353	1 447
bioplyn   biogas	419	434	470	507	544	581	617	654
technologické plyny   by-product gas	185	185	188	184	184	176	176	176
BRKO   BDMW	33	33	46	61	76	91	106	121
ostatní komunální odpady   other municipal waste	22	22	60	70	80	90	100	110
jaderná energie   nuclear	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	2 250	2 250	0
vodní energie (bez PVE)   hydro (excluding PSHPP)	1 109	1 111	1 116	1 121	1 126	1 131	1 136	1 141
větrná energie   wind	350	520	701	789	949	1 109	1 120	1 130
sluneční energie   solar	2 050	2 051	3 100	3 513	4 562	5 610	5 660	5 710
geotermální energie   geothermal	0	0	5	10	15	20	25	30
zdroje pro akumulaci (včetně PVE)   accumulation (incl. PSHPP)	1 170	1 170	1 235	1 301	1 366	1 431	1 434	1 438
<b>ES ČR celkem   total</b>	<b>22 416</b>	<b>22 469</b>	<b>21 774</b>	<b>22 596</b>	<b>23 245</b>	<b>24 258</b>	<b>24 688</b>	<b>24 419</b>

### Dlouhodobý horizont

- V období let 2035 až 2045 dojde k odstavení několika velkých hnědouhelných elektráren, zejména Tušimice II, Pruněřov II, Chvaletice a Počerady. V tomto období dojde k souběhu dožívání ložisek hnědého uhlí a technického dožití zařízení těchto elektráren.
- OZE poroste rychleji než v předcházejícím období. Tím se bude měnit i provoz elektrických sítí, protože nové OZE budou připojeny především v sítích nižších napěťových úrovní, a jedná se tedy o decentrální zdroje.
- Odstavování velkých uhelných elektráren, v nichž jsou provozovány zejména 200 MW bloky s dobrými regulačními schopnostmi, způsobí pokles dostupnosti regulačních výkonů. Tato skutečnost bude vyžadovat instalaci regulačních zdrojů na zemní plyn. Jsou navrženy skupiny pístových plynových motorů nebo spalovací turbíny. Výkony uvažovaných spalovacích motorů budou podle případových studií 120 až 160 MW. V Obnovitelné studii se navíc uplatní 1 120 MW ve spalovacích turbínách typu SCGT.
- V dlouhodobém horizontu bude muset být (především při rozvoji dle případové studie Obnovitelné) instalováno značné množství prostředků pro akumulaci elektřiny. Pro účely denní akumulace půjde o baterie o výkonu až 700 MW v případové studii Konceptní, přibližně 270 MW ve studii Plynové a přes 6,8 GW ve studii Obnovitelné. Ve všech studiích je nad rámec zmíněných akumulačních prostředků uvažováno využívání PVE pro akumulaci s celkovým výkonem 1,2 GW.

### Long-term horizon

- In the period of 2035–2045, several large brown-coal power plants, especially Tušimice II, Pruněřov II, Chvaletice and Počerady, will be decommissioned. This period will see the concurrent depletion of brown coal deposits and the decommissioning of these power plants, at end of their life.
- RES will develop at a faster pace than in the preceding period. This will essentially cause changes in power grids as RES will be connected primarily to low-voltage networks as distributed sources.
- The decommissioning of large coal power plants, mainly 200 MW units with good regulating abilities, will bring about a drop in the availability of regulation capacities. This will require the installation of regulating natural gas sources. The sources proposed include piston gas engines or SCGTs. The capacity of combustion engines will range from 120 to 160 MW according the presented case studies. In the renewable case study, additional 1,120 MW will be utilized in SCGT combustion turbines.
- In the long-term horizon, especially the Renewable case study will require the installation of substantial quantities of energy accumulation systems. Daily accumulation will be facilitated by battery-operated equipment; the sum capacity will reach 700 MW in the Conceptual case study, approximately 270 MW in the Gas case study and over 6.8 GW in the Renewable case study. In addition to aforementioned accumulation, all case studies use pumped hydro storage for accumulation purposes with a total capacity of 1.2 GW.

- Vedle denní akumulace bude v případové studii Obnovitelné zapotřebí akumulace sezónní – do roku 2050 by bylo zapotřebí přibližně 2,6 GW elektrického výkonu sezónní akumulace (P2G).
- Po roce 2035 dochází k diferenciaci ve výrobě elektřiny z jádra. V případové studii Konceptní půjde v rozmezí let 2037 až 2039 o náhradu stávající JE Dukovany novým zdrojem 2× 1,2 GW a dále o zprovoznění dvou nových bloků po 1,2 GW v JE Temelín v letech 2043 a 2045. V případových studiích Plynové a Obnovitelné bude JE Dukovany v rozpětí let 2037 až 2039 odstavena bez náhrady, v letech 2046 až 2047 ukončí bez náhrady provoz stávající dva bloky JE Temelín.
- S dožíváním uhelných tepláren bude docházet průběžně k nárůstům výkonu v malých kogeneračních jednotkách na zemní plyn; v současnosti je jejich výkon kolem 330 MW, do roku 2050 pak bude jejich přírůstek činit 300 MW v Konceptní, 600 MW v Obnovitelné a 900 MW v Plynové případové studii.
- S docházejícím hnědým uhlím bude u vybraných teplárenských výroben docházet ke změnám palivové základny částečně na zemní plyn, částečně na biomasu. Předpokládá se i využití tepla z JE Temelín k zásobování Českých Budějovic, a to již od roku 2023, a to ve všech případových studiích.
- In the Renewable case study, a total of 2.6 GW of electric capacity will be installed in seasonal accumulation systems, represented by P2G technology, by 2050.
- After 2035, there will be some differentiation with regard to nuclear generation. In the Conceptual case study, this involves replacement of the existing Dukovany NPP by a new 2× 1.2 GW units in the 2037–2039 period and commissioning of two new 1.2 GW blocks at the Temelín NPP in 2043 and 2045. In the Gas and Renewable case studies, the Dukovany NPP will be decommissioned between 2037 and 2039 without replacement, the two existing blocks at the Temelín NPP will be decommissioned without replacement during 2046 and 2047.
- As heating plants approach the end of their life, there will be a continual increase in the capacity of small natural gas CHPs; their current capacity is approximately 330 MW, while their growth will amount to 300 MW in the Conceptual case study, 600 MW in the Renewable case study and 900 MW in the Gas case study by 2050.
- As the availability of brown coal begins to dwindle, heating plants will have to change their fuel base; partly towards natural gas, partly towards biomass. The case studies also anticipate utilization of heat produced by the Temelín power plant to supply České Budějovice as early as from 2023.



Zajištění rovnováhy mezi  
poptávkou a nabídkou je  
celospolečenským zájmem.



Providing the balance between  
supply and demand is in the interest  
of the whole society.

# PROVOZ ES ČR

## OPERATION OF THE CZECH POWER SYSTEM

Rozvoj výrobní základny a podpůrných opatření provozu je ve všech případových studiích navržen tak, aby byl zajištěn provoz s požadovanou normou spolehlivosti. Podpůrná opatření jsou nasazována v nákladově nejvýhodnějším pořadí, tedy od nejsnáze a nejlevněji realizovatelných (řízení spotřeby, elektrokotle) po ta nejdražší (technologie P2G).

Dnešní způsob provozu ES ČR bude zachován přibližně do roku 2030. Očekávaný úbytek regulujících zdrojů a nárůst zdrojů decentralních, často obnovitelných a intermitentních, vyvolá potřebu včas podchytit nové možnosti statické i dynamické flexibility. S ohledem na rozptýlený charakter nových zdrojů bude potřeba jejich provoz řídit pomocí technologicky nebo lokálně orientovaných agregátorů. V případě nezávislých agregátorů půjde o nové subjekty, které zajistí transformaci řady drobných možností flexibility do podoby standardních měřitelných a obchodovatelných produktů. Dodávky elektřiny podle primárních paliv jsou znázorněny na obrázcích 10–12.

### Střednědobý horizont

Aktuální přebytek výkonové bilance bude vlivem odstavení zdrojů výrazně snížen. Sníží se tedy export elektřiny. Z vyhodnocení ukazatelů LOLE a ENS plyne, že pokud nedojde k neočekávaně včasnějšímu odstavení důležitých zdrojů, bude soustava i přesto spolehlivě provozovatelná.

Provoz soustavy se předpokládá ve všech třech případových studiích ve většině ukazatelů velmi podobný. Jaderné elektrárny mohou v tomto období pracovat s plným využitím pohotového výkonu. Větší elektrárny, spalující tuhá paliva, si udrží využití pohotového výkonu na 60–70 %. Dodávka elektřiny z hnědého uhlí klesne vlivem odstavení na 35 TWh na zhruba 29 TWh, tedy na stejnou úroveň jako dodávky elektřiny z jaderného paliva. Dodávky elektřiny ze zemního plynu stoupnou zhruba o 20 % na 5 TWh (v Konceptní případové studii) až 6 TWh (v Plynové případové studii). Současně je očekáváno využití pohotového výkonu velkých elektráren, spalujících zemní plyn, mezi 20 a 25 %. Nejrychleji porostou dodávky elektřiny z OZE, z necelých 8 TWh na 11,5 TWh (v Konceptní případové studii) až 18 TWh (v Obnovitelné případové studii), což představuje nárůst o téměř 50, resp. 130 %.

Composition of the generation base and measures supporting operation in all case studies are designed to ensure operation with the required standard of reliability. Supporting measures are introduced with the regard to cost efficiency; i.e. beginning with the easiest and least costly to implement (consumption management, electric boilers) and progressing towards the most expensive ones (P2G technology).

Today's way of the CZ PS operation will be maintained approximately until 2030. The anticipated decrease in regulating and increase in distributed sources, which are often renewable and intermittent, creates the need for timely advancement of the new static and dynamic flexibility measures. Given the dispersed character of new sources, their operation will have to be controlled via technologically or locally-oriented aggregators. Independent aggregators will include new entities that will join numerous minor units to a form of standardized marketable products. Primary energy sources supplies are shown in the Figures 10–12.

### Mid-term horizon

The current surplus in the power balance will substantially decrease due to the decommissioning of sources. In turn, this will lead to lower electricity export. However, as LOLE and ENS indicators suggest, the system will continue to be dependable, unless there is unexpected early decommissioning of major sources.

Operation of the system is very similar according to most indicators for all case studies. Nuclear power plants can utilize all their available capacity during this period. Larger fossil fuel fired power plants will keep their available capacity utilization at 60 to 70%. Electricity supply from brown coal will drop from 35 TWh to approximately 29 TWh due to decommissioning, i.e. to the level of supply from nuclear fuel. Electricity supplies from natural gas will increase by about 20% to 5–6 TWh (in the Conceptual and Gas case study respectively). At the same time, capacity utilization of large power plants gas fired sources is expected to range between 20 and 25%. Electricity supply from RES experiences the fastest increase from less than 8 TWh to between 11.5 TWh (in the Conceptual case study) and 18 TWh (in the Renewable case study), a growth of nearly 50 to 130%.

Na úrovni celé ES ČR se dodávky elektřiny z velkých zdrojů sníží ze 75 na 70 TWh. Dodávky z malých zdrojů (připojené do napěťové úrovně nn či vn) stoupnou z 9 TWh na zhruba 13 TWh (v Konceptní případové studii) až 19 TWh (v Obnovitelné případové studii).

Instalovaný výkon v současnosti standardně regulujících zdrojů klesá již k roku 2025 na 80 %. Oproti tomu u potřeby regulačních rezerv (technické, nikoliv obchodní ve formě PpS) se očekává nárůst o zhruba 12 % (v Plynové případové studii) až 22 % (v případové studii Obnovitelné).

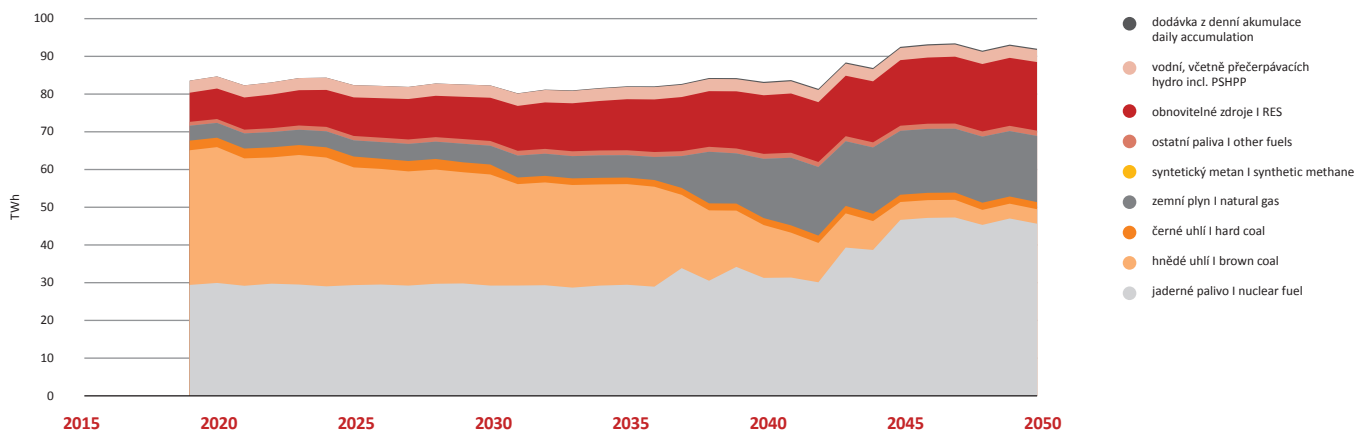
V případových studiích Konceptní a Plynové je předpokládáno využití denní akumulace především pro zajištění provozovatelnosti sítí. Celkem se jedná o instalovaný výkon 130 MW v roce 2030. V Obnovitelné případové studii je potřeba této denní akumulace vyšší (375 MW). V této případové studii je od roku 2026 denní akumulace potřebná i pro vyrovnání výkonové bilance na úrovni celé soustavy, v roce 2030 činí 500 MW. Celkové množství denní akumulace v případové studii Obnovitelné pro rok 2030 tak může dosáhnout až 875 MW.

Supplies from large sources will decrease from 75 to 70 TWh with respect to the whole Czech power system. Supplies from small sources (connected to LV or HV) will increase from 9 TWh to approximately 13 TWh (in the Conceptual case study) to 19 TWh (in the Renewable case study).

The installed capacity of currently regulating sources decreases to 80% as early as in 2025. By contrast, the demand for regulation reserves (technical, not commercial as ancillary services) is expected to increase by about 12% (in the Conceptual case study) to 22% (in the Renewable case study).

The Conceptual and Gas case studies envisage the utilization of daily accumulation mainly to ensure grid operability. It involves installed capacity of 130 MW in total in 2030. In the Renewable case study, the value of demand for daily accumulation is higher at approximately 375 MW. In this case study, starting in 2026, daily accumulation is also required to keep the power balance across the entire power system in the amount to 500 MW for 2030. Thus, the total volume of daily accumulation in the Renewable case study for 2030 may reach 875 MW.

Obrázek 10 Konceptní případová studie – dodávky elektřiny  
Figure 10 Conceptual case study – electricity supplies



### Dlouhodobý horizont

Mezi roky 2030 a 2031 bude odstaveno dalších přibližně 550 MW uhelných elektráren, a dodávky elektřiny z uhlí tedy znovu poklesnou. V dalších letech je provoz dle případových studií výrazně diferencován. Mezi roky 2036 a 2045 se ve všech třech případových studiích počítá s odstavením dalších téměř 6 GW instalovaného výkonu v uhelných a jaderných blocích, nahrazování jejich výpadku je ale zcela odlišné.

### Long-term horizon

Additional 550 MW worth of coal power plants are decommissioned between 2030 and 2031. Operation according to the presented case studies is highly differentiated in the long-term horizon. In the period of 2036–2045, all three case studies consider the decommissioning of further 6 GW of installed capacity in coal and nuclear blocks; however, the case studies differ sharply in the ways the lost capacity is to be replaced.

V Koncepční případové studii dodávka z nových jaderných bloků nahrazuje výpadek svých předchůdců i většinu dodávek elektřiny z hnědého uhlí. Nárůst výroby z jaderných zdrojů je oproti SEK opožděn, podíl na výrobě elektřiny v roce 2040 dosahuje 37,5 %, a je tedy pod úrovní očekávanou v SEK (46–58 %), kterou splní až v roce 2045. Zpoždění výstavby JE oproti mnohým předpokladům z minulých let je důvodem pro spuštění několika paroplynových bloků do roku 2041. Nárůst dodávek elektřiny ze zemního plynu (i při stoupajících hodnotách využití) je téměř trojnásobný a pokryje zbytek výpadku po hnědém uhlí.

Extrémní rozvoj intermitentní výroby v Obnovitelné případové studii způsobuje nárůst potřebné zálohy výkonu. Podobný trend je možné v menší míře sledovat i v Koncepční případové studii, zde je to však dáno provozem zdrojů s velkými jednotkovými výkony. V dlouhodobém horizontu dosahují LOLE a ENS hodnot dle normy.

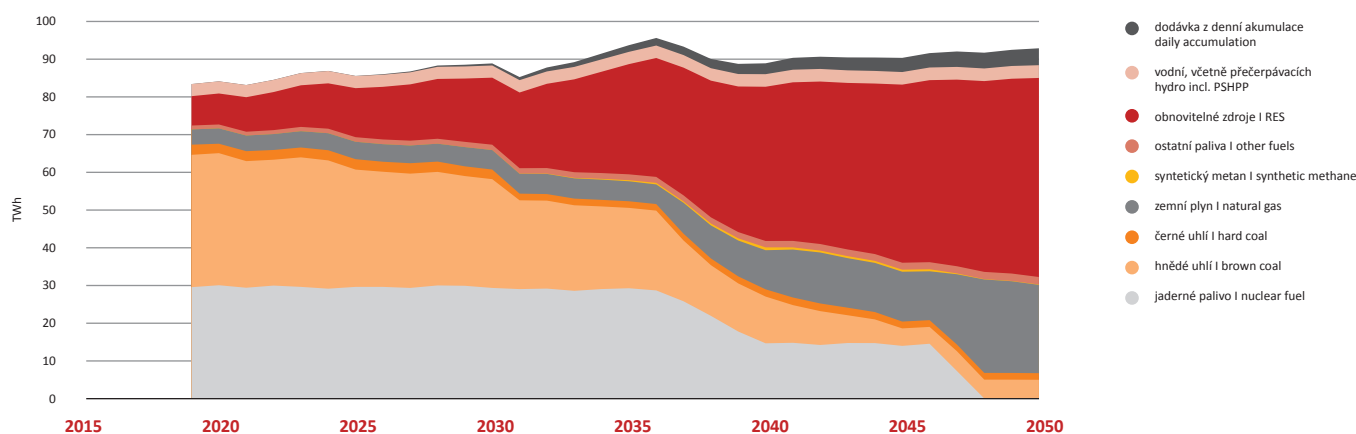
V Obnovitelné případové studii je výpadek dodávek elektřiny vyrobené v jaderných zdrojích a zdrojích využívajících hnědé uhlí nahrazován především OZE. Náhradu zbývajících částí dodávek, včetně nárůstu tuzemské spotřeby, tvoří elektřina ze zemního plynu a její více než dvojnásobný nárůst. Vysoké dodávky z intermitentních zdrojů vyžadují instalaci dalších plynových zdrojů pro funkci stojící rezervy, trvale se rychle rozvíjí denní akumulace elektřiny. Výroba a zpětné užití syntetického metanu kulminují v roce 2040.

In the Conceptual case study, the supply from new nuclear units replaces the decrease of its predecessors and the majority of supplies from brown coal. Increase in generation from nuclear sources is delayed compared to SEP; the share of nuclear power plants in electricity generation reaches 37.5% in 2040 and is below the level anticipated in SEP (46 – 58%) which is not to be achieved until 2045. The delays in the construction of nuclear power plants, based on numerous projections made in previous years, are the main reason for the commissioning of several SCGT units prior to 2041. The increase in electricity supplies from natural gas (despite growing utilization levels) is nearly threefold and covers the remaining capacity left by the loss of brown coal.

Extreme development of intermittent generation in the Renewable case study causes an increase in the required reserve capacity. A similar trend can also be observed in the Conceptual case study where this is due to the operation of sources with large unit capacities. The LOLE and ENS indicators meet required values in the long-term horizon.

In the Renewable case study, the supplies from nuclear and brown coal sources are replaced primarily by RES. The remaining portion of supply and the increase in domestic consumption, is covered by electricity from natural gas, which increased more than twofold. High supplies from intermittent sources require additional gas fired sources as a non-spinning reserve. Daily electricity accumulation develops at a fast pace. Production and subsequent utilization of synthetic methane culminate in 2040.

Obrázek 11 Obnovitelná případová studie – dodávky elektřiny  
Figure 11 Renewable case study – electricity supplies

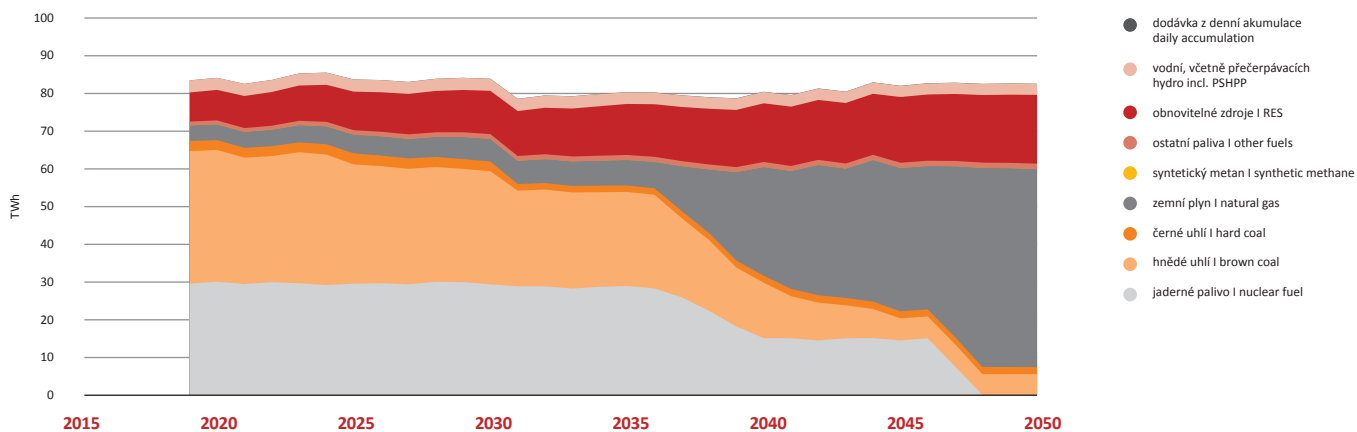




V Plynové případové studii jsou rozhodující náhradou chybějících dodávek z uhelných a jaderných bloků zdroje na zemní plyn. Kromě nárůstu instalovaného výkonu zdrojů na zemní plyn narůstá i jejich využití. Využití stoupá i u zdrojů na tuhá paliva a jaderné zdroje znovu dosahují využití 100 %. Denní akumulace se rozvíjí jen mírně.

In the Gas case study, natural gas fired sources play a decisive role in replacing the supplies from coal and nuclear sources. Increase in installed capacity of gas fired sources goes hand in hand with an increase in their utilization. Utilization increases also for solid fuel fired sources, nuclear sources reach utilization of 100% once again. Daily accumulation develops moderately.

Obrázek 12 Plynová případová studie – dodávky elektřiny  
Figure 12 Gas case study – electricity supplies



V období po roce 2045 nastávají v případové studii Konceptní jen minimální změny. V případových studiích Obnovitelné a Plynové naopak nastává velká změna v dodávkách elektřiny. Končící dodávky z JE jsou nahrazeny dodávkami ze zemního plynu. Ty obstarají dva nové paroplynové bloky při zvýšení dosahovaného využití celé skupiny do roku 2048. V Obnovitelné případové studii je však naznačen následný pokles, protože meziroční přírůstky dodávek z OZE jsou stále výrazné. Proto nadále pokračuje rychlý rozvoj denní akumulace. Rozvoj denní akumulace v Plynové případové studii je primárně určen k řešení regulačních potřeb sítí.

From 2045, there are only minimal changes in the system in Conceptual case study. In both Renewable and Gas case studies there is a substantial change in electricity supply structure. Supplies from nuclear sources are replaced by supplies from natural gas. These are secured by a pair of new CCGT units and utilisation increase within the entire group until 2048. However, the Renewable case study suggests a subsequent utilisation decrease as the year-on-year, as the growth in supplies from RES continue to be substantial. Rapid growth of daily accumulation continues accordingly. Daily accumulation development in the Gas case study is only moderate and is focused to meet grid regulation requirements.

V koncovém roce 2050 dosahují dodávky elektřiny z centralizovaných zdrojů v jednotlivých případových studiích Konceptní/Obnovitelné/Plynové ročních úhrnů 73/38/61 TWh a z decentralizovaných zdrojů obdobně úhrnů 19/55/21 TWh.

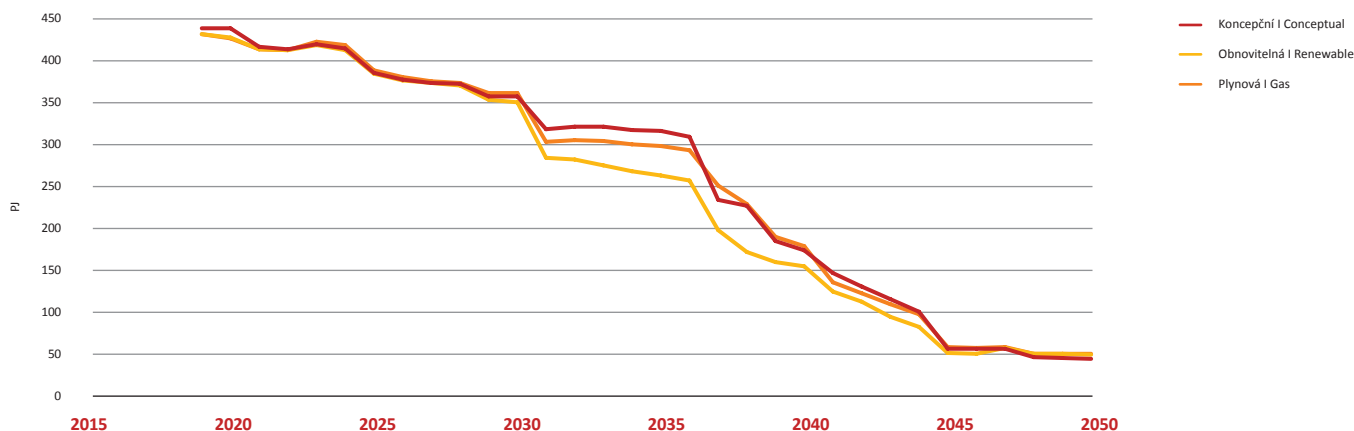
In the year of 2050, electricity supplies from centralized sources in the Conceptual/Renewable/Gas case studies reach annually 73/38/61 TWh and from distributed sources 19/55/21 TWh respectively.

## ZDROJE PRIMÁRNÍ ENERGIE PRIMARY ENERGY SOURCES

Do roku 2050 projde česká elektroenergetika, včetně teplárenství, významnou proměnou v oblasti primárních zdrojů. Dominantní bude ústup od hnědého uhlí, nižší využívání černého uhlí, navýšení podílu OZE při výrobě elektřiny a značné posílení pozice zemního plynu. Využívání jaderné energie naroste oproti současnosti v případové studii Koncepční, naopak v případových studiích Obnovitelná a Plynové dojde k postupnému úplnému zániku využití jaderné energie. Spotřeba hnědého uhlí pro elektroenergetiku a teplárenství je ukázána na následujícím obrázku 13.

The Czech electricity industry, including the heating sector, will undergo significant changes with respect to primary sources over the outlook period up to 2050. The dominating traits include the decline of brown coal, lower utilization of hard coal, higher share of RES in electricity production and significant increase of the of natural gas share. While the level of nuclear energy utilization will increase compared to the present in the Conceptual case study, the Renewable and Gas case studies presuppose the gradual complete abandonment of nuclear energy. Brown coal consumption in the electricity and heating industries is shown in the following Figure 13.

Obrázek 13 Spotřeba hnědého uhlí pro elektroenergetiku a teplárenství (PJ)  
Figure 13 Brown coal consumption in the electricity and heating industries (PJ)



### Střednědobý horizont

Spotřeba hnědého uhlí bude postupně klesat, protože budou odstavovány zdroje nesplňující emisní požadavky. Současně bude klesat i produkce hnědého uhlí, přičemž nejvýznamnější změnou bude ukončení těžby na lomu ČSA v I. etapě bez možnosti pokračovat v důsledku platnosti územně-ekologických limitů. Produkce hnědého uhlí na stávajících lokalitách se bude více přizpůsobovat provozu elektráren, které leží v jejich bezprostřední blízkosti. Aby bylo uhlí k dispozici po celou jejich zbývající životnost, bude těžba probíhat nižším tempem, a tak bude omezována dodávka uhlí pro ostatní spotřebitele. Lze předpokládat, že do roku 2030 skončí tuzemská produkce černého uhlí. Současná těžba je na historickém minimu kolem 5 mil. tun. V současnosti zajišťuje těžbu jen společnost OKD, která se v posledním období potýkala se značnými problémy.

### Mid-term horizon

Brown coal consumption will gradually decrease as sources not meeting emission requirements are being decommissioned. Brown coal production will decrease concurrently, while the defining moment will be the termination of mining operations at the ČSA mine in phase I with no potential for reopening of the mine due to the land-environmental limits in force. Brown coal production at existing sites will increasingly conform to the operation of power plants located in their immediate vicinity. To ensure availability of brown coal over the lifespan of local power plants, mining will proceed at a slower pace which will result in the restriction of coal supply to other consumers. Domestic production of hard coal is likely to cease by 2030. Current mining operations are at all-time low (approx. 5 mil. tons). At present, the only company engaged in coal mining is OKD, which has been struggling as of late.

Průběžně se bude navyšovat spotřeba zemního plynu, protože se stále více budou uplatňovat menší kogenerační jednotky, nahrazující dosavadní výtopenké zdroje. Spotřeba plynu v energetice a teplárenství naroste ze současných asi 1,3 mld. m<sup>3</sup> na přibližně 1,8 mld. m<sup>3</sup> kolem roku 2030.

Postupně se bude navyšovat i spoluspalování biomasy a také bude narůstat produkce elektřiny z bioplynu. Situaci by mohla ovlivnit i podpora produkce biometanu.

### **Dlouhodobý horizont**

V období po roce 2030 dojde k zásadnímu poklesu využití hnědého uhlí. Zejména v období mezi roky 2035 a 2040 bude ukončena produkce uhlí na lomu Libouš a s tím také bude ukončen provoz významných zdrojů Tušimice II a Prunéřov II. V tomto období bude dobíhat těžba hnědého uhlí i na Sokolovsku, což bude znamenat ukončení provozu v uhelném zdroji na Vřesové a přechod paroplynového zdroje Vřesová na využívání zemního plynu.

Kolem roku 2045 by mohlo dojít k ukončení těžby na lomu Vršany, zásobujícím prioritně elektrárnu Počeradý. Ale i v tomto případě může být další vývoj výrazně korigován v závislosti na vývoji situace kolem uhelného zdroje Počeradý – v případě odstavení v dřívějších časových horizontech by uhlí z lomu Vršany mohlo být bilančně k dispozici.

V období kolem roku 2050 by těžba hnědého uhlí probíhala již jen na lomu Bílina ve výši kolem 4 mil. tun ročně a uhlí z tohoto lomu by bylo určeno jen pro blok 660 MW v Ledvicích. Těžba černého uhlí v ČR již patrně nebude probíhat a potřeby tuzemských elektroenergetických zdrojů – asi 1,5 mil. tun – by musely být pokryty dovozem. Černé uhlí je světově obchodováno, problémem je ale dopravní dostupnost. V úvahu připadá zámořská doprava do západní Evropy a následná vlaková doprava do ČR nebo přímo vlakem ze vzdálených oblastí Ruska. Spotřebu zemního plynu rozhodujícím způsobem ovlivní rozhodnutí o dalším směřování jaderné energetiky v ČR. U případových studií Obnovitelné a Plynové je simulováno, že neproběhne obnova zdroje v Dukovanech a po roce 2045 bude odstavena JE Temelín a celá produkce těchto elektráren bude nahrazena zemním plynem. V roce 2050 by tak spotřeba zemního plynu jen pro elektroenergetiku v Plynové případové studii mohla dosáhnout 12 mld. m<sup>3</sup>, což je o 50 % více, než je veškerá současná spotřeba zemního plynu v ČR. V Obnovitelné případové studii by spotřeba v roce 2050 mohla dosáhnout téměř 6 mld. m<sup>3</sup>, což je oproti Plynové případové studii zhruba polovina, je to ale dáno masivním uplatněním OZE. Pokud jde o užití zemního plynu v elektroenergetice, samotný nárůst objemu spotřeby nebude jediným faktorem. Pro potřeby regulací, především v Obnovitelné případové studii, bude muset být provozováno mnoho regulačních zdrojů, například přes 1,1 GW ve spalovacích jednotkách pracujících v otevřeném cyklu.

Natural gas consumption will continue to grow as the utilization of smaller CHP units, replacing the existing heating sources, also increases. Gas consumption in the energy and heating sectors will increase from current 1.3 billion m<sup>3</sup> to approximately 1.8 billion m<sup>3</sup> around 2030.

There will also be an increase in the level of biomass cofiring and in power generation from biogas. Support of biomethane production could also have an effect on the situation.

### **Long-term horizon**

The period following 2030 will see a major drop in the utilization of brown coal. Especially in the period from 2035 to 2040, coal production at the Libouš quarry will be terminated, coinciding with the decommissioning of major sources at Tušimice II and Prunéřov II. During this period, coal production will also cease in the Sokolov region, preceding the termination of operation at the coal source in Vřesová and the transition of the Vřesová steam-gas source to natural gas utilization.

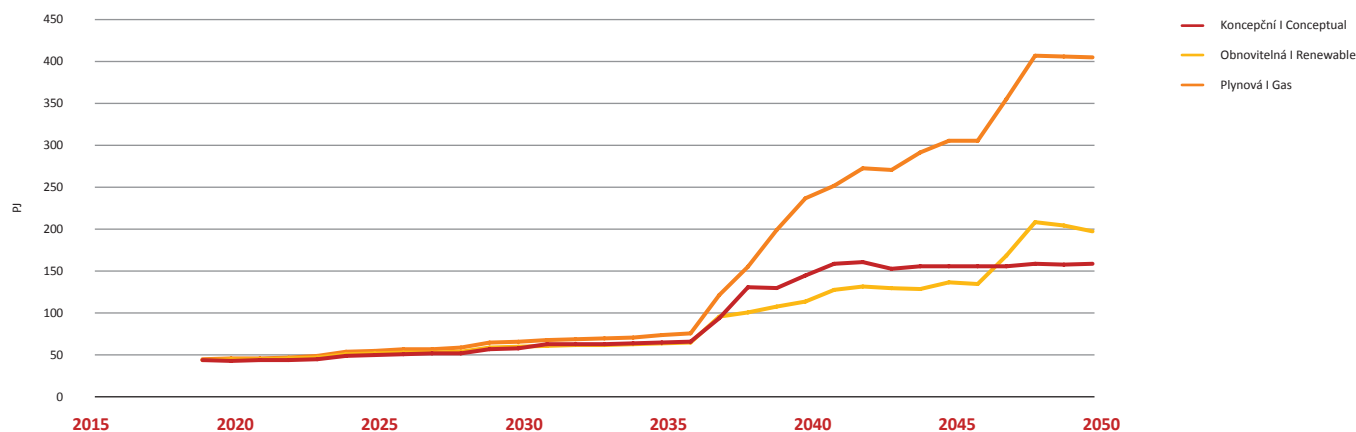
Mining at the Vršany quarry, supplying primarily the Počeradý power plant, could be terminated around 2045. However, as in the previous case, further development may be substantially shaped by how the situation concerning the Počeradý coal source turns out – in the event of earlier decommissioning, the Vršany quarry coal could be available.

In the period around 2050, only the Bílina quarry would continue mining brown coal at approximately 4 million tons per year, while all produced coal would be intended for the 660 MW unit in Ledvice. As further production of hard coal in the Czech Republic is unlikely, the demand of domestic electricity sources – approx. 1.5 mil. tons – would have to be covered by export. Hard coal is globally traded, but transport availability poses a general problem. Options considered include oversea transport to Western Europe, followed by train transport to the Czech Republic, or direct train transport from Russia. Natural gas consumption will be markedly influenced by the decision concerning further direction of the nuclear energy sector in the Czech Republic. In the Renewable and Gas case studies, no renewal at Dukovany will take place and the Temelín power plant will be decommissioned after 2045, while the entire production of these power plants is to be replaced by natural gas. In 2050, natural gas consumption in the electricity sector could potentially reach 12 billion m<sup>3</sup>, as suggested in the Gas case study, which is by itself 50% more than the current overall consumption of natural gas in the Czech Republic. In the Renewable case study, consumption should reach nearly 6 billion m<sup>3</sup> in 2050, which is about a half compared to the Gas case study; this is, however, due to the massive utilization of RES. With regard to the utilization of natural gas in the electricity sector, the growth in the volume of consumption won't be the only factor. For regulation purposes, especially in the Renewable case study, new regulating sources will be required; for example, over 1.1 GW in SCGT units.

Z hlediska spotřeby plynu za rok sice nepůjde o podstatné objemy, ale nároky na plynárenskou soustavu budou značné. Budou totiž znamenat značně rychlé změny toků v sítích, které budou muset být pro tyto velké, avšak převážně krátkodobé, odběry dostatečně dimenzovány. Záměna hnědého uhlí za zemní plyn způsobí výrazné navýšení dovozu primárních surovin. Ze současných asi 5 % dovozní závislosti primárních zdrojů (jaderná energie se považuje za domácí) pro výrobu veškeré elektřiny a pro výrobu tepla v kombinované výrobě dojde k nárůstu na 17 % v případové studii Konceptční, na 31 % v Obnovitelné a až na 58 % v Plynové případové studii. Spotřeba zemního plynu pro elektroenergetiku a teplárenství je znázorněna na obrázku 14.

In terms of annual gas consumption, the volumes are not substantial, but the requirements on the gas system are significant. It will cause rapid flow changes in pipes which will need to be dimensioned for large but short-term offtakes. Transition from brown coal energy to natural gas will substantially increase the import of primary raw materials. There will be an increase to 17% in the Conceptual case study, to 31% in the Renewable case study and up to 58% in the Gas case study from the current 5% import dependency with respect to primary sources (nuclear energy is considered to be domestic) for the generation of all electricity and the production of heat in the CHP process. Natural gas consumption in the electricity and heating industries is shown in the following Figure 14.

Obrázek 14 **Spotřeba zemního plynu pro elektroenergetiku a teplárenství (PJ)**  
 Figure 14 **Natural gas consumption in the electricity and heating industries (PJ)**



# ENVIRONMENTÁLNÍ DOPADY

## ENVIRONMENTAL IMPACTS

Celosvětové úsilí ke zmírnění klimatické změny je zastřešeno Pařížskou dohodou z roku 2015, kterou ratifikovalo již 179 států světa, včetně České republiky. Dohoda nestanovuje konkrétní emisní limity skleníkových plynů pro ČR, nicméně tyto cíle musí česká energetika i průmysl plnit prostřednictvím unijní legislativy. Unijní cíle na snižování emisí skleníkových plynů v oblasti klimatu a energetiky v období 2020–2030 jsou stanoveny jako celoevropský závazek snížit emise skleníkových plynů (GHG) o 40 % oproti roku 1990.

Omezováním emisí znečišťujících látek se na světové úrovni zabývá Göteborgský protokol, který upravuje limity emisí SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>, VOC a jemných částic. Požadavky protokolu reflektuje EU v revidované *směrnici 2016/2284/EU o snížení národních emisí některých látek znečišťujících ovzduší*, přijaté na konci roku 2016. Tato směrnice byla do českého práva implementována novelou zákona č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší, s účinností od 1. září 2018.

### Střednědobý horizont

Ve střednědobém horizontu je cílem EU snížit emise skleníkových plynů do roku 2030 o 43 % oproti roku 2005. Aby bylo tohoto cíle dosaženo, dojde k revizi EU ETS pro čtvrtou fázi (v období 2021–2030). V rámci revize je navrženo zvýšení rychlosti odepisování povolenek úpravou lineárního redukčního faktoru z 1,74 % na 2,2 % ročně. Ke stažení aktuálního přebytku povolenek na trhu je od 1. 1. 2019 spuštěn mechanismus MSR, jehož smyslem je regulovat roční objem povolenek určený k dražbě tak, aby nedocházelo k přebytkům. Do rezervy budou postupně stahovány nevyužité povolenky z aukcí, které nebyly v daném roce přiděleny. V období 2019 a 2023 má být objem přebytečných povolenek stahovaných z trhu do stabilizační rezervy (MSR) na úrovni 24 % a poté na úrovni 12 %. Systém bude použit, pokud přebytek překročí úroveň stanovenou v právních předpisech o přibližně 833 milionů povolenek. Od roku 2023 bude počet povolenek v rezervě omezen na objem aukcí předchozího roku.

Česká republika snížila emise skleníkových plynů o 34 % a cíl do roku 2020 je v předstihu splněn. Současně je v předstihu splněn i celounijní cíl snížení emisí roku 2020 o 20 % oproti roku 1990. Emise znečišťujících látek (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>, VOC a TSL) od roku 1990 poklesly v EU o 67 % a lze předpokládat, že tento trend bude nadále pokračovat. Česká republika je ve snižování emisí znečišťujících látek ještě úspěšnější a za stejné období snížila tyto emise o 81 %. V řešených případových studiích proběhne výrazný pokles v produkci emisí bezprostředně po roce 2020 z důvodu plnění směrnice 2010/75/EU. V produkci emisí do roku 2030 se jednotlivé případové studie příliš neliší.

The current global efforts to decrease climatic changes are backed by the 2015 Paris Agreement ratified by 179 countries, including the Czech Republic. Although the Agreement does not define particular greenhouse gas emission limits for the Czech Republic, the Czech energy sector as well as industry must meet specific targets required by EU legislation. EU targets to decrease greenhouse gas emissions are based on the 2020–2030 Climate and Energy Policy Framework which defines the pan-European commitment to decrease the GHG emissions by 40% in comparison to 1990.

Reduction in pollutant emissions is globally addressed by the Gothenburg Protocol which sets the limits for SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and NH<sub>3</sub>, VOC and solid particles. The EU has incorporated the protocol requirements into the reviewed *Directive (EU) 2016/2284 on the reduction in national emissions of certain atmospheric pollutants* ratified at the end of 2016. This Directive was incorporated into Czech legislation by an amendment to Act No. 201/2012 Coll., on Air Protection, effective from 1<sup>st</sup> September 2018.

### Mid-term horizon

In the mid-term, the EU's goal is to reduce greenhouse gas emissions by 43% by 2030 compared to 2005. In order to achieve this, the EU ETS will be revised for the fourth phase (2021–2030). The revision proposes an increase in the allowance depreciation rate by adjusting the linear reduction factor from 1.74% to 2.2% per year. To remove the current surplus of allowances on the market, since January 1, 2019, an MSR mechanism has been launched to regulate the annual volume of allowances to be auctioned so as to avoid surpluses. Unused allowances from auctions that have not been allocated in the given year will be gradually withdrawn into the reserve. For the years 2019 and 2023, the volume of surplus allowances withdrawn from the market should be set at 24% and then at 12% in the Market Stability Reserve (MSR). The system will be used if the surplus exceeds the statutory level by about 833 million allowances. From 2023, the number of allowances in the reserve will be limited to the volume of auctions of the previous year.

The Czech Republic has lowered its greenhouse gas emissions by 34%, meeting the 2020 target in advance. At the same time, the EU-wide 2020 target to reduce emissions by 20% compared to 1990 has also been achieved ahead of time. Emissions of pollutants (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>, VOC and SP) in the EU have decreased by 67% since 1990. This trend is likely to continue. In terms of reduction in pollutant emissions, the Czech Republic is even more successful, achieving a decrease by 81% for the same period. The analysed case studies show a substantial drop in the production of emissions immediately after 2020 due to compliance with Directive 2010/75/EU. The individual case studies do not differ in any significant way with respect to emission production up to 2030.

Emise skleníkových plynů ve střednědobém horizontu v jednotlivých případových studiích poklesnou o 29 až 31 %, emise SO<sub>x</sub> o 77 %, emise NO<sub>x</sub> o 63 % a emise TZL o 55 % (vše oproti roku 2005). Balance emisí skleníkových plynů je ukázána na následujícím obrázku 15.

### Dlouhodobý horizont

Po roce 2030 dochází k dalšímu poklesu všech emisí, ovšem mezi jednotlivými případovými studii jsou již patrné rozdíly v emisích skleníkových plynů. V případové studii Konceptční jsou v roce 2050 emise skleníkových plynů nižší o 71 % oproti roku 2005. Ve studiích Obnovitelné a Plynové je oproti roku 2005 snížení emisí skleníkových plynů o 68 %, respektive o 53 %. Nejvyššího snížení je dosaženo u případové studie Konceptční, která jediná klade důraz na využívání jaderné energie. Obnovitelná případová studie paradoxně dosahuje vyšších emisí než Konceptční, což je způsobeno absencí jádra a nutností využít i plyn (pro dorovnání bilance i z provozních důvodů). Nicméně v dlouhodobém horizontu předpokládají cíle Evropské unie na dekarbonizaci energetiky snížení emisí skleníkových plynů o 96 až 99 %. Žádná z analyzovaných případových studií tak nevyhovuje tomuto emisnímu cíli EU. Bude-li další vývoj elektroenergetiky probíhat dle předložených případových studií, bude pro splnění emisního cíle nutné po roce 2040 zavést technologii CCS.

Emise znečišťujících látek klesají shodně ve všech případových studiích až do roku 2050. K tomuto datu poklesnou emise SO<sub>x</sub> o 93 %, emise NO<sub>x</sub> o 81 až 84 % a emise TZL o 80 % (vše oproti roku 2005). Emisní cíle plynoucí ze Směrnice 2016/2284/EU, tzn. pokles o 60 až 66 % do roku 2050 oproti roku 2005, budou pro znečišťující látky v případových studiích splnitelné.

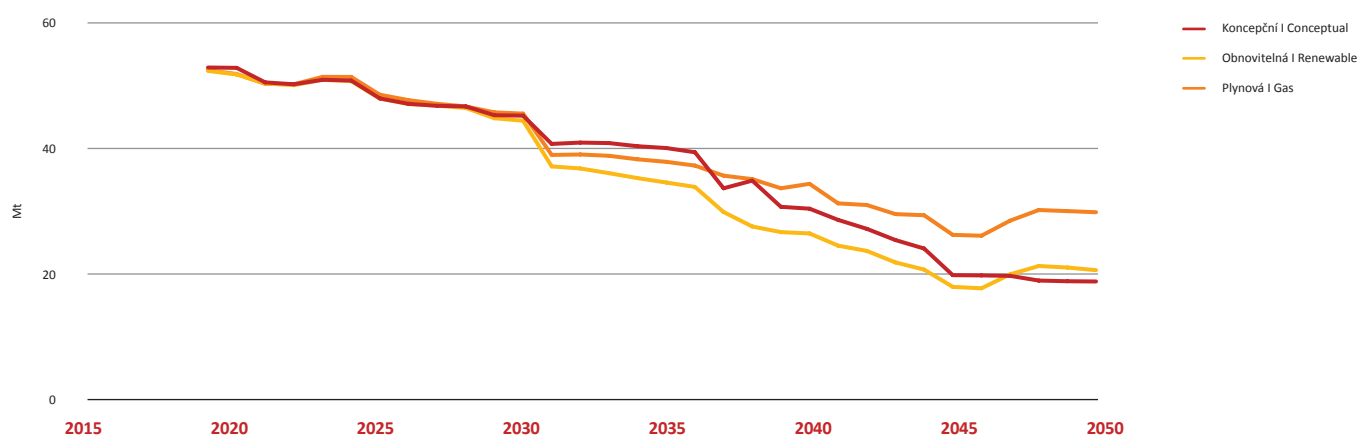
In the mid-term horizon, as presented in each of the case studies, greenhouse gas emissions will decrease by 29 to 31%, SO<sub>x</sub> emissions by 77%, NO<sub>x</sub> emissions by 63% and SP emissions by 55% (all compared to 2005). The greenhouse gas emissions balance is shown in the following Figure 15.

### Long-term horizon

The period after 2030 sees an additional reduction in all emissions with noticeable differences regarding greenhouse gas emissions observed in the individual case studies. In the Conceptual case study, greenhouse gas emissions are reduced by 71% compared to 2005 by 2050. The Renewable and Gas case studies, greenhouse gas emissions are reduced by 68 and 53% respectively (compared to 2005). The highest reduction is achieved in the Conceptual case study, only case study relying on the use of nuclear energy. The Renewable case study paradoxically records higher emissions than the Conceptual, due to the absence of the nuclear energy and the need to use natural gas (for balancing and for operational reasons). However, in the long run, the European Union's energy decarbonisation targets aim to reduce greenhouse gas emissions by 96-99%. Therefore, none of the case studies analysed meets this EU emissions target. If the next generation of electricity industry is to be developed according to the case studies presented, CCS will need to be introduced to meet the emissions target beyond 2040.

Pollutant emissions decrease identically in all case studies up to 2050. SO<sub>x</sub> emissions will decrease by 93%, NO<sub>x</sub> emissions by 81 to 84% and SP emissions by 80% (all compared to 2005) by 2050. Reaching emission targets resulting from Directive 2016/2284/EU, i.e. drop of 60-66% by 2050 compared to 2005 will be feasible in case all studies.

Obrázek 15 **Bilance emisí skleníkových plynů**  
Figure 15 **Greenhouse gases emission balance**



# ELEKTRICKÉ SÍTĚ

## ELECTRICAL NETWORKS

Rozvoj a budoucí provoz elektrických sítí je ovlivňován především změnami ve zdrojové základně, spotřebou elektřiny a její lokalizací, tvarem diagramu zatížení, využitím akumulace, výkonovým saldem a z něho vycházejícími přeshraničními toky elektřiny. Délky nových vedení v PS do roku 2050 ukazuje následující tabulka 4.

Development and future operation of electrical networks are mainly affected by changes in source base, electricity consumption, shape of the load diagram, utilization of accumulation, power balance and the resulting cross-border electricity exchanges. Length of new transmission system lines by 2050 is shown in the following Table 4.

Tabulka 4 **Délky nových vedení v PS do roku 2050 (km)**  
Table 4 **Length of new transmission system lines by 2050 (km)**

rozvoj vedení PS   TS lines development	délky změn vedení 400 kV v letech 2018–2025 length of 400 kV lines developed 2018–2025	délky změn vedení 400 kV v letech 2026–2050 length of 400 kV lines developed 2026–2050
zdvojení vedení ve stávající trase   doubling of existing TS line	239	797
dvojitě nebo jednoduché vedení v nové trase   new TS lines in new corridors	174	161
modernizace vedení   line upgrade	423	405
přestavba dvojitěho vedení 220 kV na 400 kV   220 kV line upgrade to 400 kV	157	0
<b>celková délka změněných vedení PS   total length of developed TS lines</b>	<b>993</b>	<b>1 363</b>

### Střednědobý horizont

- Rozvoj elektroenergetiky dle případových studií Koncepční a Plynové nevede k potřebě výrazných změn v plánovaném rozvoji elektrických sítí nad rámec toho, jak jej aktuálně připravují jejich provozovatelé.
- Případová studie Obnovitelná oproti tomu vyžaduje výraznou úpravu a posílení distribučních sítí všech úrovní již ve střednědobém horizontu, a to z důvodu růstu instalovaného výkonu decentrálních zdrojů s připojením do sítí nn a vn. Napěťové poměry a zatěžování vedení v distribučních sítích bude nutné řešit nejen investičními opatřeními do samotných sítí, ale též flexibilitou využívající regulačních množností decentrálních zdrojů, a to jak v oblasti činných, tak jalových výkonů, a také s využitím nových prvků akumulace. Vhodně využívaná flexibilita je nutná pro splnění požadovaných technických kritérií provozu sítí nn, vn i 110 kV.

### Mid-term horizon

- The Conceptual and Gas case studies do not indicate any substantial changes to be made in the planned development of electrical networks on top of that currently being prepared by their operators.
- By contrast, the Renewable case study requires significant modification and reinforcement of distribution networks at all levels as early as in the mid-term horizon due to the anticipated increase in installed capacity of distributed sources connected to LV and HV grids. Voltage within grids and line loading in distribution systems will need to be addressed not only by investments in the networks, but also by utilizing the regulation potential of distributed sources with respect to both active and reactive power and using new accumulation elements as well. A properly implemented flexibility measures are necessary to ensure compliance with the required technical criteria for the operation of LV, HV and 110 kV networks.

## Dlouhodobý horizont

- Rozvoj přenosové sítě bude ovlivněn vývojem a skladbou zdrojové základny, zvláště realizací nových jaderných zdrojů a velkých elektráren připojených do PS zejména v případové studii Koncepční. Kromě toho má na provoz přenosové sítě nemalý vliv zatěžování přeshraničních vedení mezistátními přenosy energie. Zvláště se to projevuje na přeshraničních profilech, u kterých se v budoucnu připravuje zrušení přeshraničních vedení 220 kV, a to na profilu CZ–PL a CZ–AT.
- Koncepte rozvoje přenosové sítě v dlouhodobém horizontu předpokládá do roku 2040 postupný přechod na jednotnou napěťovou úroveň 400 kV. Posílení přenosových sítí novými vedeními 400 kV spolu s rostoucím podílem decentrálních zdrojů povede k nižšímu zatěžování prvků přenosové sítě. Udržení napěťových poměrů v provozních mezích si vyžádá instalaci nových kompenzačních prostředků v PS o výkonu až 1 300 MVAR. Celková roční dodávka elektřiny z PS do DS v roce 2025 v případové studii Koncepční činí 46 TWh. V roce 2050 je přenos elektřiny z PS do DS v případové studii Koncepční 58 TWh, v případové studii Obnovitelné je tento přetok o 37 TWh nižší a v případové studii Plynové o 8 TWh nižší.
- Další rozvoj distribučních soustav nn a vn bude ovlivněn pokračujícím nárůstem instalovaných decentrálních zdrojů a změnou ve struktuře spotřeby – především se jedná o elektromobilitu, která si vyžádá výrazné posilování distribučních soustav na nižších napěťových úrovních. Výraznější bude také potřeba změn v organizaci provozu a způsobu řízení DS – využívání akumulace elektřiny spolu se zaváděním nových řídicích prvků.
- V případových studiích Koncepční a Plynové jsou aktuálně plánované investice dostatečné pro zajištění provozu sítí všech napěťových úrovní. Avšak případová studie Obnovitelná je bez velmi výrazných investic do rozvoje a posílení DS neprovozovatelná. Pro úspěšnou integraci decentrálních zdrojů, především v případové studii Obnovitelné, bude nutné podstatným způsobem změnit způsob provozu a řízení sítí všech napěťových hladin. Kromě investičních opatření, jako je posilování sítí a výstavba akumulace, je nutné využít řízení spotřeby i výroby na úrovni sítí vn a nn, pro které se předpokládá využití technologií chytrých sítí.

## Long-term horizon

- Development of the transmission system will be affected by the development of the source base, especially in case of commissioning of new large nuclear and other units in the Conceptual case study. Apart from that, operation of the transmission system is to a large degree affected by the flows on cross-border lines due to the interstate power transmission. It mostly manifests on the CZ-PL and CZ-AT cross-border profiles where 220 kV cross-border lines are to be cancelled.
- In the long-term horizon, the plan for development of the transmission system anticipates gradual transition to a unified voltage level of 400 kV 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. Keeping the voltage within operating limits will require the installation of new compensation devices in the TS with a capacity of up to 1,300 MVAR. Total annual supply of electricity from TS to DS reaches 46 TWh in the Conceptual case study in 2025. In 2050, electricity transfer from TS to DS is 58 TWh, while this outflow is lower by 37 TWh in the Renewable case study and by 8 TWh in the Gas case study.
- Further development of the LV and HV distribution systems will be affected by continuing increase in generation from distributed sources and by changes in consumption structure (involving electromobility, in particular). It will require considerable strengthening of distribution systems at lower voltage levels. The need to change of the operation and control method of the DS – by means of electricity accumulation and implementation of new means of control – will also be quite significant.
- In the Conceptual and Gas case studies, the currently planned investments are sufficient to ensure system operation at all voltage levels. The Renewable case study is inoperable without major investments in the development and reinforcement of the DS. For the integration of distributed sources to be successful, especially with regard to the Renewable case study, the way of operating and controlling networks at all voltage levels will have to undergo substantial changes. Investment measures such as network reinforcement and accumulation construction must go hand in hand with the implementation of both consumption and generation management at the level of HV and LV networks which are expected to take advantage of smart network technology.



# TRH A EKONOMIKA ELEKTROENERGETIKY

## MARKET AND ECONOMY OF THE ELECTRICITY INDUSTRY

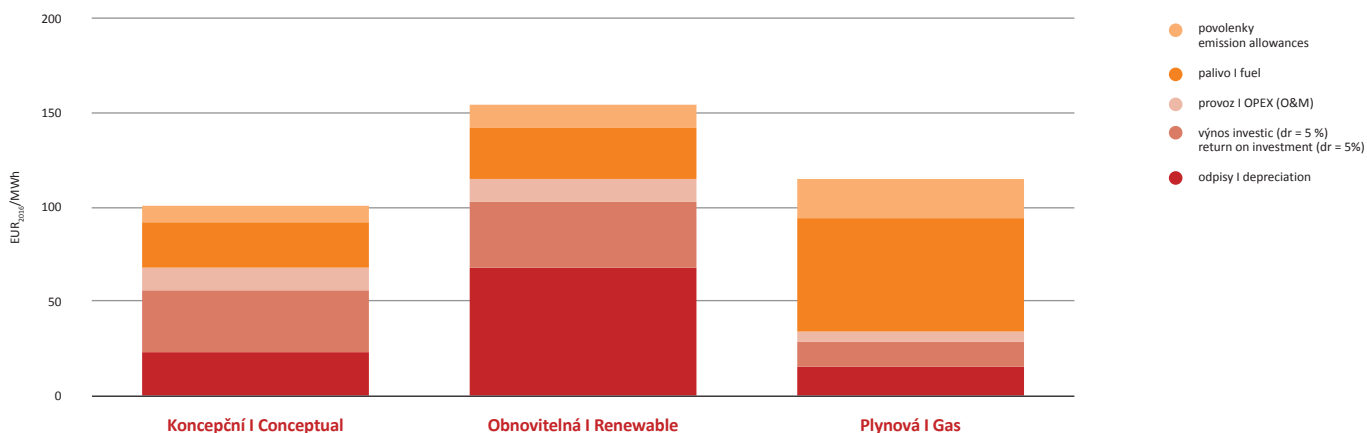
Vedle rozhodnutí vyplývajících z plnění cílů energetické politiky zůstává základním parametrem pro investici do nového zdroje pro výrobu elektřiny kalkulace budoucích výnosů a nákladů. K porovnání rentability nových výrobních zdrojů elektřiny slouží hodnota LCOE pro určitou diskontní sazbu. Z analýz vyplývá, že při diskontní sazbě 5 %, tedy nižší, než je běžné u komerčních projektů, a ceně silové elektřiny 60 EUR/MWh, nejsou kromě vodních a větrných elektráren rentabilní žádné jiné typové výrobní zdroje. Jaderné zdroje jsou sice z pohledu investic nejnáročnější, ale z hlediska LCOE jsou nejvýhodnějšími výrobními jednotkami pro pokrytí základního zatížení za předpokladu nízké diskontní sazby a doby provozu 60 let. Významně negativní vliv na výhodnost jaderných zdrojů může mít pokles jejich využití vlivem rostoucího podílu OZE, další zvyšování investičních nákladů nebo zkrácení technické životnosti.

Dlouhodobě se rozvoj dle případových studií výrazně liší očekávanými výrobními náklady. Po roce 2030 se složení výrobní základny začne diferencovat dle případových studií, a tím se začnou diferencovat i výrobní náklady. Nejvýraznější růst je očekáván pro studii Obnovitelnou, u které může cena silové elektřiny mezi roky 2017 a 2050 narůst o více než 140 %. Pro případové studie Konceptční a Plynovou je očekáván nárůst o více než 60, resp. 80 %. Výrobní náklady případových studií v roce 2050 pro  $dr = 5\%$  ukazují následující obrázek.

In addition to decisions based on compliance with energy policy targets, the basic criterion for investment in new power generation sources is the assessment of future returns. The LCOE value for a specific discount rate can be used to compare the profitability of new sources. The analyses indicate that at a 5% discount rate, which is lower than usual in commercial projects, and electricity price of 60 EUR/MWh, no sources other than hydroelectric and wind power plants are profitable. Although nuclear units are most costly due to the required level of investment, they represent the most advantageous units in terms of LCOE to cover the basic load, on condition of low discount rates and a minimum lifetime of 60 years. However, their advantageousness may be adversely affected by their lower utilization due to the increasing share of RES in the power system, as well as by potential further increases in unit prices or reduction their technical lifetime.

In the long-term, expected production costs differs significantly among case studies. After 2030, the composition of the production base will begin to be differentiated according to case studies, and so will be production costs. The most substantial increase is anticipated by the Renewable case study with electricity prices going up by more than 140% in 2050 compared to 2017. In the Conceptual and Gas case studies, the increase is by more than 60% and around 80% respectively, relative to 2017. LCOE of the case studies for  $dr = 5\%$  in 2050 is shown in the following figure.

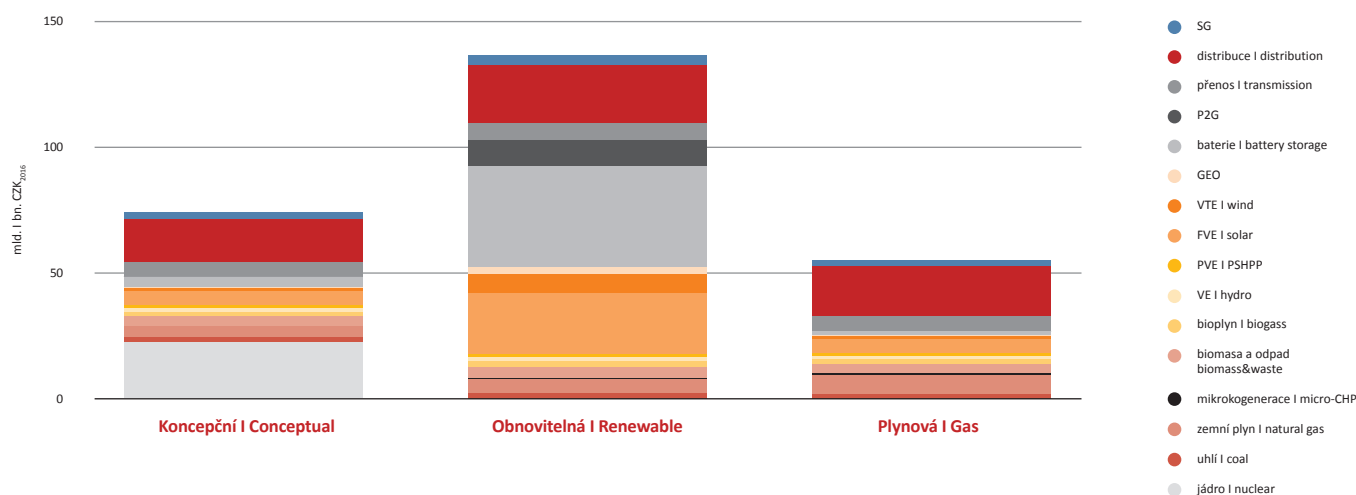
Obrázek 16 Výrobní náklady případových studií v roce 2050 pro  $dr = 5\%$   
Figure 16 Levelized costs of electricity of the case studies in 2050,  $dr = 5\%$



V koncovém roce 2050 při diskontní sazbě 5 % dosahují náklady na výrobu 1 MWh u případové studie Konceptční 101 EUR<sub>2016</sub>. Nákladově podobně vychází případová studie Plynová (115 EUR<sub>2016</sub>), zatímco u studie Obnovitelná jsou náklady o 51 % vyšší (153 EUR<sub>2016</sub>). V nákladech jsou zahrnuty rovněž nutné náklady na realizaci a provoz prostředků flexibility (například denní a sezónní akumulace). Celkové investice do obnovy a rozvoje výrobní základny a přenosové a distribuční infrastruktury se budou v období let 2019 až 2050 pohybovat mezi 1,8 až 3,1 bil. CZK<sub>2016</sub>. Odhad ročních investic v roce 2050 je ukázán na následujícím obrázku 17.

In the final year of 2050, generation costs amount to EUR<sub>2016</sub> 101 per 1 MWh at a 5% discount rate in the Conceptual case study. The Gas case study is similar in terms of costs (EUR<sub>2016</sub> 115), while in the Renewable case study they are higher by 51% (EUR<sub>2016</sub> 153). Investments into flexibility (for example daily and seasonal accumulation) are included as well. Total investments in the generation base and the transmission, or rather distribution infrastructure will range between CZK<sub>2016</sub> 1.8 and 3.1 trillion over the period of 2019–2050. Estimated annual investment in 2050 is shown in the following Figure 17.

Obrázek 17 Odhad ročních investic v roce 2050  
Figure 17 Estimated annual investment in 2050



# PLYNÁRENSTVÍ V EVROPĚ A VE SVĚTĚ

## GAS INDUSTRY IN EUROPE AND IN THE WORLD

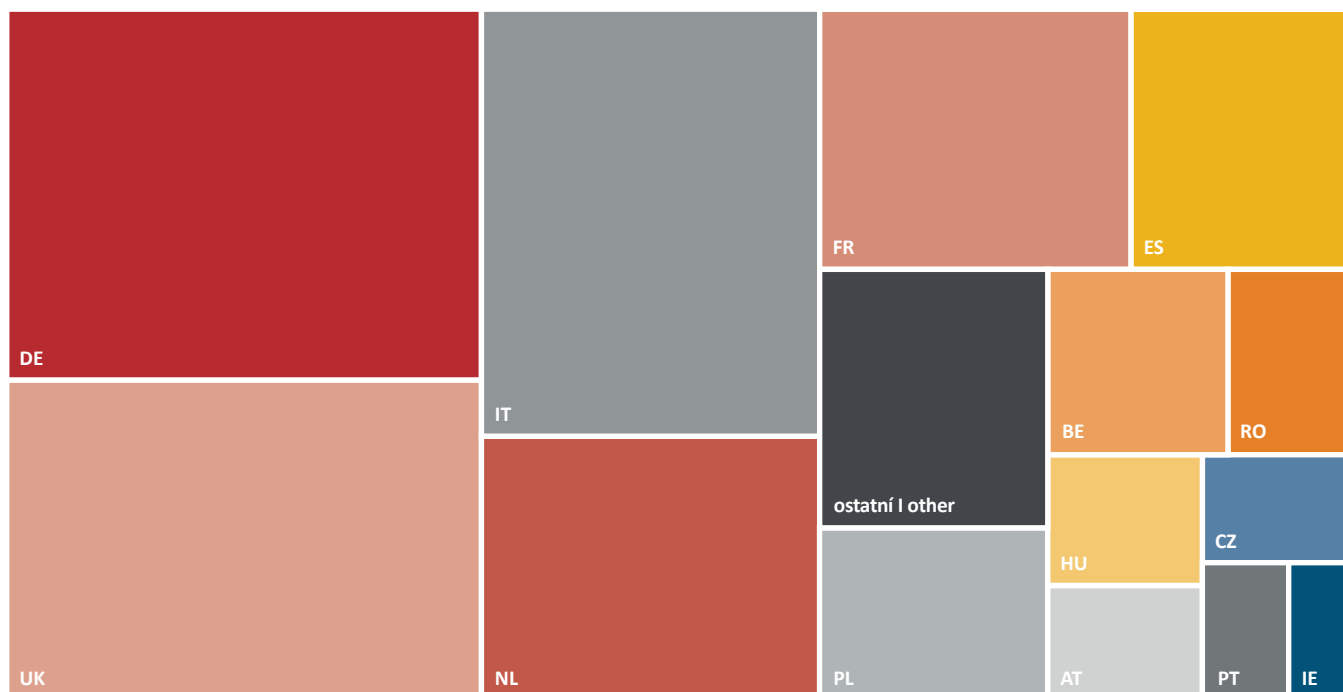
### Střednědobý horizont

Evropa zůstává jediným regionem, kde se výhledově neočekává významný nárůst spotřeby plynu. Nicméně v následujících pěti letech může v EU pokračovat rozvoj poptávky po plynu pro výrobu elektrické energie. Především udrží-li se výhodné cenové podmínky na některých evropských trzích, včetně růstu cen emisních povolenek, mohou elektrárny spalující zemní plyn dále vytlačovat uhelné zdroje. Růst spotřeby plynu v elektroenergetice je nicméně výrazně závislý na výši ceny plynu a jejím poměru zejména k cenám uhlí. Vzhledem k momentálnímu růstu cen povolenek, které výrobu z uhlí dále prodražují, můžeme mírný růst spotřeby plynu v elektroenergetice v tomto časovém horizontu předpokládat. Později po roce 2022 by podle výhledu IEA měla spotřeba plynu v EU začít stagnovat. Podíl členských zemí na spotřebě plynu v EU v roce 2017 je ukázán na obrázku 18.

### Mid-term horizon

Europe remains the only region where no significant increase in gas consumption is expected in the near future. However, in the next five years, the demand for gas intended for power production might continue to grow in the EU. Especially if favourable price conditions in some European markets are maintained, including growing prices for emission credits, power plants combusting natural gas may continue to dislodge coal sources. However, in the electricity industry the growth of gas consumption is strongly dependent on the gas price and its ratio to coal prices in particular. Given the revived growth of prices for emission credits which makes production from coal more and more expensive, we may expect a slight increase in gas consumption in the electricity sector within this time frame. Later on, after 2022, according to the IEA outlook, gas consumption in the EU should start stagnating. The share of EU member states in gas consumption in 2017 is shown in the Figure 18.

Obrázek 18 Podíl členských zemí na spotřebě plynu v EU v roce 2017  
Figure 18 Gas consumption share by EU member states in 2017



## Dlouhodobý horizont

S dalším tlakem na dekarbonizaci energetiky by po roce 2035 měla začít spotřeba plynu v EU klesat. Na globální úrovni se naopak očekává kontinuální růst po celé zkoumané období. V roce 2040 by celosvětová poptávka měla dosáhnout na úroveň 5,3 bil. m<sup>3</sup> plynu. Rozvíjející se země v Asii, Africe, Latinské Americe a na Blízkém východě budou nadále hlavními tahouny růstu poptávky po plynu ve světě (až 80 % celosvětového růstu spotřeby). Z pohledu využití zemního plynu se na růstové křivce spotřeby bude podílet především poptávka průmyslového sektoru a výroba elektrické energie. Na úrovni produkce zemního plynu se očekává významný nárůst podílu nekonvenčního plynu (břidlicový plyn, slojový plyn a plyn z nízkopropustných písků), který by měl tvořit až 30 % celkové těžby plynu. Kromě zemního plynu pocházejícího z těžby fosilních paliv se v Evropě stále více bude prosazovat výroba plynu o podobných vlastnostech metanizací vodíku vyrobeného elektrolýzou za využití energie z obnovitelných zdrojů (syntetický metan) či úpravou bioplynu (biometan).

## Long-term horizon

With further pressure for decarbonization of the energy industry, gas consumption in the EU should start decreasing after the year 2035. On the contrary, continuous growth is expected on the global level throughout the period under investigation. In the year 2040, the global demand should reach 5.3 tcm of gas. Developing countries in Asia, Africa, Latin America and the Middle East will remain the main drivers of increasing demand for gas in the world (up to 80% of the global consumption growth). As regards utilization of natural gas, it will mainly be demand from the industrial sector and power production that will contribute to the growth curve of consumption. In terms of natural gas production, a significant increase in the share of unconventional gas (shale gas, coal bed methane and tight gas) is expected, which should account for up to 30% of the total gas extraction. In addition to natural gas coming from fossil fuel extraction, natural gas featuring similar characteristics and produced by methanation of hydrogen produced by electrolysis with the use of energy from renewable resources (synthetic methane) or biogas treatment (biomethane) will be on the rise in Europe.



Volba směru vývoje energetiky  
bude mít na poptávku plynu v ČR  
zásadní vliv.



Chosen development path of the energy  
industry will have a major impact  
on the gas demand in the Czech Republic.

## POPTÁVKA PLYNU DEMAND FOR GAS

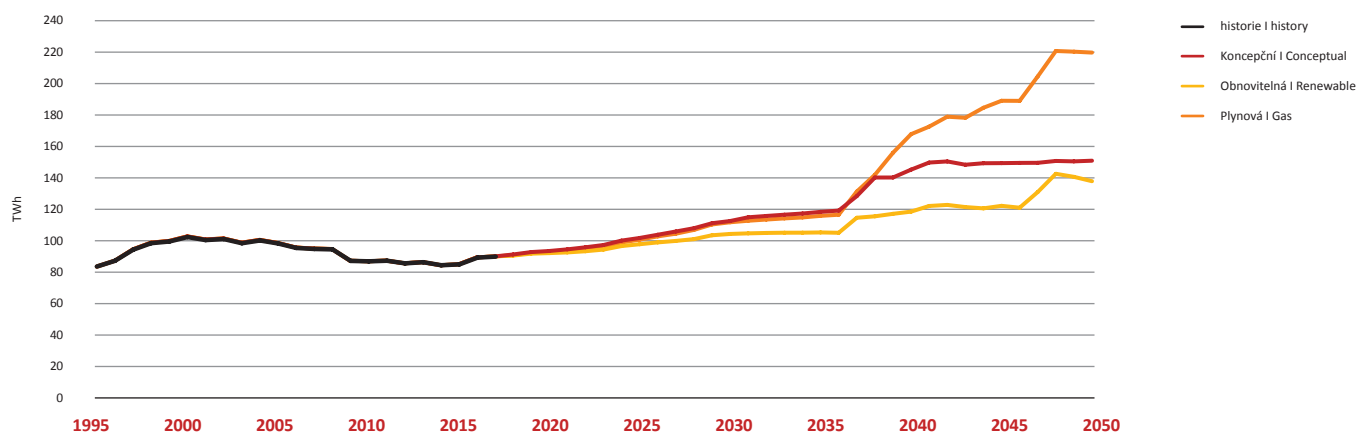
Volba směru vývoje energetiky bude mít na poptávku plynu v ČR zásadní vliv. Vedle obecného hospodářského vývoje bude pro poptávku plynu důležitým vlivem především využití plynu při monovýrobě elektřiny a v kombinované výrobě elektřiny a tepla a obecně při náhradě fosilních paliv s větší emisivitou, především tuzemského hnědého uhlí.

Až do minulé verze *Očekávané dlouhodobé rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu* platilo, že nejvyšší poptávky plynu by Česká republika dosahovala v případě rozvoje energetiky v souladu s platnou SEK. Nejvýraznějším faktorem růstu poptávky plynu by tak byla nutnost nahradit tuzemské energetické hnědé uhlí. Z analýz pro výše uvedenou trojici případových studií z řešení v roce 2018 však vyplývá, že případná potřeba nahradit jadernou energetiku vyvolá ve srovnání s náhradou tuzemského energetického hnědého uhlí přibližně dvojnásobnou poptávku zemního plynu – kompletní náhrada jaderné energetiky by tedy byla zdaleka nejvýraznějším možným růstovým faktorem poptávky plynu. Celková spotřeba plynu je ukázána na následujícím obrázku.

The chosen direction of the energy sector development will have a major impact on the demand for gas in CZ. In addition to the general economic development, the demand for gas will be greatly influenced by the utilization of gas in electricity monoproduction and in combined heat and power production and in replacement of fossil fuels, mainly local brown coal.

Up to the previous version of *The Anticipated Long-term Balance Between Supply and Demand for Electricity and Gas* it was possible to say that the Czech Republic would achieve the greatest demand for gas if the energy sector developed in accordance with the applicable SEK. The most significant factor in the gas demand growth would thus be the necessity to replace domestic brown coal. Analyses of the three aforementioned case studies dealt with in 2018 indicate that the necessity to replace nuclear power will result in an approximately twofold demand for natural gas in comparison to replacement of domestic brown coal – complete replacement of nuclear power is thus by far the most important possible growth factor of demand for gas. Total gas consumption is shown in the following figure.

Obrázek 19 Celková spotřeba plynu  
Figure 19 Total gas consumption



## Střednědobý horizont

- Ve střednědobém horizontu se vývoj poptávky plynu dle případových studií významně neliší, což je způsobeno především velmi podobným vývojem poptávky plynu pro monovýrobu elektřiny a KVET a také kompenzací některých prorůstových a protirůstových vlivů. Případová studie Obnovitelná a Plynová mají vyšší míru úspor, ale pro většinu případů také vyšší míru uplatnění plynu v nových oblastech.
- Konceptní případová studie předpokládá v roce 2030 celkovou spotřebu plynu se zahrnutím CNG/LNG ve výši 112 TWh, což je oproti roku 2017 nárůst přibližně o 25 %; ve stejné kategorii je to pro případovou studii Obnovitelnou 104 TWh, a pro případovou studii Plynovou pak 111 TWh.

## Dlouhodobý horizont

- Do roku 2040 předpokládají všechny případové studie výrazný růst poptávky plynu; po roce 2040 pak poptávka výrazně poroste jen u případové studie s náhradou jaderné energetiky, tedy u případové studie Obnovitelné a především u případové studie Plynové.
- Konceptní případová studie v roce 2050 předpokládá hodnotu celkové spotřeby plynu ve výši 151 TWh, což je hodnota srovnatelná s hodnotou dle případové studie Decentrální z řešení v roce 2016 či případové studie Konceptní z řešení v roce 2017.
- Využití plynu pro monovýrobu elektřiny by pro případ potřeby kompletně nahradit jadernou energetiku bylo zdaleka nejvýznamnějším růstovým faktorem poptávky plynu v ČR, a to i v případě intenzivního rozvoje obnovitelných zdrojů pro výrobu elektřiny. Plynové zdroje by v podmínkách ČR ročně spotřebovaly z důvodu náhrady posledních dvou jaderných bloků (Jaderná elektrárna Temelín) přinejmenším přibližně 22,5 TWh plynu (případová studie Obnovitelná), nebo také až 31,3 TWh (případová studie Plynová).
- 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.
- Spotřeba plynu ve formě CNG a LNG v dopravě bude v případové studii Konceptní a rok 2050 přibližně 17 TWh, v případové studii Obnovitelné přibližně 10 TWh a u případové studie Plynové přibližně 21 TWh.
- Celková spotřeba plynu (včetně CNG/LNG) by dosáhla v roce 2050 dle případové studie Konceptní hodnoty 151 TWh, což je oproti roku 2017 nárůst přibližně 69 %, ve stejné kategorii je to pro případovou studii Obnovitelnou 138 TWh, a pro případovou studii Plynovou pak 219 TWh.

## Mid-term horizon

- In the medium term, the development of demand for gas does not differ significantly according to the individual case studies, which is given by the very similar development of demand for gas intended for electricity monoproduction and CHP as well as by compensation for some pro-growth and anti-growth influences. In the Renewable and Gas case studies a higher level of saving is achieved; however, in most cases they both have higher level of use in new sectors.
- The Conceptual case study expects the total gas consumption, including CNG/LNG, at 112 TWh in 2030, which represents an increase by approx. 25% when compared to the year 2017; in the same category it is 104 TWh for the Renewable case study and 111 TWh for the Gas case study.

## Long-term horizon

- Up to 2040, all the case study expect a substantial increase in the demand for gas; after 2040, the demand will grow significantly only in case of case studies with nuclear power replacement, i.e. the Renewable and mainly the Gas case study.
- The Conceptual case study in 2050 expects the value of total gas consumption to be 151 TWh, which is a value comparable with that in the Distributed variant dealt with in 2016, or in the Conceptual case study dealt with in 2017.
- If it were necessary to completely replace nuclear power industry, utilization of gas in electricity monoproduction would by far be the most significant growth factor in the demand for gas in the Czech Republic, even in case of intensive development of renewable resources for power production – because of replacement of the last two nuclear blocks (the Temelin nuclear power plant), gas sources in Czech conditions would consume at least approx. 22.5 TWh of gas (Renewable case study), or up to 31.3 TWh (Gas case study).
- In addition to electricity monoproduction and CHP, the development of demand for gas will be determined by utilization during replacement of graded brown coal and utilization in transport in the form of CNG and LNG. According to the current outlook, utilization of CNG and LNG in transport will be temporary.
- In transportation sector, the gas consumption in forms of CNG/LNG will be approx. 17 TWh in 2050 for the Conceptual case study, approx. 10 TWh for the Renewable case study and approx. 21 TWh for the Gas case study.
- The total gas consumption (including CNG/LNG) will achieve 151 TWh in 2050 according to the Conceptual case study, which is an increase by approx. 69% in comparison to the year 2017, in the same category it is 138 TWh for the Renewable case study and 219 TWh for the Gas case study.

# ZDROJE A PŘEPRAVNÍ TRASY PRO ČESKO

## RESOURCES AND TRANSMISSION ROUTES FOR THE CZECH REPUBLIC

Území České republiky protíná soustava tranzitních plynodů, které přepravují ruský zemní plyn v množství několikanásobně vyšším (přibližně 34 mld. m<sup>3</sup>), než činí česká domácí spotřeba (přibližně 8 mld. m<sup>3</sup>), k odběratelům střední a západní Evropy. Díky tranzitní soustavě má také Česká republika velmi dobrý přístup na další evropské trhy, především německý a rakouský.

### Střednědobý horizont

Potenciál ČR jako důležité tranzitní země se ještě upevní po zprovoznění nového plynovodu jakožto součást projektu Capacity4Gas, který se stane důležitou spojnici mezi plynovodem Nord Stream II a odběrateli v Rakousku a Itálii. Dlouho plánovaný interkonektor STORK II, který by umožnil lepší propojení s polskou plynárenskou soustavou a LNG terminálem ve Świnoujście, není z pohledu bezpečnosti dodávek do ČR prioritním projektem. Přesto by mohl přispět k větší obchodní výměně mezi oběma zeměmi a vyšší diverzitě dodávek plynu do ČR. O případné podpoře jeho výstavby se nyní diskutuje mezi Energetickým regulačním úřadem a provozovatelem přepravní soustavy.

Zemní plyn z Ruska v současnosti tvoří přibližně dvě třetiny dováženého plynu do ČR a tento poměr by do roku 2035 neměl klesat, spíše naopak může posilovat v souvislosti s poměrem ceny plynu nabízeného na evropských trzích k cenám vyplývajícím z ruského kontraktu. Vedle malého množství plynu pocházejícího z tuzemské těžby (asi 2 % všech dodávek) je jediným alternativním zdrojem právě plyn nakupovaný na plynárenských burzách okolních zemí (nejčastěji Německo). Uvažovaný rozsah produkce syntetického metanu a domácí těžba plynu jsou uvedeny v následující tabulce 5.

The territory of the Czech Republic is intersected with a system of transit gas pipelines which transmit Russian natural gas to major customers in Central and Western Europe in a quantity which is several times higher (approx. 34 bcm) than the domestic consumption in the Czech Republic is (nearly 8 bcm). Thanks to the transit system, the Czech Republic also has a very good access to other European markets, particularly the German and Austrian ones.

### Mid-term horizon

The potential of the Czech Republic as an important transit country will be strengthened even more after commissioning of the new gas pipeline Capacity4Gas, which will become an important connecting line between the Nord Stream II gas pipeline and customers in Austria and Italy. The long-planned STORK II interconnector, which would facilitate better interconnection with the Polish gas system and LNG terminal in Świnoujście, is not a priority project in terms of the security of supply to the Czech Republic. Nonetheless, it might contribute to increased commercial exchange between the two countries and an increased diversity of gas supply to the Czech Republic. The possible support for its realization is now being discussed between Energy Regulatory Office and the TSO.

Currently, natural gas from Russia accounts for approximately two thirds of gas imported to the Czech Republic and this ratio should not drop until 2035 – on the contrary, it might strengthen in relation to the ratio of the price of gas on offer in European markets to prices arising from the Russian contract. In addition to the small quantity of gas coming from domestic extraction (about 2% of the total supply), the only alternative resource is represented by gas purchased on gas exchange in neighbouring countries (mostly Germany). Synthetic methane and the domestic gas production is shown in the following Table 5.



## Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu bude ruský plyn nadále dominovat mezi dodavateli do EU, a tím hypoteticky navyšovat závislost ČR na ruském plynu. Perspektivní oblastí, umožňující vyšší diverzifikaci zdrojů plynu pro země EU, je vedle ázerbájdžánského plynu (plynovody TANAP a TAP jsou ve výstavbě) a plynu pocházejícího z východního středomoří (projekt plynovodu EastMed zaměřený na izraelské, kyperské či egyptské zdroje plynu) také zkapalněný zemní plyn. Kapacita LNG terminálů je dnes v Evropě využívána na velmi nízké úrovni (přibližně 24 %), což je výsledkem poměrově vyšších cen než u většiny plynu dodávaného plynovody z Ruska či Norska. V dlouhodobém horizontu bude s klesající domácí produkcí plynu v EU a snižováním dodávek z Norska a Alžírsko po roce 2030 stoupat atraktivita LNG v EU, a to navzdory jeho potenciálně vysoké ceně.

## Long-term horizon

In the long term, Russian gas will continue to dominate among suppliers to the EU, thus hypothetically increasing dependence of the Czech Republic on Russian gas. In addition to Azerbaijanian gas (TANAP and TAP gas pipelines are under construction) and gas coming from the eastern Mediterranean (EastMed gas pipeline project focused on Israeli, Cyprian or Egyptian gas sources), another promising area allowing increased diversification of gas sources for EU countries involves liquefied natural gas. The level, at which the capacity of LNG terminals in Europe is currently used, is very low (approximately 24%), which is a result of relatively higher prices in comparison to majority of gas which comes through gas pipelines from Russia or Norway. In the long run, the lower the domestic gas production in the EU and the lower the supply from Norway and Algeria after 2030, the higher the attractiveness of LNG in the EU despite its potentially high price.

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

jednotka unit	kategorie plynu type of gas	varianta variant	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
mil. m <sup>3</sup> mcm	tuzemská těžba z ložisek (bez důlního plynu) domestic production from fields (without shaft gas)	Koncepční   <b>Conceptual</b>	148	148	148	148	148	148	148	148
		Obnovitelná   <b>Renewable</b>	111	111	111	111	111	111	111	111
		Plynová   <b>Gas</b>	185	185	185	185	185	185	185	185
	syntetický metan   <b>synthetic methane</b>	Obnovitelná   <b>Renewable</b>	0	0	0	0	6	137	99	18
GWh	tuzemská těžba z ložisek (bez důlního plynu) domestic production from fields (without shaft gas)	Koncepční   <b>Conceptual</b>	1 571	1 571	1 571	1 571	1 571	1 571	1 571	1 571
		Obnovitelná   <b>Renewable</b>	1 178	1 178	1 178	1 178	1 178	1 178	1 178	1 178
		Plynová   <b>Gas</b>	1 964	1 964	1 964	1 964	1 964	1 964	1 964	1 964
	syntetický metan   <b>synthetic methane</b>	Obnovitelná   <b>Renewable</b>	0	0	0	0	66	1 449	1 056	189

# INFRASTRUKTURA PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

## GAS SYSTEM INFRASTRUCTURE

Plynárenská infrastruktura je v ČR velmi rozvinutá, je provozována s vysokou mírou spolehlivosti a bezpečnosti. Společnosti provozující její dílčí části (přeprava, distribuce, výroba a uskladňování plynu) se v liberalizovaném prostředí energetiky snaží sledovat tržní trendy a plnit sociopolitické požadavky, týkající se zabezpečení dodávek plynu. Proměnlivost tržních motivů a politických cílů v kontrastu se setrvačností výstavby a zprovoznováním nových prvků infrastruktury, jsou spojeny se značnými riziky pro provozovatele infrastruktury. Pouze konstruktivní a strategicky přijímané legislativní akty mohou vnést do sektoru plynárenství stabilitu, tolik potřebnou pro rozvoj plynárenských subjektů.

Požadavky Nařízení 2017/1938 na infrastrukturu jsou plněny, a tak nebudou přímo formovat další rozvoj soustavy. Nicméně povinnost posuzovat poptávku trhu po přírůstkové kapacitě na přeshraničních profilech v krátkodobých intervalech dle Nařízení 2017/459 činí situaci z hlediska možných cest rozvoje přepravní soustavy velmi dynamickou. Zájem trhu o přepravu plynu z německé obchodní oblasti Gaspool do rakouského hubu Baumgarten znamená příležitost v podobě navýšení tranzitu plynu přes území ČR. Tomu je také přizpůsoben desetiletý plán rozvoje zveřejňovaný společností NET4GAS. Kapacity hraničních profilů jsou ukázány v následující tabulce 6.

The gas system infrastructure in the Czech Republic is highly developed and operated with a high level of reliability and safety. Companies operating partial segments thereof (transmission, distribution, production and storage of gas) in the liberalized setting of the energy sector try to monitor market trends and meet socio-political requirements for the security of gas supply. The variability of market motives and political goals, in contrast to the inertia of construction and commissioning of new infrastructure elements, is connected with considerable risks for the infrastructure operators. Only constructive and strategically-accepted legislative acts may bring stability into the gas sector, which is much needed in order to define the development of gas companies.

The requirements for infrastructure stipulated in Regulation no. 1938/2017 are met, thus directly shaping further development of the system. However, the obligation to assess the market demand for incremental capacity on cross-border profiles in short-term intervals in accordance with Regulation (EU) 459/2017 makes the situation very dynamic as regards the possible ways of the transmission system development. The market interest in gas transmission from the German Gaspool trading area into the Austrian Baumgarten hub provides an opportunity in the form of increased transit of gas via the territory of the Czech Republic. The ten-year development plan published by NET4GAS takes this into account. Capacities of border transfer stations are shown in the following Table 6.

Tabulka 6 **Kapacity hraničních profilů (mld. m<sup>3</sup>/rok) – stávající stav a rozvoj**  
Table 6 **Existing and future capacities of border transfer stations (bcm/y)**

profil   profile	vstupní kapacita do ČR entry capacity to CZ	výstupní kapacita z ČR exit capacity from CZ
<b>SK-CZ</b>		
stávající stav   actual state	50,5	28,1
rozvoj   development	0	10,9
<b>PL-CZ</b>		
stávající stav   actual state	0,0	1,0
rozvoj   development	5	7,2
<b>AT-CZ</b>		
stávající stav   actual state	0,0	0,0
rozvoj   development	7	6,6
<b>DE-CZ</b>		
stávající stav   actual state	68,5	49,5
rozvoj   development	37	0,0
<b>kapacita hraničních předávacích stanic – současný stav   capacity of border transfer stations – actual state</b>	<b>119,0</b>	<b>78,6</b>
<b>kapacita hraničních předávacích stanic – rozvoj   capacity of border transfer stations – development</b>	<b>48,2</b>	<b>24,6</b>
<b>kapacita hraničních předávacích stanic – konečný stav   capacity of border transfer stations – final state</b>	<b>167,2</b>	<b>103,2</b>

Tranzitní soustava je, za předpokladu realizace projektu Capacity4Gas, velmi dobře dimenzována. Je připravena kapacitně zabezpečit zvýšenou poptávku trhu po přepravě plynu směrem ke stanici Lanžhot, spotřebu konečných zákazníků i poptávku trhu na využití skladovacích kapacit. Vnitrostátní přepravní soustava je dostatečně kapacitně dimenzována s ohledem na vyšší konečné spotřeby a požadavky na vtlačení plynu do podzemních zásobníků téměř ve všech regionech ČR. Kapacitně úzkým místem je pouze linie plynovodu DN 700 mezi uzly Mutěnice a Libhošť. Kapacita plynovodu DN 700 je v obdobích velké spotřeby již nevyhovující a vyžaduje širší kooperaci s provozovatelem PZP innogy GS. Provozně nepříznivé situace řeší dispečinky přepravce, distributorů a provozovatelů PZP operativně podle výše spotřeby v regionu. V této souvislosti se snaží zainteresované strany najít východisko, které spočívá v navýšení výstupní kapacity do zóny SMP.

Nařízení 2017/459 a 2017/1938 nezmiňují žádné požadavky na skladovací kapacitu zásobníků plynu. Nicméně v přeneseném významu lze na rozvoj skladovacích kapacit aplikovat nařízení týkající se bezpečnostních standardů dodávek plynu uvedených v Nařízení EU 2017/1938. Obchodníci mohou standardy plnit na úrovni regionu, nebo dokonce celé Evropské unie. Z pohledu obchodníka je pak rozhodující cena za poskytnutou uskladňovací službu. Požadavky trhu na flexibilitu dodávek plynu by pak vyvolaly reakci ve formě zlepšení dynamických vlastností zásobníků v ČR. Není vyloučeno, že cenový tlak obchodníků na služby poskytované provozovateli skladovacích zařízení povede k ukončení provozu ekonomicky nerentabilních zásobníků. To se může týkat i zásobníků nacházejících se na území ČR.

### **Střednědobý horizont**

Dne 6. března 2017 proběhla aukce Capacity4Gas, kde byla veškerá přírůstková kapacita na profilech CZ–DE a CZ–SK pro roky 2020 až 2039 úspěšně prodána. Očekávaný nárůst tranzitu přes ČR ve střednědobém horizontu je odhadován mezi 30 až 40 mld. m<sup>3</sup> ročně, což je de facto 100% nárůst oproti předějším letům. Tím se výrazně posílí pozice českého přepravce na středoevropském trhu s plynem. Z tohoto důvodu budou s nejvyšší pravděpodobností realizovány projekty plynovodu mezi HPS Deutschneudorf a RU Přimda, úpravy na předávací stanici v Lanžhotu a Hoře Svaté Kateřiny, stejně jako s tím spojené další dílčí úpravy (trasové uzávěry, stanice). Výstupní kapacity z přepravní soustavy do regionálních distribučních soustav jsou dostačující při zachování míry současné spotřeby. Výjimku tvoří oblast severní Moravy v současnosti zásobována jedinou linií vnitrostátní přepravní soustavy DN 700, jejíž kapacita nepostačuje plně potřebám koncových zákazníků a trhu zároveň. Jedním z možných řešení situace je navýšení výstupní kapacity pro region. V současné době se proto hledá optimální varianta, jakým způsobem a jak moc výstupní kapacitu navýšit.

The transmission system is, given the implementation of the Capacity4Gas project, well-sized. By its capacity, it is prepared to secure increased demand for gas transmission to Lanžhot station, consumption of final customers and demand for storage capacity utilization. The intrastate transmission system has sufficient capacity with regard to the level of final consumption and requirements for injection of gas into underground gas storage stations in almost all regions of the Czech Republic. The only bottleneck is the line DN 700 between the Mutěnice and Libhošť nodes. The capacity of the DN 700 gas pipeline is no longer satisfactory in times of high consumption and requires broader cooperation with the UGS operator innogy GS. Operationally unfavourable situations are addressed by the dispatch services of the transmission operator, DS distributors and the UGS operators according to the consumption in the region. In this context, stakeholders are trying to find a way out of increasing output capacity to the SMP zone.

Regulations (EU) no. 459/2017 and 1938/2017 do not mention any requirements for the capacity of gas storage facilities. Nonetheless, in the figurative sense, provisions contained in Regulation (EU) 2017/1938 concerning measures to safeguard the security of gas supply may be applied to the development of storage capacities. Traders may meet the standards at the regional level, or even at the level of the entire European Union. From the trader's point of view, what is crucial is the price for the storage service provided. Market requirements for flexibility of gas supply provoked a reaction from UGS operators to improve the dynamic properties of storage facilities in the Czech Republic. It cannot be ruled out that traders' price pressure on services provided by operators of storage facilities will result in shut-down of unprofitable storage facilities. This may also involve storage facilities situated on the territory of the Czech Republic.

### **Mid-term horizon**

On 6<sup>th</sup> of March 2017, an auction called Capacity4Gas was organized; where all the incremental facility on CZ–DE and CZ–SK profiles for the years 2020 up to 2039 was sold successfully. The expected increase in transit through the Czech Republic in the medium run is estimated at 30 to 40 bcm a year, which is de facto an increase by 100% compared to previous years. This will significantly strengthen the position of the Czech TSO in the Central European gas market. Therefore, the projects concerning gas pipeline between BTS Deutschneudorf and Přimda and net adjustment at BTS Lanžhot and Hora Svaté Kateřiny, as well as partial adjustments related therewith (mainline valves, stations), will most likely go ahead. The exit capacity from the transmission system to regional distribution systems is sufficient if the consumption remains at the current level. North Moravia, which is supplied through the DN 700 domestic transmission system line, the capacity of which is insufficient for the customers as well as for the market. One possible solution to the situation is the increase in output capacity for the region. At present, therefore, an optimal variant, in which way and by how much output capacity to increase, is sought.

Bude pokračovat trend navýšování těžebních výkonů a optimalizace provozní flexibility zásobníků plynu. V horizontu následujících let by měl být navýšen těžební výkon zásobníku Dolní Dunajovice a zásobníku Tvrdonice. Po mnohaletých odkladech je stále platné a pravděpodobné napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích po roce 2019 na českou přepravní soustavu. Nelze očekávat zprovoznění nových skladovacích kapacit vzhledem k situaci na trhu. Ve střednědobém horizontu, v návaznosti na realizaci nadnárodních plynovodů, bude situace na trhu stále značně proměnlivá.

### **Dlouhodobý horizont**

Realizace dalších projektů přepravní soustavy, pro něž jsou vymezeny koridory v plánech územního rozvoje, je nejistá. Vzhledem ke geopolitickým aspektům zdrojové části sektoru plynárenství pak rozvoj větších potrubních projektů bude záviset předně na těžce předvídatelných politických rozhodnutích. S ohledem na požadavky dekarbonizace energetiky, útlum využití vysokoemisních fosilních paliv a rozvoj OZE je možné očekávat vyšší míru spotřeby plynu pro zajištění regulačních služeb v elektroenergetice. V dlouhodobém horizontu by pak právě s ohledem na možný nárůst spotřeby plynu bylo dle provedených výpočtů a analýz vhodné zprovoznit nové kapacity pro skladování plynu. Tento strategicky důležitý sektor bude ale i nadále nejspíše formován tržními než politickými motivy. V ČR je pro skladování plynu vyhrazeno několik lokalit, které by k němu měly být vhodné. Jejich skutečné využití je, viděno ze současného pohledu na rizikovost realizace (vlivem flexibility trhu), spíše nepravděpodobné. V dlouhodobém horizontu se také nepředpokládá, že by došlo k nárůstu těžby konvenčního zemního plynu v ČR, avšak na zdrojové základně se budou více podílet alternativní zdroje nekonvenčního typu – biometan, syntetický metan, potažmo vodík. Ty budou vtláčeny předně do VTL distribučních sítí, které se ale již dnes považují za téměř dobudované, případně do přepravní soustavy. Rozvoj bude probíhat tedy spíše v technologické rovině.

The trend of increasing withdrawal capacity and optimization of operational flexibility of gas storage facilities will continue. In the following years, the withdrawal capacity of the storage facility in Dolní Dunajovice and the storage facility in Tvrdonice should be increased. After long-standing delays, the connection of the storage facility in Dolní Bojanovice to the Czech transmission system after 2019 is still valid and likely to happen. Given the market situation, commissioning of new storage capacities cannot be expected. In the medium term, following the implementation of transnational gas pipelines, the market situation will remain highly volatile.

### **Long-term horizon**

Implementation of further transmission system projects, which have corridor pipelines assigned in local development plans, is uncertain. Due to the geopolitical aspects of the source part of the gas sector, development of larger pipeline projects will depend mainly on political decisions which are hard to predict. In view of the requirements for de-carbonization of the energy sector, lower utilization of high-emission fossil fuels and RES development, a higher level of gas consumption can be expected in order to secure ancillary services in the electricity sector. In the long term, in view of the potential increase in gas consumption and according to the calculations and analyses carried out, it would be advisable to put new capacities for gas storage into operation. This strategically important sector will most likely continue to be shaped by market motives rather than political ones. In the Czech Republic, there are several locations designated for gas storage which should be suitable for that purpose. From the current perspective, their utilization is rather unlikely. In the long term, increased extraction of conventional natural gas is not expected in the Czech Republic, but a larger part of the source base will comprise unconventional alternative resources, such as biomethane, synthetic methane or hydrogen. They will be injected primarily into high-pressure distribution systems the construction of which is now considered to be almost complete. Development will thus occur mainly at the technological level.

# PROVOZ PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

## OPERATION OF THE GAS SYSTEM

Provoz plynárenské soustavy je aktuálně dobře zajištěn. Zásobníková kapacita je dostatečná. Vlivem výrazných změn energetiky ČR a vlivem náhrady energetického hnědého uhlí ve všech případových studiích však dojde k velmi výraznému navýšení využití plynu. U případových studií Obnovitelné a Plynové je na konci dlouhodobého horizontu nárůst dále navýšen tím, že v tomto období již nejsou v ČR uvažovány žádné nové ani stávající jaderné zdroje. Míra navýšení je otázkou volby energetického mixu (podíl OZE na náhradě hnědého uhlí, a případně jaderné energetiky) a dále otázkou míry aplikace úsporných opatření.

### Střednědobý horizont

- Dojde k navýšení přepravy plynu mezi obchodní oblastí Gaspool a CEGH v Rakousku. Na poptávku trhu reaguje společnost NET4GAS projekty označovanými jako Capacity4Gas. Vlivem navýšení tranzitů přes území ČR dojde k navýšení využití kapacit severní i jižní větve, což se mj. odrazí v navýšení doby využití kompresorových jednotek. Přepravce proto plánuje obměnu strojového parku prakticky na všech kompresních stanicích.
- Ve střednědobém horizontu dojde pravděpodobně k významnému navýšení kapacity zásobníků plynu napojením zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou soustavu. Navýšení poptávky plynu v tomto období není ve srovnání s pozdějším vývojem příliš významné. Investice do další zásobníkové kapacity tedy nebudou potřebné.
- Investice mohou mířit do posílení efektivity využívaných kapacit a navýšování přepravních kapacit s cílem diverzity dodávek plynu do ČR a, v případě již zmíněné situace na Severní Moravě, i do vnitrostátních přepravních kapacit.
- Rozvoj spotřeby plynu, nezávisle na případové studii, ve středních Čechách a v okolí Prahy bude více limitovat kapacitu pro vtláčení do zásobníku Háje.

### Dlouhodobý horizont

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

- Ve všech případových studiích dojde do roku 2050 k nárůstu denních hodnot spotřeby (o 42 % pro studii Konceptní a Obnovitelnou a až o 88 % pro studii Plynovou).
- Růst denních i ročních spotřeb bude způsoben především vyšším využitím plynu při monovýrobě elektřiny a v KVET, a to především v případové studii Plynové.
- Využití plynu při výrobě elektřiny vyžaduje adekvátní rozvoj zásobníkové kapacity a výkonu čerpání, protože bezpečnost dodávek plynu bude při vysoké výrobě elektřiny z plynu podmiňovat bezpečnost dodávek elektřiny, která má v energetice státu ještě méně zastupitelnou pozici.

The operation of the gas system is currently well secured. The storage capacity is sufficient. However, under the influence of significant changes in the Czech energy industry and under the influence of substitution of brown coal in all case studies there is a very significant increase in gas use. At the end of the long-term horizon in case of Renewable and Gas case studies there the increase is further affected by the fact that new or existing nuclear resources are no longer considered in the Czech Republic. Increase rate is a matter of energy choice of the mix (the share of RES in lignite substitute and possibly nuclear power) as well as the level of application austerity measures.

### Mid-term horizon

- There will be an increase in gas volume transported between Gaspool and CEGH in Austria. On market's demand, the company NET4GAS responds to projects called Capacity4Gas. Due to the increase transit through the Czech Republic will increase the utilization of the capacities of the northern and southern branches, which will, among other things, in increasing time of use of all compressor units. The TSO is therefore planning to change the machinery fleet practically at all compressor stations.
- In the medium term, there is likely to be a significant increase in gas storage capacity because of connecting the UGS in Dolní Bojanovice to the Czech gas system. An increase in gas demand in this period is not very significant compared to later developments. Investing in another UGS capacity will not be needed.
- Investments can be aimed at enhancing the efficiency of utilized capacities and increasing transmission capacities in order to diversify gas supplies to the Czech Republic and, in the case of the aforementioned situation in North Moravia, also to intrastate transmission capacities.
- The development of gas consumption, independent of the case study, in Central Bohemia and around Prague will be more limiting the injection capacity to the UGS Háje.

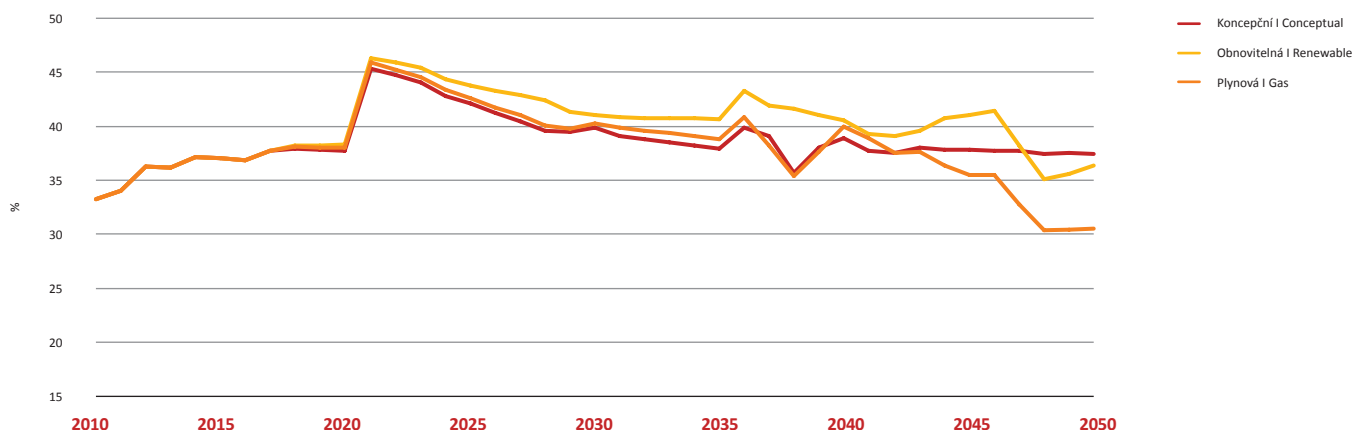
### Long-term horizon

The outlook of the operation of the gas system in terms of ensuring the daily balances of demand and supply into the year 2050 characterize the following points:

- In all case studies, daily consumption values will increase until 2050 (by 42% for Conceptual and Renewable case study; by 88% in the Gas case study).
- The growth of both daily and annual consumption will be mainly due to higher use of gas in the monoproduct electricity and in CHP, especially in the case study Gas case study.
- The use of gas in the production of power requires adequate development of the storage and withdrawal capacities, because the security of supply will influence the safety of power production, strongly in case of large power production from gas. Supply of power still has less possibility to be replaced.

- Pro případovou studii Plynovou byl navržen rozvoj zásobníkové kapacity na úrovni geologického potenciálu ČR (přibližně 2 200 mil. m<sup>3</sup> nových kapacit) a v této případové studii není splněn požadavek na minimální poměr kapacity zásobníků k roční spotřebě plynu ve výši 35 %; poměr dosahuje v roce 2050 hodnoty pouze 31 %, jak je vidět na následujícím obrázku 20.
- Rozvoj tuzemských zásobníků není jedinou možností, jak flexibilitu a zálohu v dodávkách plynu zajistit. Lze uvažovat o zajištění zásobníkové kapacity v zahraničí (zde by bylo nutné mít zajištěnou pevnou kapacitu na mezistátním profilu) či se spolehnout na krátkodobý trh s plynem. Obojí s sebou nese navýšení energetické, a tím i bezpečnostní závislosti na zahraničí, které je v situaci, kdy bude plyn rutinně využíván k výrobě elektřiny a ke kombinované výrobě elektřiny a tepla, velmi rizikové. Podobně jako při zajištění provozní flexibility a zálohy pro provoz ES, i v případě soustavy plynárenské je v investičně nestabilním prostředí velké riziko, že flexibilita a záloha nebude dostupná obecně v celé EU.
- Přepravní soustava bude po realizaci rozvojových projektů kapacitně velmi dobře dimenzovaná a je schopna pokrýt tuzemskou extrémní spotřebu, která nastala v Plynové případové studii. Nárůst tuzemské poptávky může významněji ovlivnit tranzitní schopnost soustavy především ve směru na Lanžhot a do Polska.
- Pro maximální možné zabezpečení dodávek plynu pro nové zdroje na severní Moravě, především dle rozvoje v Plynové případové studii, by bylo nutné dále posílit přepravní kapacity do regionu nad rámec plánovaného plynovodu Moravia. Výpadek dodávek z uvažované DN 1000 by přímo ohrožoval provoz zdrojů a výrobu elektřiny v ČR. Současná větev DN 700 by v žádném z uvažovaných případových studií nemohla kapacitně potřebám zdrojové základny postačit.
- Rozvoj zdrojové základny ES ve středních Čechách je soustava schopna pokrýt pouze za předpokladu, že zvýšeným tokům bude uzpůsobena technická vybavenost stanice v Hospozíně.
- In the Gas case study, the development of the storage capacity at the geological potential level was proposed in the Czech Republic (approximately 2,200 mcm of new capacities). This case study does not meet the requirement to the minimum capacity ratio of the UGS to the annual gas consumption to be 35%; the ratio is only 31% in 2050, as shown in the following Figure 20.
- The development of domestic UGSs is not the only option as to the flexibility and advancement of gas supplies ensure. It is possible to take ensuring of storage capacity abroad into consideration (here it would be necessary to have a firm fixed capacity on an interstate profile) or rely on the short-term gas market. Both ways present an increase in energy, and thus security dependence on foreign countries which is, in a situation where gas will be routinely used for the power production and for the CHP, very risky. As well as providing operational flexibility and reserves for power system's operation, in the case of the gas system, even in an investment-unstable environment, there is a high risk that flexibility and reserves will not be available in the whole EU.
- In terms of capacities the transmission system will be very well dimensioned, once all development projects are realized, and it is able to meet an extreme domestic consumption that occurred in the Gas case study. An increase in domestic demand can significantly affect the transmission capacity of the system, especially in the direction towards Lanžhot and Poland.
- For maximum security of supply of gas for new sources located in North Moravia, above all according to developments in the Gas case study, it would be necessary to further strengthen transport capacities for the region above framework of the planned Moravia gas pipeline. Failure of supply from DN 1000 in consideration would directly threaten the operation of power plants and so power production in the Czech Republic. The existing branch DN 700 would will not be able to meet the capacity needs of the source base in any of the case studies.
- In Central Bohemia the development of the power system's source base, the gas system is only able to meet its demand only in such a case that technical equipment at station in Hospozín will be adjusted to higher flows.

Obrázek 20 Poměr kapacity zásobníků ke spotřebě – s novými zásobníky dle studií rozvoje  
 Figure 20 Ratio of storage capacity to gas consumption – incl. new storage according to case study



# TRH A EKONOMIKA PLYNÁRENSTVÍ

## MARKET AND ECONOMY OF THE GAS INDUSTRY

### Střednědobý horizont

V střednědobém horizontu do roku 2030 očekáváme mírný růst cen dodávek plynu do ČR v důsledku obdobného vývoje na globální úrovni. V letech 2020 až 2023 pravděpodobně nedojde k dříve očekávané světové nerovnováze nabídky a poptávky po plynu, která byla spojována s prudkým zvýšením kapacity světových exportních LNG terminálů. Na jejich růst odpovídá v dostatečné míře světová poptávka po plynu vedená strmým růstem zejména v Číně, ale i v dalších rozvíjejících se asijských státech. Navíc projekty, které by měly dále zvyšovat nabídku LNG na trhu po roce 2023 a zároveň již dosáhly na finální investiční rozhodnutí, zatím neexistují. Na českém trhu budou nadále dominovat dovozci plynu napojení na společnost Gazprom Export, která na základě dlouhodobého kontraktu (do roku 2035) dodává plyn pro české odběratele. Cena tohoto plynu je jen částečně tvořena tržní složkou, převládá zde indexace na ropu a její deriváty, a tudíž je o něco méně náchylná na sezónní výkyvy.

### Dlouhodobý horizont

Ceny plynu na evropských trzích, včetně českého, budou v tomto období již téměř plně vycházet z tržního principu, a tudíž předpokládáme, že cena bude sledovat růstový trend i v dlouhodobém horizontu. Cenová arbitráž mezi dočasně levným a dostupným LNG a převážně ruským plynem se nicméně může projevit krátkodobým poklesem cen plynu v evropském tržním prostoru. Zde také bude docházet k růstu obchodování s plynem v regionálních obchodních bodech s postupným vyrovnáváním podílů OTC a burzovních transakcí.

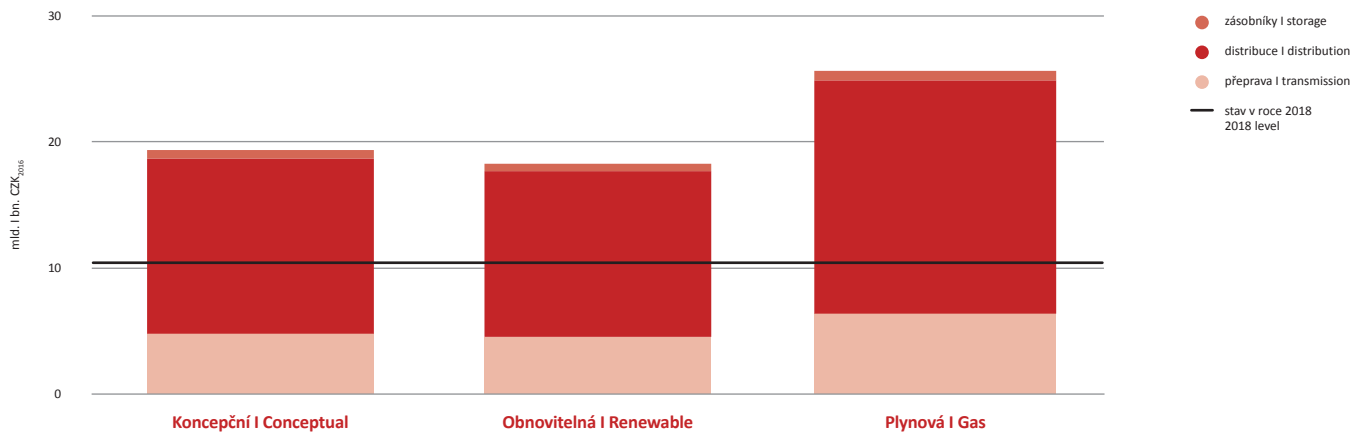
### Mid-term horizon

In the medium term up to the year 2030, we expect a slight increase in the prices for gas supply to the Czech Republic as a result of similar development at the global level. Between 2020 and 2023, the previously expected global imbalance of gas supply and demand, which was connected with a sharp increase in the capacity of global export LNG terminals, is unlikely to occur. There is sufficient response to their growth by the global demand for gas which is guided by a sharp increase especially in China, but also in other developing Asian countries. Moreover, there are currently no projects which would keep increasing the LNG supply in the market after 2023 that have reached the final investment decision. The Czech market will remain to be dominated by gas importers connected to the company Gazprom Export which supplies gas to Czech customers based on a long-term contract (until 2035). The market element accounts for the price for this gas only partially; the dominant factor is indexation to oil and oil derivatives, and is thus less prone to seasonal fluctuations.

### Long-term horizon

Gas prices in European markets, including the Czech one, will be largely based on the market principle and therefore we expect that the price will follow the growth trend also in the long term. Nonetheless, price arbitrage between the temporarily cheap and available LNG and mainly Russian gas may make itself felt by a short-term decrease in gas prices in the European market area. Trading with gas in regional trading points with gradual balancing of OTC shares and stock market transactions will be on the rise here as well.

Obrázek 21 Odhad ročních investic do plynárenství v roce 2050  
 Figure 21 Estimated annual investment in the gas industry in 2050



Rozmezí celkových investic na obnovu a rozvoj plynárenství v období 2019 až 2050 dosáhne v závislosti na jednotlivých případových studiích výše 450 až 550 mld. CZK<sub>2016</sub>. K největším rozdílům mezi případovými studiemi dojde v závěru období, konkrétně v roce 2050, kdy se očekávané reálné roční investice budou pohybovat o 180 až 260 % výše (18 až 26 mld. CZK<sub>2016</sub>) než v roce 2017. Odhad ročních investic do plynárenství v roce 2050 je ukázán na předchozím obrázku 21.

The range of total investments for the renewal and development of the gas industry between 2019 and 2050 will depend on individual case study; it reaches amounts between 450 and 550 billion CZK<sub>2016</sub>. The biggest differences between the case studies will occur at the end of the period, namely in 2050, when the expected real annual investments will be between 180 and 260% (18-26 billion CZK<sub>2016</sub>) in comparison to 2017. Estimated annual investment in the gas industry in 2050 is shown in the above Figure 21.



## ZÁVĚRY CONCLUSIONS

- Ze srovnání tří analyzovaných případových studií rozvoje elektroenergetiky a plynárenství s přihlédnutím ke všem relevantním okolnostem dle jejich významu jednoznačně vyplývá, že případová studie **Koncepční** znamená nejnižší dovozní energetickou závislost, nejnižší nákladovost pro elektroenergetiku a současně nejnižší emise skleníkových plynů i škodlivin.
- Z provedených simulací provozu plyne, že **kompletní náhrada jaderné energetiky je v podmínkách ČR možná i technicky realizovatelná.**
- **Jak ale vyplývá z analýz, kompletní náhrada jaderné energetiky by v podmínkách ČR způsobila velmi výrazné problémy,** a to v závislosti na zvoleném směru rozvoje buď s velmi výrazným navýšováním nákladovosti a nárůstem komplikací při zajištění spolehlivého provozu (případová studie Obnovitelná), nebo s velmi výrazným navýšením dovozní energetické závislosti a současným málo výrazným snížením emisí skleníkových plynů (Plynová případová studie).
- **Ani zprovoznění extrémního množství obnovitelných zdrojů elektřiny na úrovni technického potenciálu nemůže zajistit dekarbonizaci české energetiky.** Pro dekarbonizaci české energetiky v souladu s požadavky EU jsou zapotřebí nové jaderné bloky.
- **Náhrada stávající elektroenergetiky se projeví růstem měrných výrobních nákladů v reálných cenách roku 2016.** V koncovém roce 2050 má při diskontní sazbě 5 % případová studie Obnovitelná o 52 % a studie Plynová o 14 % vyšší výrobní náklady (a tedy cenu silové elektřiny) než případová studie Koncepční.
- **Bez zahrnutí nákladů na realizaci nutných podpůrných opatření, které jsou vůči samotné výrobě elektřiny externí, by byla nákladovost případové studie Obnovitelné nesprávně podhodnocena.** Výše uvedené cenové nárůsty reflektují realizaci nutných, k výrobě silové elektřiny externích, podpůrných opatření, která si vyžadá především zajištění provozu dle případové studie Obnovitelné (extrémní nárůst potřeby denní akumulace a potřeba sezónní akumulace). Totéž se v menší míře týká i Plynové případové studie, kde je k relativně nízké nákladovosti v části ES nutno připočítat investice v plynárenství, mj. do zásobníků plynu.
- **Nezahrnutí nutných podpůrných opatření do srovnávání nákladovosti různých možností rozvoje elektroenergetiky je největší hrozbou** pro nalezení politického konsenzu pro volbu optimálního směru rozvoje energetiky.
- **Comparison of the three case studies of development in the electricity and gas industry, while factoring in all relevant circumstances based on their importance, unequivocally favours development as presented in the Conceptual case study** due to its lowest energy import dependency, lowest cost for electricity industry and simultaneously lowest emissions of greenhouse gases and pollutants.
- **The performed system operation simulations demonstrate that a full replacement of nuclear power under the conditions present in the Czech Republic is both possible and technically viable.**
- **However, as the analyses show, complete replacement of nuclear energy would cause major problems;** depending on the selected direction, it would either significantly drive up costs and entail further complications in the attempts to ensure reliable operation (the Renewable case study) or bring about a substantial increase in energy import dependency, accompanied by an insufficient reduction of greenhouse gas emissions (Gas case study).
- **Even commissioning of extreme RES capacity, close to the technical potential cannot ensure the decarbonisation of Czech energy industry.** New nuclear units are needed to decarbonise Czech energy industry to the extent of EU requirements.
- **Replacement of existing sources will be reflected in the increase in specific production costs at real prices in 2016.** By the 2050 and for the 5% discount rate, production costs (and therefore the price of electricity) will be higher by 52% in Renewable and by 14% for Gas case study compared to Conceptual case study.
- **In order to calculate the costs of Renewable case study appropriately, the costs of implementation of necessary auxiliary measures were included, although these are considered as externalities of the process of electricity production.** The aforementioned increases of costs reflect implementation of necessary (external to electricity production) auxiliary measures which are required, especially, to safeguard power system operation in Renewable case study (utmost growth in need for daily accumulation and need for seasonal accumulation). The same, just in lower extent, concerns Gas case study, where the advantage of relatively lower costs for power system is compensated for by higher investment in gas sector (for example gas storage).
- **The necessary auxiliary measures if not included in costs of various development paths of power sector mean the most significant threat** to reach political consensus on selecting the optimal direction of development in energy sector.

## 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 a elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla,
- provádění funkce národního správce Rejstříku obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů.

#### Kontakty

##### OTE, a.s.

Sokolovská 192/79  
186 00 Praha 8 – Karlín  
Tel.: +420 296 579 160  
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 and combined heat and power;
- performing the function of a national administrator of the Union registry for emission trading.

#### Contacts

##### OTE, a.s.

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



© 2019 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.



