



SPOJUJEME
trhy a příležitosti
COMBINING
opportunities with markets

Zpráva o očekávané dlouhodobé rovnováze mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu
Expected Electricity and Gas Balance Report

2016

OTE

**JSME TAM,
kde je energie**

**WE ARE
where energy is**



OBSAH

CONTENTS

- 2 ÚVOD**
INTRODUCTION
- 4 ELEKTROENERGETIKA – VARIANTY**
ELECTRICITY INDUSTRY – VARIANTS
- 4 Návrh variant
Design of the variants
- 6 Varianta Nulová
Zero variant
- 7 Varianta Koncepční
Conceptual variant
- 10 Varianta Centrální
Centralized variant
- 12 Varianta Decentrální
Distributed variant
- 15 ELEKTROENERGETIKA – SHRUTÍ ANALÝZ**
ELECTRICITY INDUSTRY – SUMMARY
- 15 Politiky, legislativa a trendy
Energy policy, legislation and trends
- 15 ES středoevropského regionu
Power system in Central Europe
- 17 Očekávaný vývoj poptávky elektřiny
Anticipated development of demand for electricity
- 19 Zdrojová základna – současný stav a výhled
Source base – current state and outlook
- 20 Provoz ES ČR
Operation of the Czech power system
- 26 Zdroje primární energie
Primary energy sources
- 29 Životní prostředí
Environment
- 31 Elektrické sítě
Electrical networks
- 33 Trh a ekonomika
Market and economy
- 36 PLYNÁRENSTVÍ – VARIANTY**
GAS INDUSTRY – VARIANTS
- 36 Návrh variant
Design of the variants
- 37 Varianta Koncepční
Conceptual variant
- 40 Varianta Centrální
Centralized variant
- 42 Varianta Decentrální
Distributed variant
- 45 PLYNÁRENSTVÍ – SHRUTÍ ANALÝZ**
GAS INDUSTRY – SUMMARY
- 45 Politiky, legislativa a trendy
Energy policy, legislation and trends
- 45 Plynárenství v Evropě a ve světě
The gas industry in Europe and the world
- 48 Poptávka plynu
Demand for gas
- 50 Zdroje a přepravní trasy pro potřeby ČR
Sources and transmission routes available to the Czech Republic
- 53 Infrastruktura plynárenské soustavy
Gas system infrastructure
- 55 Provoz plynárenské soustavy
Operation of the gas system
- 57 Trh a ekonomika
Market and economy
- 60 ZÁVĚRY**
CONCLUSIONS
- 61 Elektroenergetika
Electricity industry
- 62 Plynárenství
Gas industry

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

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

ÚVOD

INTRODUCTION

Elektroenergetika, teplárenství a plynárenství jsou nejdůležitějšími energetickými systémy a zajištění rovnováhy mezi stranou poptávky a nabídky je celospolečenským zájmem. Operátor trhu (OTE, a.s.) je povinen 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.

Cílem studie je prověřit možné cesty vývoje elektroenergetiky a plynárenství, nalézt problematické či nebezpečné tendence a stanovit limity a rizika, a to pro období 2017 až 2050. Ústředním tématem studie je fenomén decentralizace energetiky. *Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu* poskytuje odpovědi na otázky:

- Může decentralní energetika nahradit energetiku centrální? Pokud ano, za jakých podmínek?
- Jak se bude vyvíjet poptávka po elektřině a plynu? Kolik plynu bude potřeba importovat?
- Jaký může být rozvoj a provoz zdrojové základny?
- Jaký může být rozvoj a provoz zásobníků plynu a jaká bude jejich budoucí potřeba?
- Bude kapacita sítí dostatečná? Jaká jsou možná opatření pro jejich případné posílení?
- Jaká bude nabídka a situace na trhu s elektřinou a plynem?
- Jaké jsou technické, ekonomické, environmentální a bezpečnostní důsledky různých cest rozvoje?

Výstupy z řešení v podobě zpráv, prezentací na setkáních odborných skupin a dalších informačních materiálů poskytují decizní sféře České republiky oporu pro politická rozhodnutí o budoucí koncepci energetiky. Při zpracování studie byla využita data účastníků trhu ze září 2016.

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

The objective of the document is to verify the possible development paths of the electricity and gas industries, find the problematic or dangerous trends, and set limits and risks for the period from 2017 to 2050. The central topic of the study is the phenomenon of the decentralization of the energy industry. *The Anticipated Long-term Balance between Gas Supply and Demand* provides answers to the following questions:

- Can the decentralized energy industry replace the centralized energy? If so, under what conditions?
- In what way will the electricity and gas demand develop? How much gas will need to be imported?
- What kind of development of the source base is anticipated?
- How will gas storage facilities be used and developed; and what extent will it be needed?
- Will the electrical grids capacity be sufficient? What are the measures to strengthen their potential?
- What will the situation on electricity and gas market be like?
- What are the technical, economic, environmental and security implications of the various paths of development?

The outputs from the solutions in the form of reports, presentations at the meetings of professional groups and other information materials, provide support to the decision-making sphere of the Czech Republic for political decisions about the future concept of the energy industry. For the elaboration of the document, the data from the market participants from September 2016 were used.





ZDROJE

SOURCES

ELEKTROENERGETIKA – VARIANTY

ELECTRICITY INDUSTRY – VARIANTS

NÁVRH VARIANT

Výchozím stavem návrhu je Nulová varianta, na niž navazuje trojice rozvojových variant, které jsou založeny na vzájemně komplementárních provázaných předpokladech, které mohou být za určitých okolností splněny. **Každá z variant je případovou studií, v níž jsou prezentovány možné cesty rozvoje a jejich důsledky.** Nejedná se tedy o projekci stavu energetiky do roku 2050.

Hlavním kritériem rozlišení variant je míra budoucí centralizace, respektive decentralizace energetiky – tyto dva mezní směry jsou představovány variantami Centrální a Decentrální. Mezi nimi se nachází varianta Konceptní, která vychází ze *Státní energetické koncepce*. Všechny varianty zajišťují soběstačnost v pokrytí poptávky elektřiny – nepočítají tedy s dovozy elektřiny ze zahraničí.

Při návrhu variant se vychází z dosavadního vývoje a současného stavu energetiky ČR. Jsou analyzovány reálné možnosti změn energetiky v budoucnu, a to v celém řetězci výroba – přenos – distribuce – spotřeba elektřiny. Kritériem diferenciací variant je rozvoj decentralní energetiky, nicméně v navazujících analýzách jsou komplexně hodnocena i všechna další adekvátní kritéria technická, environmentální i ekonomická. Za decentralní jsou považovány zdroje připojené do sítí vn a nn. Následující výčet uvádí seznam předpokladů a charakteristických rysů, které jsou společné variantě Konceptní, Centrální i Decentrální.

- **Varianty vycházejí z predikce poptávky elektřiny,** která zahrnuje výrazné úspory, ale předpokládá také konvergenci ČR k průměrné ekonomické výkonnosti EU. Na úrovni TNS se predikce spotřeby mezi variantami liší především z důvodu přechodu od CZT k DZT, které bude částečně kryto elektřinou. Podíl elektřiny v energetické bilanci ČR bude narůstat.
- **Varianty jsou koncipovány jako dlouhodobě soběstačné v zásobování elektrickou energií:** importy elektřiny mohou být realizovány jen na překlenutí kratšího období nesouladu nabídky a poptávky vlivem odstavení a instalace zdrojů větších jednotkových výkonů.
- **Spolehlivost provozu zdrojové základny:** vzhledem k nárůstu důležitosti elektřiny je požadováno mírné navýšování spolehlivosti provozu.

DESIGN OF THE VARIANTS

Base case is described in the so-called Zero variant followed by three development variants based on mutually complementary interconnected presumptions which can be met under certain circumstances. **Each of the variants is a case study;** it is therefore not a design of the energy industry state till 2050.

The main criterion differentiating the variants is the rate of future central or distributed energy industry – these two limit directions are represented by the Centralized and Distributed variants. The Conceptual variant based on *the State Energy Policy* is positioned in between. All variants ensure self-sufficiency in electricity supplies – they do not consider electricity imports from abroad.

Design of the variants is based on previous development and current state of the energy industry in the Czech Republic. Real possibilities of future changes in energy industry are considered in the entire chain of electricity generation – transmission – distribution – consumption. The criterion differentiating the variants is the development of distributed energy industry; nevertheless, in the following analyses, whole range of adequate technical, environmental and economic criteria is comprehensibly assessed. The distributed sources include all sources connected to high voltage and low voltage networks. The list below presents the presumptions and characteristic features common to the Conceptual, Centralized and Distributed variant.

- **The variants are based on prediction of demand for electricity** which includes considerable savings but also anticipates convergence of the Czech Republic economic performance to EU average. On the level of domestic net consumption, predictions of consumption differs among variants mainly due to the transition from district heating to local heating which will be partly covered by electricity. Share of electricity in energy balance of the Czech Republic will grow.
- **In view of electricity supplies, the variants are designed as self-sufficient in the long-term:** electricity imports can only be realised to bridge a short time period of discrepancy between supply and demand caused by decommissioning or installation of large unit capacities.
- **Reliability of source base operation:** with respect to increasing importance of electricity, moderate increase in operation reliability is required.

- **Dostatek regulačních výkonů:** je požadováno splnění všech požadavků na regulační výkony; v případě potřeby jsou realizována opatření na zajištění jednotlivých kategorií regulačních výkonů.
- **Provoz jaderné elektrárny Temelín:** počítá se s tím, že stávající bloky jaderné elektrárny Temelín budou v provozu až za sledovaný horizont roku 2050.
- **Provoz přečerpávacích vodních elektráren:** předpoklad je, že všechny stávající přečerpávací elektrárny v ČR budou v provozu až za sledovaný horizont roku 2050.
- **Elektrárny na fosilní paliva:** parní elektrárny včetně závodních jsou zde zahrnuty na základě výsledků dotazníkového šetření a dle diskusí s jejich provozovateli.
- **Využití hnědého uhlí:** ve všech variantách je významným rysem přechod části hnědouhelných výroben elektřiny a dodávkového tepla na jiná paliva, kterými jsou zejména zemní plyn a biomasa.
- **V roce 2015 bylo rozhodnuto o zrušení územně-ekologických limitů** na lomu Bílina. S příslušnými zásobami je ve všech variantách počítáno, o uhlí za limity se již z lomu Bílina nehovoří.
- **Dovozy černého uhlí:** žádná z variant nepočítá s realizací nových bloků na dovozové či tuzemské černé uhlí.
- **Počítá se s tím, že po dožití teplárenského zdroje Mělník I po roce 2035** bude zásobování Prahy řešeno novým paroplynovým zdrojem v lokalitě Mělník s výkonem 840 MW.
- **Spalovny odpadu:** ve všech variantách je brána v úvahu výstavba nových spaloven odpadu; kromě čtyř stávajících spaloven v Praze, Brně, Liberci a Chotíkově se kolem roku 2023 počítá s další spalovnou (např. Komořany), v dalších letech pak s průběžnými přírůstky.
- **Zachycování a uskladňování oxidu uhličitého (CCS):** o technologii CCS se neuvažuje v žádné z variant; varianta Decentrální však počítá s technologií CCU.
- **Trh s povolenkami na emise oxidu uhličitého:** všechny varianty předpokládají zachování mechanismu EU ETS a funkční trh s povolenkami (ceny povolenek jsou variantní).
- **Regulace toku výkonu na mezistátních profilech:** na profilu CZ/DE se ve všech variantách počítá s nasazením PST, jejichž uvedení do provozu se předpokládá v roce 2017.
- **Obnova a rozvoj elektrických sítí:** ve všech variantách jsou brány v úvahu obnova a rozvoj síťové infrastruktury podle dlouhodobých rozvojových plánů jejich provozovatelů. V přenosové síti se předpokládá, že k roku 2040 dojde k plné náhradě současné sítě 220 kV sítí 400 kV.
- **Regulation capacities sufficiency:** fulfilment of all regulation capacities requirements is requested; if needed, measures to ensure regulation capacities in respective categories are adopted.
- **Operation of the Temelín nuclear power plant:** current blocks of the Temelín NPP are considered to operate behind the observed time horizon of 2050.
- **Operation of pumped storage hydroelectric power plants:** all present pumped storage hydroelectric power plants in the Czech Republic are considered to operate behind the observed time horizon of 2050.
- **Fossil power plants:** steam power plants including autoproducers are taken into account according to results of a questionnaire survey and discussions with their operators.
- **Use of brown coal:** all variants feature transferring of part of brown coal electricity and heat production plants to other fuels, especially to natural gas and biomass.
- **In 2015, it was decided to cancel the land-ecological limits** for the Bílina mine. All variants consider the respective reserves.
- **Hard coal imports:** none of the variants considers commissioning of new blocks firing imported hard coal.
- **It is considered that after decommissioning of the Mělník I heating source in 2035,** supplies for Prague will be provided by a new steam-gas power plant in the Mělník location with the capacity of 840 MW.
- **Waste incineration plants:** construction of new waste incineration plants is considered in all variants; apart from four present incineration plants in Prague, Brno, Liberec and Chotíkov, another plant is considered in around 2023 (e.g. Komořany) as well as further additions in later years.
- **Carbon capture and storage (CCS):** none of the variants anticipates the CCS technology; the Distributed variant however considers the CCU technology.
- **Market with allowances for carbon dioxide emissions:** all variants assume maintaining of the EU ETS mechanism and functional allowance market (allowance price varies in the variants).
- **Regulation of power flow at cross-border profiles:** use of PST at the CZ/DE profile with commissioning anticipated in 2017 is considered in all variants.
- **Renewal and development of electrical networks:** all variants assume renewal and development of network infrastructure according to long-term development plans of infrastructure operators. In the transmission system, complete replacement of current 220 kV network by 400 kV network is assumed by 2040.

VARIANTA NULOVÁ

Varianta Nulová vychází z analýzy výchozího stavu řešení, kdy je pro očekávanou spotřebu elektřiny detekována potřeba nového výkonu pro ES ČR:

- předpokládá se budoucí postupný útlum současných zdrojů dle dostupných údajů,
- nepředpokládají se žádné nové zdroje v ES ČR,
- na základě pokrývání diagramu zatížení je indikován časový profil, ve kterém se již projevuje trvalý výkonový deficit zdrojové základny.

Zjištěný časový horizont je spíše optimistickým údajem, neboť v konkrétních krátkodobých časových úsecích během roku může k deficitu dojít již dříve. Vzhledem k tomu, že varianta Nulová není doplňována o žádné nové zdroje, a není tedy dlouhodobě provozovatelná, je s ostatními variantami srovnávána pouze v takových parametrech a časových řezech, kde je takovéto srovnání relevantní.

TRH S ELEKTŘINOU, EVROPSKÉ SOUVISLOSTI

Varianta Nulová předpokládá, že ve střednědobém horizontu nedojde k úspěšné nápravě současné nepříznivé situace na trhu s elektřinou. Předpokládá se tedy pokračování nynějšího stavu, kdy nízká cena elektřiny na burze nemotivuje investory k výstavbě nových zdrojů velkých jednotkových výkonů. Zároveň se uvažuje i o setrvání současné nepřehledné a nestabilní situace v připojování a podpoře zdrojů malých výkonů v ČR, a nedochází tak ani k rozvoji decentrální energetiky.

Obdobná situace se předpokládá i ve většině ostatních středoevropských zemí, a proto není počítáno ani s řešením v podobě masivních importů elektřiny do ČR.

POPTÁVKA PO ELEKTŘINĚ

Potřeba nového výkonu je ověřována pro variantu predikce poptávky elektřiny Konceptní. Tuzemská netto spotřeba elektřiny se mezi roky 2015 a 2050 dle této varianty navýší o 25 %. Při zahrnutí elektromobility je toto navýšení 34 %.

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA

Ve variantě Nulové se předpokládá pouze provoz současných zdrojů a jejich budoucí postupný útlum dle známých údajů jejich provozovatelů, nepředpokládají se žádné nové zdroje vyjma zdrojů, které jsou v době zpracování studie těsně před dokončením, nebo se již nacházejí ve zkušebním provozu a jejichž zprovoznění lze považovat za racionálně věrohodné. Jedná se zejména o zdroje přímo navázané na průmyslovou výrobu (závodní elektrárny), jejichž zprovoznění je významné z lokálního hlediska, celosystémově však nikoliv.

ZERO VARIANT

The Zero variant is based on the analysis of the initial solution where the need of new capacity for the Czech Republic's power system is detected for the expected electricity consumption:

- future gradual decline in current sources is anticipated according to available data,
- no new sources in the Czech Republic's power system are anticipated (see below for details),
- time profile in which permanent deficiency of the source base occurs is indicated upon covering of the load diagram.

The detected time profile is rather optimistic because in specific short-time periods the deficit may appear earlier. With respect to the fact that the Zero variant, there are commissioned no new sources and is therefore not capable of long-term operation, other variants are only compared to it in parameters and time profiles where such comparison is relevant in the following chapters.

ELECTRICITY MARKET, EUROPEAN CONSEQUENCES

The Zero variant anticipates that present unfavourable situation on the electricity market will not be rectified successfully in mid-term horizon. Preservation of current situation is therefore presumed where low electricity price on the exchange does not motivate investors to build new sources of large unit capacities. At the same time, continuing of present chaotic and instable/unstable situation in connecting and support for small sources in the Czech Republic is presumed and the distributed energy industry therefore does not develop, either.

Such situation is also anticipated in majority of other Central European countries which is why massive electricity imports to the Czech Republic are not considered either.

DEMAND FOR ELECTRICITY

The need of new capacity is verified for the Conceptual variant, reference version, of prediction of demand for electricity. According to this version, the domestic net electricity consumption will increase by 25% between 2015 and 2050. When considering electromobility, the increase will amount to 34%.

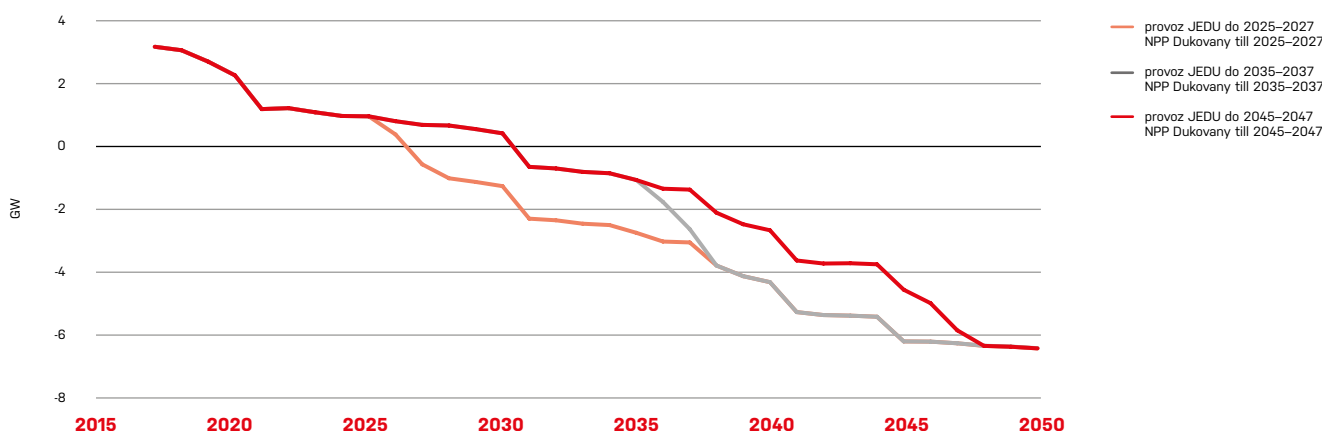
SOURCE BASE

For the Zero variant, only the operation of current sources and their gradual decline according to data known from their operators is considered; no new sources are presumed apart from those which are just before commissioning or are run in pilot scheme at the time when this study is being elaborated and whose commissioning can therefore be considered sufficiently credible. It mainly concerns the sources directly connected to industrial production (so-called autoproducers) whose commissioning is important from the local point of view but not in terms of the entire system.

Zásadní vliv na analýzy Nulové varianty má především zahrnutí provozu stávající jaderné elektrárny Dukovany, jejíž odstavení bude záviset na míře prodloužení povolení jejího provozu. Pro variantu Nulovou se počítá s termínem odstavení JEDU alternativně, a to v letech 2025 a 2027, nebo 2035 a 2037, případně 2045 a 2047. Následující obrázek ukazuje přebytky a nedostatky pohotového výkonu pro variantu Nulovou.

The Zero variant analyses are significantly affected by operation of the existing Dukovany nuclear power plant whose decommissioning will depend on the extension rate of its operation permit. For the Zero variant, the term of decommissioning is considered in variants, i.e. in 2025 and 2027, 2035 and 2037 or 2045 and 2047.

Obrázek 1 **Přebytky (+) a nedostatky (-) pohotového výkonu pro variantu Nulovou**
Figure 1 **Surpluses (+) and lacks (-) of available capacity, Zero variant**



VARIANTA KONCEPČNÍ

Varianta Koncepční (značena K) vychází z koridorů vytyčených ve *Státní energetické koncepci* z roku 2015 a konkretizuje rozvoj ES ČR dle jejího *Optimalizovaného scénáře* a dle názorů představitelů české decizní sféry (především MPO) z roku 2016. Pro variantu je charakteristická výstavba jaderných bloků v obou stávajících lokalitách a relativně ambiciózní rozvoj obnovitelných zdrojů. Doplněny jsou rovněž plynové zdroje.

TRH S ELEKTŘINOU, EVROPSKÉ SOUVISLOSTI

Varianta Koncepční předpokládá nápravu současného stavu na trhu s elektřinou a postupný návrat k tržním principům ve střednědobém horizontu, přičemž budou nastaveny takové podmínky, při kterých bude decentralizace energetiky pozvolná. V České republice se předpokládá fungování trhu na úrovni zajišťující rentabilitu výstavby a provozu jaderných elektráren. Varianta Koncepční předpokládá funkční trh s povolenkami a očekává cenu 50 EUR/EUA v roce 2050.

CONCEPTUAL VARIANT

The Conceptual variant (marked as Co) is based on the limits defined in the *State Energy Policy* from 2015 and specifies the development of the Czech Republic's power system according to its *Optimized scenario* and according to opinions of the decision sphere representatives (notably the Ministry of Industry and Trade) from 2016. The variant is characterised by construction of nuclear blocs in two present locations and rather ambitious development of renewable sources. Gas sources are also included.

ELECTRICITY MARKET, EUROPEAN CONSEQUENCES

The Conceptual variant anticipates remediation of the current electricity market situation and gradual return to market principles in mid-term horizon while setting appropriate conditions for gradual transition to distributed energy industry. Market functioning is expected at a level ensuring profitability of construction and operation of the nuclear power plants in the Czech Republic. The Conceptual variant anticipates well working allowance market and the price of 50 EUR/EUA in 2050.

POPTÁVKA PO ELEKTRINĚ

Ve variantě Konceptní se počítá s predikcí poptávky elektřiny dle varianty Konceptní. Predikce zahrnuje referenční vývoj ekonomiky, demografie a rozvoje využití spotřebičů. Zahrnuje také referenční, velmi výrazné úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Výpočty zohledňují i rozvoj elektromobility. Spotřeba bude zejména ke konci sledovaného horizontu mírně navyšována částečným přechodem od centrálního zásobování teplem k decentrálnímu, které bude realizováno přímou výrobou tepla i tepelnými čerpadly. Tuzemská netto spotřeba elektřiny se mezi roky 2015 a 2050 dle této varianty navýší o 25%. Při zahrnutí elektromobility je toto navýšení 34%.

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA

Jaderné zdroje: varianta Konceptní předpokládá provoz stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany do let 2035 až 2037. Spuštění nových dukovanských bloků o výkonu 2× 1 200 MW se předpokládá v letech 2035 a 2037. Dále se též počítá s vybudováním nových jaderných bloků o výkonu 2× 1 200 MW v lokalitě Temelín v letech 2039 a 2042.

Fosilní zdroje: varianta Konceptní zachovává limity těžby na lomu ČSA. Součástí této varianty je nový hnědouhelný blok v lokalitě Počeradý o výkonu 1× 660 MW jako náhrada stávajícího zdroje, a to od roku 2031. Varianta dále počítá s využitím zemního plynu, a to pro paroplynové bloky o výkonech 430 MW, které budou zprovozněny v letech 2038 a 2045. Vzhledem k omezenému množství regulujících hnědouhelných bloků v soustavě se předpokládá poměrně vysoké využití těchto plynových zdrojů, a to i v návaznosti na rozvoj zdrojů obnovitelných. Uplatnění mikrokogeneračních jednotek je předpokládáno v roce 2050 na 2,5% odběrných míst elektřiny, což v tomto roce představuje 306 MW instalovaného výkonu MKO na hladině vn, nn. Vedle mikrokogeneračních jednotek se počítá s rozvojem malých kogenerací do 2 MW elektrického výkonu, které se mohou uplatnit buď v instalacích pro jednotlivé bytové domy, nebo v místě dřívějších blokových výtopen. Přírůstek instalovaného výkonu těchto technologií by kolem roku 2050 mohl dosáhnout úrovně přibližně 300 MW.

Teplárenství: vedle výrazných úspor počítá varianta Konceptní s mírným poklesem podílu CZT na celkovém zásobování teplem (v roce 2050 bude 5% konečné spotřeby tepla z CZT nahrazeno výrobou v DZT). Náhrada paliva pro dodávky tepla v CZT z hnědouhelných zdrojů bude realizována zemním plynem a biomasou.

DEMAND FOR ELECTRICITY

In the Conceptual variant, prediction of electricity consumption is considered according to the Conceptual-reference version. The prediction includes reference development of economy, demography and use of appliances. It also includes reference, highly significant savings in both production and household sectors. The calculations also take into account electromobility development. Consumption is to be slightly increased at the end of the observed time horizon due to the partial transfer from centralized heat supply to distributed heat supply in the form of direct heat production and by heat pumps. According to this version, the domestic net electricity consumption will increase by 25% between 2015 and 2050. When considering electromobility, the increase will amount to 34%.

SOURCE BASE

Nuclear sources: the Conceptual variant anticipates operation of the existing blocks of the Dukovany NPP till 2035 to 2037. Commissioning of the new Dukovany blocks with the capacity of 2× 1,200 MW is assumed in 2035 and 2037. Construction of new nuclear blocks with the capacity of 2× 1,200 MW in the Temelín location in 2039 and 2042 is assumed too.

Fossil sources: the Conceptual variant assumes preservation of mining limits for the ČSA mine. New brown coal block in Počeradý is considered with the capacity of 1× 660 MW as a replacement of the existing source by 2031 within this variant. The variant also considers use of natural gas for steam-gas blocks with the capacity of 430 MW which shall be commissioned in 2038 and 2045. With respect to the restricted number of the regulating brown coal blocks within the system, rather high utilization of these gas sources is anticipated, especially in relation to RES development. Development of micro-CHP units is anticipated for 2.5% of gas offtake points in 2050, which means 306 MW of micro-CHP installed capacity on high voltage and low voltage levels in the involved year. Apart from the micro-CHP units, development is expected in the category of small-scale CHPs with the capacity of up to 2 MW which can be applied in installations for single apartment buildings or instead of previous block district heating stations. Total installed capacity of these technologies could amount to ca. 300 MW by 2050.

Heating industry: in addition to significant savings, Conceptual variant includes a slight decline in the overall share of DH heat supply (in 2050, 5% of final consumption of heat from district heating is replaced by LH). Replacement of brown coal fuels for heat supplies is to be provided by natural gas and biomass.

Obnovitelné zdroje (stav v roce 2050):

- vodní elektrárny: 1 136 MW (přírůstky pouze na hladině vn, nn – malé vodní elektrárny),
- větrné elektrárny: 1 169 MW (z toho na hladině vvn 520 MW, na hladině vn, nn 649 MW),
- fotovoltaické elektrárny: 5 950 MW (pouze na hladině vn, nn),
- bioplynové stanice (včetně skládkových a kalových plynů): 654 MW (pouze na hladině vn, nn),
- biomasa (především spoluspalování): 1 131 MW (z toho na hladině vvn 855 MW, na hladině vn, nn 276 MW),
- geotermální zdroje: 30 MW (pouze na hladině vn, nn).

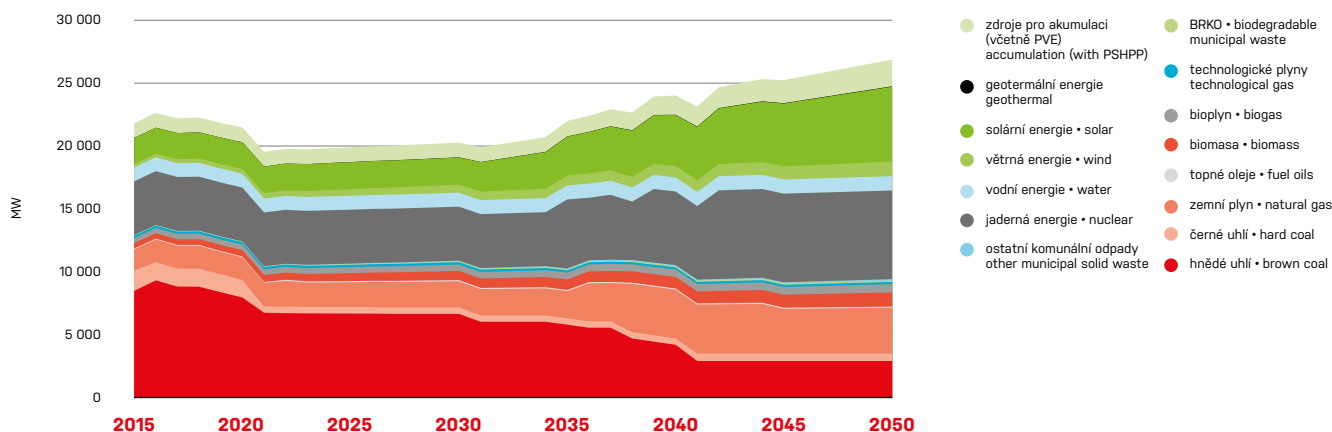
Následující obrázek uvádí skladbu instalovaného výkonu pro variantu Koncepční.

Renewable sources (state in 2050):

- hydroelectric power plants: 1,136 MW (increases only on HV and LV levels – small-scale hydroelectric power plants);
- wind power plants: 1,169 MW (of which 520 MW on very HV level and 649 MW on HV and LV levels);
- photovoltaic power plants: 5,950 MW (only on HV and LV levels);
- biogas stations (including landfill and sludge gases): 654 MW (only on HV and LV levels);
- biomass (especially cofiring): 1,131 MW (of which 855 MW on very HV level and 276 MW on HV and LV levels);
- geothermal sources: 30 MW (only on HV and LV levels).

The following figure shows the composition of installed capacity for the Conceptual variant.

Obrázek 2 **Varianta Koncepční – instalovaný výkon**
Figure 2 **Conceptual variant – installed capacity**



AKUMULACE A REGULACE NA STRANĚ SPOTŘEBY

Varianta Koncepční předpokládá v roce 2050 instalaci zařízení pro akumulaci na denní úrovni (bez PVE) o kapacitě 4 320 MWh. Dále se uvažuje využití elektrokotlů v CZT k záporné regulaci výkonu na straně spotřeby. Počítá se rovněž s odložením části spotřeby ve spotřebičích, jako jsou pračky a myčky. Sezónní akumulace není v této variantě zahrnuta.

ACCUMULATION AND REGULATION ON CONSUMPTION SIDE, DEMAND SIDE MANAGEMENT

In 2050, the Conceptual variant anticipates installation of accumulation facilities on daily level (without PSHPP) with the capacity of 4,320 MWh. Use of electric boilers in central heating is considered for negative regulation of the capacity on consumption side. Delaying consumption within appliances such as washing machines and dishwashers is also anticipated. Seasonal accumulation is not included in this variant.

VARIANTA CENTRÁLNÍ

Varianta Centrální (značena C) rozpracovává takový směr vývoje české energetiky, ve kterém je zachována energetika i její řízení tak, jak je známe z dosavadních zkušeností. Varianta je charakteristická nejdelším možným provozem současných bloků jaderné elektrárny Dukovany a výstavbou nových jaderných bloků v obou stávajících lokalitách. Uvažuje se prolomení limitů těžby na lomu ČSA a výstavba nových uhelných bloků. Rozvoj obnovitelných zdrojů je střídavý, nikoli však nulový, a je uskutečněn spíše formou parků než instalací na odběrných místech. Uplatnění plynových zdrojů systémového charakteru je vzhledem k vyšší dostupnosti tuzemského hnědého uhlí poněkud nižší než ve variantě Konceptní.

TRH S ELEKTŘINOU, EVROPSKÉ SOUVISLOSTI

Varianta Centrální předpokládá nápravu současného stavu na trhu s elektřinou a postupný návrat k tržním principům ve střednědobém horizontu, přičemž budou nastaveny takové podmínky, při kterých bude decentralizace energetiky jen velmi pozvolná. V České republice se předpokládá fungování trhu na úrovni zajišťující rentabilitu výstavby a provozu jaderných elektráren. Varianta Centrální předpokládá funkční trh s povolenkami a očekává cenu 30 EUR/EUA v roce 2050.

POPTÁVKA PO ELEKTŘINĚ

Ve variantě Centrální se počítá s predikcí poptávky elektřiny dle varianty Centrální. Predikce zahrnuje referenční vývoj ekonomiky, demografie a rozvoje využití spotřebičů. Zahrnuje také referenční, velmi výrazné úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Výpočty zohledňují i rozvoj elektromobility. Tuzemská netto spotřeba elektřiny se mezi roky 2015 a 2050 dle této varianty navýší o 25 %. Při zahrnutí elektromobility je toto navýšení 34 %.

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA

Jaderné zdroje: varianta Centrální předpokládá provoz stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany do let 2045 až 2047. Ve stejných letech se očekává spuštění nových dukovanských bloků o výkonu 2× 1 200 MW. Dále je též počítáno s vybudováním nových jaderných bloků o výkonu 2× 1 200 MW v lokalitě Temelín v letech 2039 a 2041.

CENTRALIZED VARIANT

The Centralized variant (marked as Ce) deals with the direction of the Czech energy industry development where the energy industry and its control remains the same as we know it from our present experience. The variant is characterised by the longest possible operation of present blocks of the Dukovany nuclear power plant and construction of new nuclear blocks in both present locations. The cancelling of mining limits on the ČSA mine is assumed as well as construction of new coal units. Development of renewable sources is moderate but not zero and is implemented in the form of parks rather than installations in offtake points. Utilization of system gas sources is slightly lower than in the Conceptual variant.

ELECTRICITY MARKET, EUROPEAN CONSEQUENCES

The Centralized variant anticipates remediation of the current electricity market situation and gradual return to market principles in mid-term horizon while setting appropriate conditions for gradual transition to distributed energy industry. Market functioning is expected at a level ensuring profitability of construction and operation of the nuclear power plants in the Czech Republic. The Centralized variant anticipates well working allowance market and the price of 30 EUR/EUA in 2050.

DEMAND FOR ELECTRICITY

In the Centralized variant, prediction of demand for electricity is considered according to the Centralized variant. The prediction includes reference development of economy, demography and use of appliances. It also includes reference, highly significant savings in both production and household sectors. The calculations also take into account electromobility development. According to this version, the domestic net electricity consumption will increase by 25% between 2015 and 2050. When considering electromobility, the increase will amount to 34%.

SOURCE BASE

Nuclear sources: the Conceptual variant anticipates operation of the existing Dukovany blocks till 2045 to 2047. In the same years, new Dukovany blocks with the capacity of 2× 1,200 MW are to be commissioned. Construction of new nuclear blocks with the capacity of 2× 1,200 MW in the Temelín location in 2039 and 2041 is also considered.

Fosilní zdroje: varianta Centrální zohledňuje prolomení limitů těžby na lomu ČSA. Počítá se s novým hnědouhelným zdrojem v lokalitě Počerady o výkonu 2× 660 MW jako náhradou stávajícího zdroje, a to od roku 2027, resp. 2031. Varianta dále počítá s využitím zemního plynu, a to pro paroplynové bloky o výkonech 430 MW. Tyto nové velké zdroje na zemní plyn jsou ve hře až v samotném závěru řešeného období – realizace se předpokládá v letech 2046 a 2048. S rozvojem mikrokogeneračních jednotek ani malých kogeneračních jednotek do výkonu 2 MW se v této variantě do roku 2050 nepočítá.

Teplárenství: varianta Centrální počítá se stejnými úsporami jako varianta Konceptní, neuvažuje však o odklonu k DZT. Částečná náhrada paliva pro dodávky tepla v CZT z hnědouhelných zdrojů bude realizována zemním plynem a biomasou.

Obnovitelné zdroje (stav v roce 2050):

- vodní elektrárny: 1 102 MW (bez přírůstků oproti současnosti),
- větrné elektrárny: 727 MW (z toho na hladině vvn 520 MW, na hladině vn, nn 207 MW),
- fotovoltaické elektrárny: 2 070 MW (z toho na hladině vvn 240 MW, na hladině vn, nn 1 830 MW),
- bioplynové stanice (včetně skládkových a kalových plynů): 416 MW (pouze na hladině vn, nn; zachování nynějšího stavu),
- biomasa (především spoluspalování): 1 131 MW (z toho na hladině vvn 1 025 MW, na hladině vn, nn 106 MW),
- geotermální zdroje: nejsou ve variantě Centrální zahrnuty.

Následující obrázek uvádí skladbu instalovaného výkonu pro variantu Centrální.

Fossil sources: the Centralized variant assumes cancelling of mining limits for the ČSA mine. New brown coal block in Počerady is considered with the capacity of 2× 660 MW as a replacement of the existing source by 2027 or 2031. The variant also considers use of natural gas for steam-gas blocks with the capacity of 430 MW. These new large natural gas sources are only assumed in the end of the involved period – implementation is considered in 2046 and 2048. Development of micro-CHP units and small-scale CHPs with the capacity of up to 2 MW by 2050 is not considered in this variant.

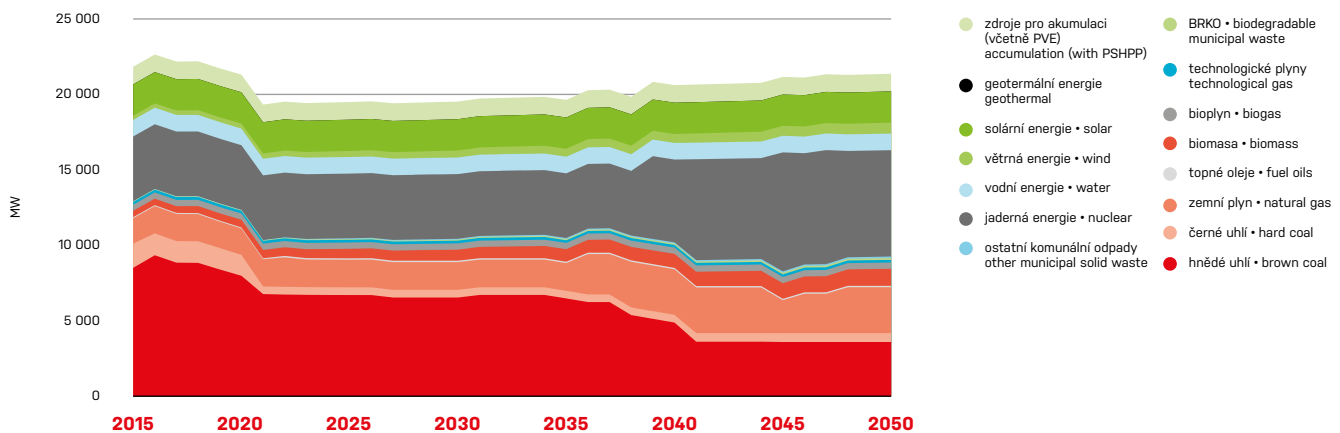
Heating industry: the Centralized variant includes the same savings as Conceptual variant, the share of district heating in total heat supply will remain unchanged. Replacement of brown coal fuels for heat supplies is to be provided by natural gas and biomass.

Renewable sources (state in 2050):

- hydroelectric power plants: 1,102 MW;
- wind power plants: 727 MW (of which 520 MW on very HV level and 207 MW on HV and LV levels);
- photovoltaic power plants: 2,070 MW (of which 240 MW on very HV level and 1,830 MW on HV and LV levels);
- biogas stations (including landfill and sludge gases): 416 MW (only on HV and LV levels; preservation of present state);
- biomass (especially cofiring): 1,131 MW (of which 1,025 MW on very HV level and 106 MW on HV and LV levels);
- geothermal sources: are not considered in the Centralized variant.

The following figure shows the composition of installed capacity for the Centralized variant.

Obrázek 3 **Varianta Centrální – instalovaný výkon**
Figure 3 **Centralized variant – Installed capacity**



AKUMULACE A REGULACE NA STRANĚ SPOTŘEBY

Ve variantě Centrální se vzhledem k její povaze nepředpokládá instalace zařízení pro akumulaci na denní úrovni nad rámec současných přečerpávacích vodních elektráren. Se sezónní akumulací se rovněž v této variantě nepočítá. Předpokládá se v ní však odložení části spotřeby ve spotřebičích, jako jsou pračky a myčky.

VARIANTA DECENTRÁLNÍ

Varianta Decentrální (značena D) prověřuje možnost maximální možné decentralizace energetiky. Varianta byla koncipována ve dvou krocích. V prvním kroku bylo aplikováno maximální možné množství decentralních zdrojů a byly prověřeny možnosti provozu takovéto soustavy. Vzhledem k tomu, že tímto způsobem nebylo možné predikovanou poptávku po elektřině zajistit, byly následně doplněny v nezbytně nutné míře i zdroje centrální.

TRH S ELEKTŘINOU, EVROPSKÉ SOUVISLOSTI

Varianta Decentrální předpokládá nápravu současného stavu na trhu s elektřinou a postupný návrat k tržním principům až v samém závěru střednědobého horizontu, přičemž budou nastaveny takové podmínky, při kterých bude decentralizace energetiky velmi rychlá, a to zejména po roce 2025. Varianta Decentrální předpokládá funkční trh s povolenkami (80 EUR/EUA v roce 2050).

POPTÁVKA PO ELEKTŘINĚ

Ve variantě Decentrální je zahrnuta predikce poptávky elektřiny dle varianty Decentrální. Predikce zahrnuje referenční vývoj ekonomiky, demografie a rozvoje využití spotřebičů. Zahrnuje také referenční, velmi výrazné úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Výpočty zohledňují i rozvoj elektromobility. Spotřeba bude zejména ke konci sledovaného horizontu výrazně navýšována částečným přechodem centrálního zásobování teplem k decentrálnímu, které bude realizováno přímou výrobou tepla i tepelnými čerpadly. Tuzemská netto spotřeba elektřiny se mezi roky 2015 a 2050 dle této varianty navýší o 30 %. Při zahrnutí elektromobility je toto navýšení 38 %.

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA

Jaderné zdroje: varianta Decentrální předpokládá provoz stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany do let 2035 až 2037, tedy shodně jako varianta Koncepční. Uvažuje se pouze částečná náhrada zdroje, a to jedním blokem o výkonu 1 200 MW od roku 2038. Dále je zde též zohledněno vybudování nového jaderného bloku o výkonu 1× 1 200 MW v lokalitě Temelín v roce 2041.

ACCUMULATION AND REGULATION ON CONSUMPTION SIDE, DEMAND SIDE MANAGEMENT

The Centralized variant does not anticipate installation of accumulation facilities on daily level beyond the present PSHP. Seasonal accumulation is not considered in this variant. However, a delaying consumption within appliances such as washing machines and dishwashers is anticipated.

DISTRIBUTED VARIANT

The Distributed variant (marked as D) verifies the option of the maximum possible distributed generation. The variant was designed in two steps. In the first step, the maximum possible amount of distributed sources was applied and the operability of the system was verified. As this was not sufficient to cover the predicted demand for electricity, central sources were subsequently added in the required scope.

ELECTRICITY MARKET, EUROPEAN CONSEQUENCES

The Distributed variant anticipates remediation of current electricity market and gradual return to market principles in the end of the mid-term horizon while conditions are to be set to make the decentralization of the energy industry very fast, especially after 2025. The Distributed variant anticipates functional allowance market (80 EUR/EUA in 2050).

DEMAND FOR ELECTRICITY

In the Conceptual variant, prediction of electricity consumption is considered according to the Distributed version. The prediction includes reference development of economy, demography and use of appliances. It also includes reference, highly significant savings in both production and household sectors. The calculations take into account electromobility development. Consumption is to be considerably increased by partial transition from district heating system to distributed heat supplies in the form of direct generation and heat pumps. According to this version, the domestic net electricity consumption will increase by 30% between 2015 and 2050. When considering electromobility, the increase will amount to 38%.

SOURCE BASE

Nuclear sources: the Distributed variant anticipates operation of the existing blocks of the Dukovany NPP till 2035 to 2037, similarly to the Conceptual variant. Only a partial replacement of the source is considered by one block with the capacity of 1× 1,200 MW in 2038. Construction of a new nuclear block with the capacity of 1× 1,200 MW is also assumed in the Temelín location in 2041.

Fosilní zdroje: varianta Decentrální neuvažuje prolomení limitů těžby na lomu ČSA. S novým hnědouhelným zdrojem v lokalitě Počerady se nepočítá. Varianta dále zahrnuje využití zemního plynu, a to pro paroplynové bloky o výkonech 430 MW, které budou zprovozněny v letech 2037, 2039 a 2045. Vzhledem k omezenému množství regulujících hnědouhelných bloků v soustavě je předpokládáno poměrně vysoké využití těchto plynových zdrojů, a to i v návaznosti na rozvoj zdrojů obnovitelných.

Aby byly dostatečně zajištěny všechny kategorie regulačních výkonů, jsou do sestavy zdrojů dále navrženy bloky s jednoduchým plynovým cyklem s jednotkovým výkonem 160 MW, a to v časových horizontech 2031 a 2045. Uplatnění mikrokogeneračních jednotek je předpokládáno v roce 2050 na 15% odběrných míst elektřiny, což v tomto roce představuje 1 835 MW instalovaného výkonu MKO na hladině vn, nn. Vedle toho se uvažuje s instalací nových tzv. malých kogenerací s instalovaným výkonem do 2 MW, které se mohou uplatnit buď v instalacích pro jednotlivé bytové domy, nebo v místě dřívějších blokových výtopen. Přírůstek instalovaného výkonu těchto technologií by kolem roku 2050 mohl dosáhnout úrovně přibližně 910 MW.

Teplárenství: varianta Decentrální uvažuje stejné úspory jako varianta Koncepční, ale také výrazný odklon od CZT k DZT (v roce 2050 bude 50% konečné spotřeby tepla z CZT nahrazeno výrobou v DZT). Náhrada paliva pro dodávky tepla v CZT z hnědouhelných zdrojů bude realizována zemním plynem a biomasou.

Obnovitelné zdroje (stav v roce 2050):

- vodní elektrárny: 1 170 MW (přírůstky pouze na hladině vn, nn – malé vodní elektrárny),
- větrné elektrárny: 5 170 MW (z toho na hladině vvn 520 MW, na hladině vn, nn 4 650 MW),
- fotovoltaické elektrárny: 17 150 MW (pouze na hladině vn, nn),
- bioplynové stanice (včetně skládkových a kalových plynů): 926 MW (pouze na hladině vn, nn),
- biomasa (především spalování): 1 127 MW (z toho na hladině vvn 345 MW, na hladině vn, nn 782 MW),
- geotermální zdroje: 510 MW (pouze na hladině vn, nn).

Fossil sources: the Distributed variant does not consider cancelling of mining limits for the ČSA mine. New brown coal block in Počerady is not taken into account. The variant also includes the use of natural gas for steam-gas blocks with the capacity of 430 MW which shall be commissioned in 2037, 2039 and 2045. With respect to the restricted number of the regulating brown coal blocks within the system, rather high utilization of these gas sources is anticipated, i.a. in relation to RES development.

In order to ensure all categories of regulation capacities, the mix of sources is further complemented by blocks with a simple gas cycle and unit capacity of 160 MW in time horizons of 2031 and 2045. Application of micro-CHP units is anticipated for 15% of gas offtake points in 2050, which means 1,835 MW of micro-CHP installed capacity on high voltage and low voltage levels in the involved year. Apart from the micro-CHP units, development is expected in the category of small-scale CHP with the capacity of up to 2 MW which can be applied in installations for single apartment buildings or instead of previous block district heating stations. Total installed capacity of these technologies could amount to ca. 910 MW by 2050.

Heating industry: the Distributed variant includes the same savings as Conceptual variant and also significant decline in the overall share of DH heat supply (in 2050, 50% of final consumption of heat from district heating is replaced by LH) Replacement of brown coal fuels for heat supplies is to be provided by natural gas and biomass.

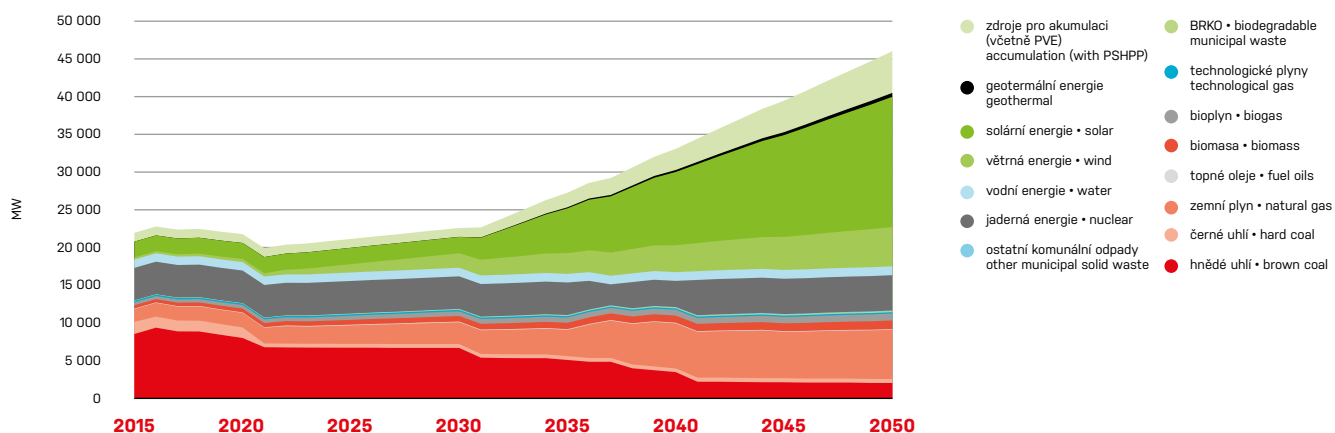
Renewable sources (state in 2050):

- hydroelectric power plants: 1,170 MW (increases only on HV and LV levels – small-scale hydroelectric power plants);
- wind power plants: 5,170 MW (of which 520 MW on very HV level and 4,650 MW on HV and LV levels);
- photovoltaic power plants: 17,150 MW (only on HV and LV levels);
- biogas stations (including landfill and sludge gases): 926 MW (only on HV and LV levels);
- biomass (especially cofiring): 1,127 MW (of which 345 MW on very HV level and 782 MW HV and LV levels);
- geothermal sources: 510 MW (only on HV and LV levels).

Následující obrázek uvádí skladbu instalovaného výkonu pro variantu Decentrální.

The following figure shows the composition of installed capacity for the Distributed variant.

Obrázek 4 **Varianta Decentrální – instalovaný výkon**
Figure 4 **Distributed variant – Installed capacity**



AKUMULACE A REGULACE NA STRANĚ SPOTŘEBY

Varianta Decentrální předpokládá v roce 2050 instalaci zařízení pro akumulaci na denní úrovni (bez PVE) o kapacitě 19 440 MWh. Dále se uvažuje využití elektrokotlů v CZT k záporné regulaci výkonu na straně spotřeby. Počítá se rovněž s odložením části spotřeby ve spotřebičích, jako jsou pračky a myčky. Technologie zachycování a využití oxidu uhličitého (CCU) jsou zde zahrnuty v takové míře, aby se zachycený CO₂ plně uplatnil při akumulačních procesech (technologie P2G). Velikost instalovaného výkonu zdrojů pro sezónní akumulaci pomocí P2G dosahuje v roce 2050 úrovně 3 770 MW.

ACCUMULATION AND REGULATION ON CONSUMPTION SIDE, DEMAND SIDE MANAGEMENT

The Distributed variant anticipates new installed capacity of ca. 19,440 MWh for daily accumulation (without PSHP) in 2050. Use of electric boilers in central heating is considered for negative regulation of the capacity on consumption side. Delaying consumption within appliances such as washing machines and dishwashers is also anticipated. The carbon capture and utilization (CCU) technologies are assumed in such scope that the captured CO₂ can fully apply in accumulation processes (P2G technology). Installed capacity for seasonal accumulation P2G is 3,770 MW in 2050.



ELEKTROENERGETIKA – SHRNUÍ ANALÝZ

ELECTRICITY INDUSTRY – SUMMARY

POLITIKY, LEGISLATIVA A TRENDY

Snahou EU je prosadit snižování emisí skleníkových plynů a dosahování úspor ve spotřebě energie, což je v souladu s *Pařížskou dohodou*. Politické dohody se postupně promítají do evropské, následně i státní legislativy, a nabývají tak závazného charakteru. Česká energetická politika je shrnuta ve *Státní energetické koncepci*. SEK představuje vyvážený kompromis – klade důraz na diverzifikaci na straně zdrojů a na úsporná opatření na straně spotřeby. Představuje tedy vhodné východisko pro podporu stabilního, bezpečného a ekologicky šetrného rozvoje české energetiky. Rizikem je další zpřísnění environmentálních požadavků na úrovni EU, které půjde nad rámec nynější SEK.

Ve střednědobém, ale zejména pak v dlouhodobém horizontu se bude pravděpodobně zvyšovat podíl decentralizované výroby a akumulace. Decentrální výroba bude založena z větší části na OZE a dále na malých a mikrokogeneračních jednotkách. Růst podílu decentrální výroby změní dosavadní způsoby řízení ES, což bude nutné legislativně zohlednit – především vymezit vzájemná postavení a povinnosti mezi dotčenými subjekty, k čemuž bude nezbytné změnit tarifní systém.

ES STŘEDOEVROPSKÉHO REGIONU

Zdroje elektřiny střední Evropy jsou z větší části staré a potřebují náhradu. Investice do nových zdrojů jsou však především z důvodu nízkých cen elektřiny velmi rizikové. Do roku 2050 projde zdrojová základna významnými změnami, které budou vyvolány očekávaným růstem poptávky elektřiny a vyřazováním stávajících zdrojů z provozu. Pro investory je za současných podmínek velmi obtížné realizovat rozvojové projekty bez dalších podpůrných mechanismů. Rozvoj zdrojů bude významně ovlivněn energetickou politikou EU, která stále více centralizuje pravomoci spojené s rozhodováním o podobě vývoje ES jednotlivých členských států. Na podobu výrobní základny středoevropského regionu pak bude mít zcela zásadní vliv Německo (dominantní ES regionu).

ENERGY POLICY, LEGISLATION AND TRENDS

The EU strives to promote further reductions in greenhouse gas emissions and to achieve a higher level of energy savings in consumption, which is in accordance with *The Paris Agreement* on the global reduction in greenhouse gas emissions. Political agreements are gradually reflected in the European, and subsequently national legislation, and they become binding. The Czech energy policy is summarized in *The State Energy Policy* approved in 2015. The SEP represents a balanced compromise – it puts the emphasis on the diversification of sources on the supply side and on savings measures on the side of consumption. Therefore, it represents a suitable solution for supporting the stable, secure and ecologically-friendly development of the Czech energy industry. There is, however, the risk of a tightening of environmental requirements at the level of EU, which would go beyond the current SEP.

In the medium-term and especially in the long-term horizon, the proportion of distributed generation and accumulation is likely to increase. Decentralized production will be based on RES and further on small-scale and micro-CHP units. The growth in the share of distributed production will change the existing ways of power system controlling, which will have to be taken into account in relevant legislation – primarily, the relative positions and obligations among the parties concerned, which will also require a change the tariff system.

POWER SYSTEM IN CENTRAL EUROPE

The electricity sources are mostly old and need to be replaced in Central Europe. However, investments in new sources present a risk due to low electricity prices. By 2050, this source base will have undergone significant changes, due to the anticipated increase in demand for electricity and the decommissioning of the existing sources. For investors, it is difficult under current conditions to implement development projects without further support mechanisms. The development of sources will be greatly affected by EU energy policy, which is increasingly centralizing the powers concerning decision-making about the form of the power system's development in individual member states. As the dominant power system in the region, Germany will have a fundamental influence on the shape of the production base in Central Europe.

Střednědobý horizont

Ve střednědobém vývoji do roku 2030 dojde v regionu k poklesu instalovaného výkonu klasických zdrojů o 25 GW, který bude kompenzován nárůstem instalovaného výkonu OZE o 50 GW. Na přírůstku výkonu OZE se budou nejvíce podílet větrné a fotovoltaické elektrárny (téměř 40 GW). Největší podíl na změnách v energetickém mixu regionu bude mít do roku 2030 Německo, které sníží instalovaný výkon klasických zdrojů o 23 GW, naopak u OZE jej o 33 GW navýší. Výkon klasických zdrojů vzroste do roku 2030 pouze na Slovensku a v Maďarsku, kde budou uvedeny do provozu nové bloky jaderných elektráren. Výstavba nových klasických zdrojů v Polsku nahradí odstavený výkon. Rakousko ve střednědobém výhledu patrně odstaví všechny zbylé uhelné elektrárny. Instalovaný výkon OZE bude nadále růst ve všech zemích regionu, byť v některých pouze mírně (Slovensko, Maďarsko).

Dlouhodobý horizont

Do roku 2050 lze očekávat pokračování ve výše popsaných trendech. Z pohledu instalovaného výkonu tak OZE budou v dlouhodobém výhledu nejvíce se rozvíjející skupinou zdrojů. Vůdčí roli ve výstavbě OZE bude mít opět Německo, kde je k roku 2050 plánován 80% podíl OZE na výrobě elektřiny. Své místo v energetickém mixu si pravděpodobně zachovají i jaderné elektrárny, neboť ve zbylých zemích regionu (SK, HU, PL, ČR) budou dále provozovány, případně dojde k výstavbě dalších bloků. Následující obrázek ukazuje rozvoj zdrojové základny střeoevropského regionu do roku 2030.

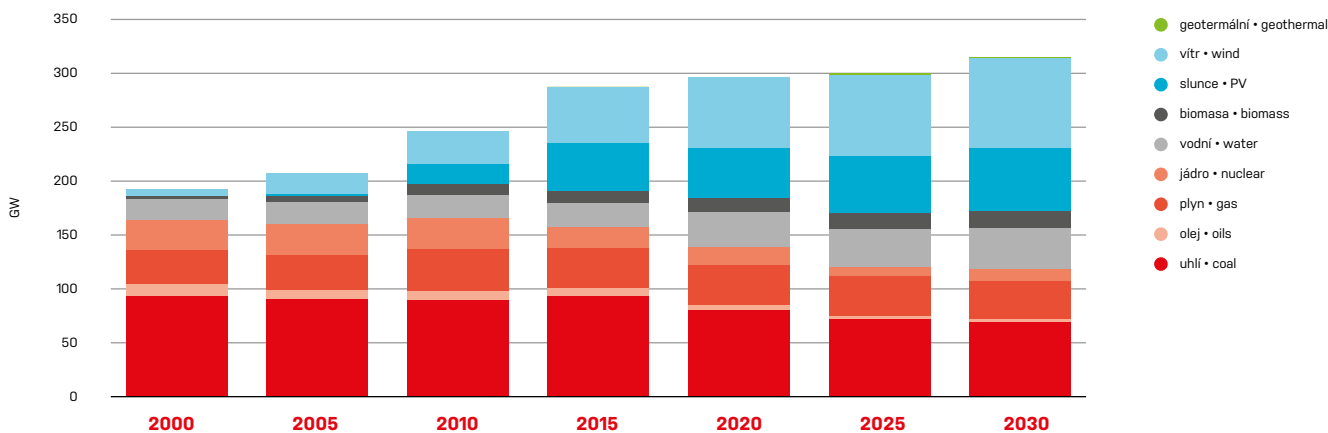
Medium-term horizon

In the medium-term until 2030, there will be a downturn in the installed capacity of conventional sources by 25 GW. This will be compensated by an increase in the installed capacity of RES by 50 GW. Wind and photovoltaic power plants will have the greatest share in the increase of the total capacity installed in RES (almost 40 GW). By 2030, Germany will have the greatest share in the changes in the energy mix in the region, and will decrease the installed capacity of conventional sources by 23 GW and increase the capacity of RES by 33 GW. By 2030, the capacity of conventional sources will increase only in Slovakia and Hungary, where new blocks of nuclear power plants will be commissioned. The construction of new conventional sources in Poland will replace the decommissioned capacity. In the medium-term horizon, Austria will probably decommission all its remaining coal-fired power plants. The installed capacity of RES will further increase in all countries of the region, although in some only slightly (Slovakia, Hungary).

Long-term horizon

By 2050, the continuation of the above-described trends can be anticipated. In terms of installed capacity, RES will be the fastest developing group of sources in the long-term outlook. Again, Germany will be a leading position in the construction of RES. By 2050, an 80% share of RES in the electricity production is planned there. Nuclear power plants will probably maintain their place in the energy mix, as the remaining countries of the region (Slovakia, Hungary, Poland and the Czech Republic) will keep using them, and possibly build more blocks. The following figure shows the source base development of the power system in Central Europe till 2030.

Obrázek 5 Zdrojová základna střeoevropského regionu (DE, AT, PL, CZ, SK, HU)
Figure 5 Source base of the Central European region



OČEKÁVANÝ VÝVOJ POPTÁVKY ELEKTŘINY

Spotřeba elektřiny v ČR v několika předcházejících letech stagnovala a podobný byl vývoj spotřeby energií v ostatních zemích Evropy. Vedle horších ekonomických výsledků jej ovlivňoval tlak na snižování emisí a zvyšování účinnosti. V roce 2014 byl obnoven ekonomický růst a poptávka meziročně stoupla o 1%. V roce 2015 poptávka meziročně vzrostla o 2%. Pro následující roky je pro ČR očekáván ekonomický růst, byť méně výrazný než v letech 2014 a 2015. I když úspory energií zůstanou jedním z hlavních témat energetické politiky EU a jejich aplikaci se nevyhne ani ČR, dlouhodobě predikce počítá s růstem poptávky elektřiny. Růst bude souviset především s konvergencí ČR k ekonomické úrovni EU, postupující automatizací a mechanizací ve výrobní sféře a s růstem využití spotřebičů v domácnostech. Podstatným růstovým faktorem bude i náhrada fosilních zdrojů obnovitelnými, u nichž přenos energie zprostředkovává často elektřina. Směr rozvoje energetiky (centrální či decentralní) bude mít vliv na výši poptávky a především na výši sítově pokrývané poptávky elektřiny. Decentralizace energetiky by pravděpodobně vedla k vyšší poptávce elektřiny, především z důvodu účasti elektřiny na krytí částečného odklonu od CZT prostřednictvím tepelných čerpadel, ale i přímého ohřevu. Vývoj dle varianty Decentralní by však znamenal zásadní změnu pro distribuční síť, protože i přes růst poptávky by množství elektřiny dodávané na nejnižší distribuční úroveň nízkého napětí mohlo přibližně od roku 2030 výrazně klesat.

Střednědobý horizont

- Ve střednědobém horizontu nejsou analyzované varianty z pohledu poptávky výrazně rozlišeny.
- Konceptní varianta předpokládá v roce 2030 tuzemskou netto spotřebu 70 TWh. Ve srovnání s rokem 2015 se jedná o nárůst přibližně 10 TWh.
- Na konci období očekáváme výrazný nárůst poptávky elektřiny v kategorii elektromobility – v roce 2030 odhadujeme spotřebu elektromobilů ve výši 0,8 TWh.

Dlouhodobý horizont

- V dlouhodobém výhledu jsou varianty ve výši poptávky diferencované. Varianty Konceptní a Centrální jsou velmi podobné, odlišný vývoj poptávky předpokládá varianta Decentralní.
- Konceptní i Centrální varianta předpokládá v roce 2050 hodnotu tuzemské netto spotřeby se zahrnutím elektromobility ve výši 80,5 TWh; oproti roku 2015 tak netto spotřeba dle Konceptní varianty naroste o 20 TWh. Hodnota poptávky variant je prakticky stejná, přestože v jednotlivých kategoriích se liší (spotřeba na těžbu uhlí a spotřeba vyvolaná částečným odchodem od CZT).

ANTICIPATED DEVELOPMENT OF DEMAND FOR ELECTRICITY

Electricity consumption in the Czech Republic has been stagnating in recent years, and the development of energy consumption in the other European countries has been similar. Besides worse economic results, energy consumption was also influenced by the pressure to reduce CO₂ emissions and to increase energy efficiency. In 2014, economic growth was renewed and the demand for energy increased by 1% annually. In 2015, demand increased by 2% due to economic development. In the following years, economic growth is anticipated for the Czech Republic, although not as significant as between 2014 and 2015. Although energy savings will remain one of the main topics of EU energy policy, and will apply to the Czech Republic too, in the long-term prediction, an increase in the demand for electricity is anticipated. The growth will be associated primarily with the convergence of the Czech Republic to the economic standards of the EU, increasing automation and mechanization in the production sphere, and the growth in the utilization of appliances in the household sector. The substitution of fossil primary energy sources by RES will be a major growth factor, as in RES the energy transmission is very often mediated by electricity. The way of development of the energy industry (centralized and decentralized) will affect consumption and the amounts of electricity supplied through grids. The decentralization of the energy industry would probably lead to a higher demand for electricity, primarily due to its utilization in covering the partial transition away from district heating with heat pumps, and also in direct heating. However, the development according to the Distributed variant would mean a noticeable change for distribution networks, because of amount of electricity supplied by distribution networks at the lowest voltage level should significantly decrease around the year 2030 despite the increase in demand for electricity.

Medium-term horizon

- In the medium-term horizon, the analysed variants do not differ significantly in terms of demand.
- In 2030 for the Conceptual variant, the prediction anticipates 70 TWh in net domestic consumption. Compared to 2015, this means an increase by approximately 10 TWh.
- Towards the end of this period, a significant increase in the demand for electricity in the category of electric cars is anticipated – consumption of 0.8 TWh in electric cars' area is estimated in 2030.

Long-term horizon

- In the long-term outlook, the variants differ among themselves in terms of demand. The Conceptual and Centralized variants are very similar; a different development in demand for electricity is anticipated in the Distributed variant.

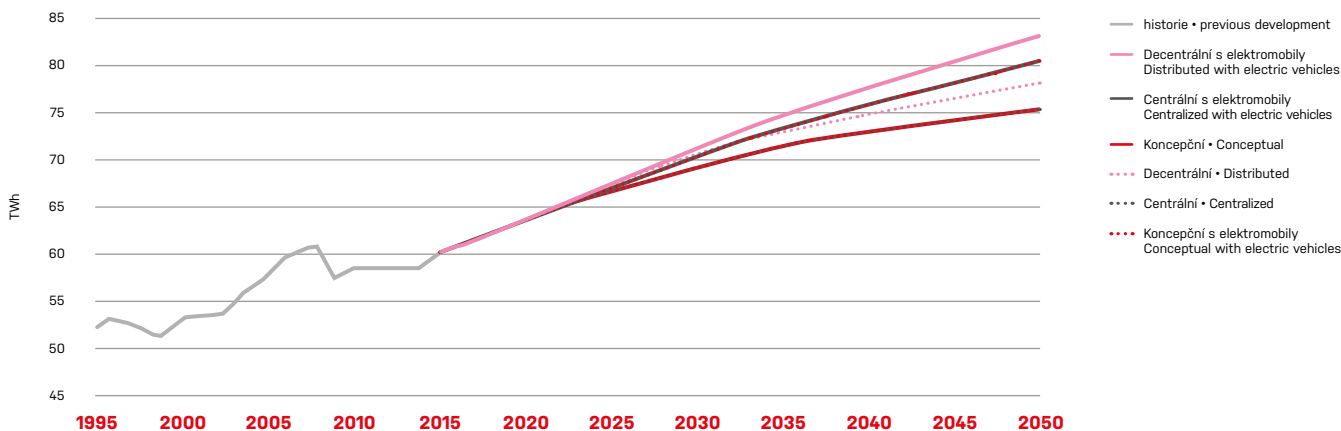
- Decentrální varianta předpokládá v roce 2050 hodnotu tuzemské netto spotřeby se zahrnutím elektromobility ve výši 83 TWh; oproti roku 2015 tak netto spotřeba dle Decentrální varianty naroste o 23 TWh.
- Spotřeba elektromobilů bude dle předpokladů dosahovat významnějších hodnot přibližně od roku 2025 a v roce 2050 se bude na tuzemské netto spotřebě podílet 6 % (přibližně 5 TWh).
- Mezi variantami je velký rozdíl v množství elektřiny vyrobené na nejnižší distribuční úrovni. Dle varianty Konceptní, která představuje rozumné množství decentralní výroby, může výroba na nejnižší distribuční úrovni v roce 2050 činit přibližně 5 TWh, dle varianty Decentrální, která představuje limitní rozvoj decentralních zdrojů, může tato výroba v roce 2050 činit až 17 TWh. Tato výroba bude snižovat množství síťově dodávané elektřiny a navíc navyšovat množství nevykazované spotřeby. V případě Konceptní varianty může nevykazovaná spotřeba činit přibližně 2 TWh, v případě Decentrální varianty pak přibližně 8 TWh.

Následující obrázek ukazuje porovnání predikcí spotřeby pro tři řešené varianty včetně uvažovaného rozvoje elektromobility.

- In 2050, the Conceptual and Centralized variants anticipate the value of net domestic consumption, including electric cars, to be 80.5 TWh. Compared to 2015, the net consumption will increase by 20 TWh in the Conceptual variant. The value of demand in these variants is practically the same, although they differ in the individual categories (consumption in coal mining and consumption caused by partial transition away from district heating).
- In 2050, the Distributed variant anticipates the value of net domestic consumption, including electric cars, to be 83 TWh. Compared to 2015; the net consumption will increase by 23 TWh in the Distributed variant.
- The consumption of electric cars will achieve more significant values around 2025; and in 2050 it will contribute 6% of net domestic consumption (approximately 5 TWh).
- There is a great difference between the variants in production volumes at the lowest distribution level. According to the Conceptual variant, which considers a reasonable volume of distributed production, this production might reach approximately 5 TWh in 2050. According to the Distributed variant, which represents the extreme development of decentralized sources, this production might be up to 17 TWh in 2050. This type of production will lower the volumes of electricity supplied through the grids; and also it will increase the unproved consumption. In terms of the Conceptual variant, the unproved consumption might be approximately 2 TWh; and around 8 TWh in the Distributed variant.

The following figure shows the comparison of the all three variants consumption predictions including development of the electric vehicles.

Obrázek 6 **Tuzemská netto spotřeba**
Figure 6 **Domestic net consumption**



ZDROJOVÁ ZÁKLADNA – SOUČASNÝ STAV A VÝHLED

Skladba zdrojové základny byla ve všech variantách navržena tak, aby splňovala spolehlivostní a bezpečnostní požadavky a aby byla soustava soběstačná při krytí poptávky po elektřině. V následujících letech projde elektroenergetika zásadními změnami ve způsobu výroby elektřiny a využití primárních zdrojů na její výrobu. Následující konstatování jsou společná všem variantám:

- Dojde k výraznému útlumu zdrojů spalujících tuzemské hnědé uhlí. Důvodem této změny jsou docházející zásoby uhlí, vládní omezení v těžbě a ekologické požadavky na výrobní elektřiny a tepla.
- Významně naroste úloha zdrojů spalujících plyn při výrobě elektřiny a zejména při zajišťování regulačních služeb. Plyn by měl sehrát podstatnou roli při obnově tepláren i ve zdrojích malých výkonů.
- Předpokládá se pokračující rozvoj OZE, především FVE a VTE. Pro udržení stabilního provozu ES se značným podílem výroby z OZE bude nutno instalovat prostředky akumulace elektřiny.

Střednědobý horizont

- V období nejbližších let bude zachován stávající stav jaderné energetiky, pro další období by mělo dojít k obnově dosavadních zdrojů ve stávajícím rozsahu. Vedle toho se uvažuje o výstavbě dalších nových zdrojů, což by navýšilo stávající uplatnění jaderných elektráren o více než polovinu.
- Systém CZT bude fungovat v mírně redukované podobě. Jeho zachování s sebou ponese výrazné investice do obnovy a ekologizace stávajících teplárenských zdrojů, včetně změny paliva.

Dlouhodobý horizont

- Narůstá podíl decentralních zdrojů. V Decentrální variantě, která ukazuje limitní nárůst decentralních zdrojů, dosahuje jejich podíl na instalovaném výkonu hodnoty 67%, v Koncepční variantě 38% a v Centrální 20%.
- Porostou požadavky na výstavbu nových, regulace se účastnicích zdrojů. Jaderné elektrárny se pravděpodobně budou muset podílet na regulaci výkonu.
- Dochází k obnově dosavadních jaderných zdrojů v rozsahu bloků dříve vyřazených z provozu.
- Podíl výroby elektřiny z OZE na tuzemské spotřebě roste z nynějších 13% na 22% ve variantě Koncepční, na 15% ve variantě Centrální a až na 44% ve variantě Decentrální.

SOURCE BASE – CURRENT STATE AND OUTLOOK

The mix of the source base was proposed in all the analysed variants to meet reliability and security requirements and to be self-sufficient in covering the demand for electricity. In the following years, the Czech electricity industry will undergo major changes in the means of electricity production and the utilization of primary energy sources in electricity production. The following conclusions are common to all variants:

- There will be a significant downturn in domestic brown coal-fired sources. The causes of this significant change are dwindling coal reserves, government mining limits and the environmental demands on electricity and heat production.
- The role of gas-fired sources in electricity production will increase significantly, particularly in providing ancillary services. It should play an important role in the renewal of heating plants and in small-capacity sources.
- Continuing development of RES is anticipated, mostly photovoltaic and wind power plants. To maintain stable operation of the power system with a share of production from RES, it will be necessary to install appliances of electricity accumulation.

Medium-term horizon

- In the coming years, the current state of the nuclear energy industry will be maintained. In the subsequent period, existing sources should be restored to the current extent. In addition, construction of other new sources is considered, which would increase the current utilization of nuclear power plants by more than a half.
- The system of district heating will function in a slightly reduced form. Its maintenance will bring the need for significant investments in renewal and the ecologization of existing heating plants, including a change of fuel.

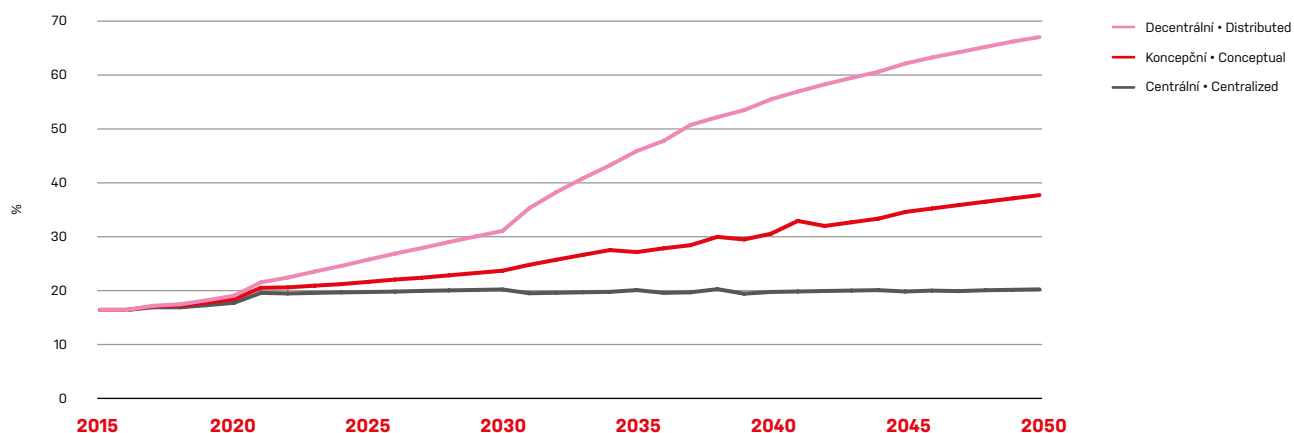
Long-term horizon

- The share of distributed sources will be increasing. In the Distributed variant, which shows the extreme increase in the number of distributed sources, their share in the installed capacity reaches 67%; in the Conceptual variant it reaches 38%, and it reaches 20% in the Centralized variant.
- Construction of new sources and the regulation of existing sources will be increasingly necessary. Nuclear power stations will have to participate in regulation regime.
- The renewal of the existing NPP will take place to match the extent of decommissioned blocks.
- The share of the production from RES in the domestic consumption increases from actual 13% up to 22% in the Conceptual variant, up to 15% in the Centralized variant and up to 44% in the Distributed variant.

Následující obrázek ukazuje podíl decentralních zdrojů na celkovém instalovaném výkonu pro tři analyzované varianty.

The following figure shows the share of distributed sources in installed capacity for all analysed variants.

Obrázek 7 **Podíl decentralních zdrojů na celkovém instalovaném výkonu**
Figure 7 **Share of distributed sources in total installed capacity**



PROVOZ ES ČR

Střednědobý horizont

Provoz zdrojové základny je ve všech variantách zpočátku velmi podobný, znatelně se liší až ke konci střednědobého horizontu. Jaderné zdroje mají dobré podmínky pro svůj provoz, využití je prakticky 100% a jejich dodávka elektřiny do sítě je stabilní ve všech variantách. Dodávky elektřiny z hnědouhelných zdrojů tvoří majoritní podíl na celkovém objemu dodávek, do konce roku 2020 ale řada z nich postupně ukončí provoz. Od roku 2021 vyrobí hnědouhelné zdroje zhruba srovnatelné množství elektřiny jako zdroje jaderné. V dalších letech se mezi variantami velikost dodávek pouze nepatrně odlišuje. Hlavní příčinou rozdílů je to, v jaké podobě se počítá s obnovou hnědouhelné elektrárny Počerady. Provoz hnědouhelných zdrojů, oproti minulému vydání studie *Dlouhodobá rovnováha*, již tolik neomezuje dostupnost hnědého uhlí. Využití pohotového výkonu je poměrně vysoké a dosti stabilní.

OPERATION OF THE CZECH POWER SYSTEM

Medium-term horizon

The operation of the source base is very similar for all variants in the early stages and it differs significantly only towards the end of the medium-term horizon. There are good conditions for the operation of nuclear sources, with practically 100% utilization, and the electricity supplies from these sources to the grid are stable in all variants. Electricity from brown coal-fired sources has a major share in the total amount supplied. However, by 2020 the majority of these sources will be gradually ending their operations. By 2021 brown coal-fired sources will produce approximately the same amount of electricity as nuclear sources. In the following years, the supplied amounts differ only slightly between the proposed variants. The major difference in the variants is with regards to the renewal of the brown coal-fired power station in Počerady. In comparison with the previous issue of *the Long-Term Balance*, the operation of brown coal-fired sources is not limited to such an extent by the availability of brown coal. The utilization of available capacity is relatively high and stable.

Provoz zdrojů na zemní plyn se mezi variantami liší více. Plynové zdroje mají zpočátku velmi nízké využití pohotového výkonu, které se teprve po roce 2020 navyšuje na přibližně 20% stejně jako jejich dodávka elektřiny. V dalších letech jsou rozdíly v dodávkách mezi variantami způsobeny předně různým tempem přírůstků instalovaného výkonu decentralních zdrojů na zemní plyn. U Decentrální varianty se navíc projevuje nárůst využití pohotového výkonu systémových elektráren na zemní plyn.

Každá z variant se vyznačuje jiným, i když plynulým, vývojem dodávek elektřiny z OZE. Všechny rozdíly se uzavírají odlišnostmi ve vývoji exportního salda. Do roku 2020 salda dosahují velikosti nad 15 TWh, v roce 2021 jen okolo 10 TWh, poté se již rozcházejí více. V roce 2030 je tak nejvíce exportní varianta Decentrální (7,9 TWh), následují varianty Konceptní a Centrální (4,4 a 3,4 TWh), varianta Nulová se těsně blíží nule (0,2 TWh). Ve střednědobém horizontu je ES ČR pro všechny varianty (včetně Nulové varianty) provozuschopná, výkonově přebytková a s dostatkem regulačních výkonů.

Dlouhodobý horizont

Zajištění provozuschopnosti ES z hlediska regulačních rezerv a flexibility vyžaduje ve variantách Konceptní, Centrální a Decentrální velmi rozdílnou úroveň opatření. Varianta Centrální charakterizovaná nejvyšším podílem centrálních, zpravidla regulace se účastnicích, zdrojů (jejich podíl na výrobě v roce 2050 dosahuje 86%) vyžaduje poměrně málo nových technických opatření.

Varianta Konceptní, kde podíl zdrojů účastnicích se regulace na výrobě dosahuje jen 77%, vyžaduje již provedení více opatření – využití elektrokotlů u zdrojů dodávajících teplo ve formě záporné regulace výkonu, a to do výše 5% okamžité dodávky tepla, dále střední zapojení malých kogenerací do ovlivnění diagramu dodávky ve prospěch tvaru diagramu celé ES a instalaci denní akumulace elektřiny až do celkové instalované kapacity 4 320 MWh v roce 2050 a její 10% účast na sekundární regulaci.

The operation of gas-fired sources differs more among the individual variants. Initially, the gas-fired sources show very low utilization of the available capacity; this increases only after 2020 to approximately 20%, the same as their supplies of electricity. In the following years, the differences in supplies between the individual variants are caused primarily by the varied rate of increase of the installed capacity of gas-fired distributed sources. Moreover, the Distributed variant reflects the increase in utilization of the available capacity of gas-fired power system power stations.

Each variant is characterized by a different, although continuous, development of electricity supplies from RES. All the differences described will be settled by the development of the cross-border export-import balance. Up to 2020, the balance reaches levels of more than 15 TWh; in 2021 it is only around 10 TWh, and after that they differ even more. In 2030, the Distributed variant is the most export-oriented (7.9 TWh), followed by the Conceptual and Centralized variants (4.4 and 3.4 TWh respectively); the Zero variant is close to zero (0.2 TWh). In the medium-term horizon, the Czech Republic's power system is operable, producing surplus and sufficient ancillary capacity in all the variants (including the Zero variant).

Long-term horizon

Ensuring the operability of the power system in terms of ancillary reserves and flexibility requires a different range of measures in the Conceptual, Centralized and Distributed variants. The Centralized variant is characterized by the highest share of centralized sources that usually participate in ancillary services (their share in production reaches 86% in 2050), and requires relatively few new technical measures.

The Conceptual variant, where the share of sources participating in ancillary services reaches only 77%, requires multiple measures – the utilization of electric boilers for sources supplying heat in the form of negative capacity regulation amounting to up to 5% of instantaneous heat supply, the further involvement of small-scale CHP in influencing the load profile in favour of the load profile of the entire PS, the installation of daily electricity accumulation up to a total installed capacity of 4,320 MWh in 2050, and its 10% share in secondary regulation.

Varianta Decentrální, ve které podíl centrálních i decentrálních zdrojů na výrobě dosahuje 50 %, nezbytně vyžaduje provést více opatření – využití elektrokotlů u zdrojů dodávajících teplo do výše 10 % okamžité dodávky tepla, vysoké zapojení malých kogeneračních jednotek do ovlivnění diagramu dodávky a instalaci denní akumulace elektřiny do instalované kapacity 19 440 MWh a její 20% účast na sekundární regulaci. Kromě toho je zapotřebí instalace sezónní akumulace elektřiny pomocí technologie P2G až do výkonu 3 770 MW. Tato opatření se podílejí i na velmi vyrovnaných podmínkách provozu jaderných bloků. Jejich ukazatel využití pohotového výkonu dosahuje do roku 2040 úrovně 98 až 100 %, v roce 2050 pak úrovně 92 až 94 %. K tomu však významně přispívá jen minimální rozvoj výroby z JE ve variantě Decentrální. Jejich dodávka v roce 2050 jen mírně převyšuje výchozí hodnotu okolo 30 TWh. V ostatních dvou variantách je rozvoj JE podstatný a v roce 2050 dosahují dodávky okolo 45 TWh.

Provoz uhelných zdrojů je i v dlouhodobém výhledu, oproti minulému zpracování této studie, méně omezován dostupností hnědého uhlí, a je proto v průběhu let rovnoměrnější, i když obecně klesající. Hodnoty využití pohotového výkonu systémových elektráren na tuhá paliva vykazují velkou diferenciaci mezi variantami, korespondující s cenou povolenek. Ve variantě Centrální je využití obecně vysoké a v roce 2050 se pohybuje na hodnotě 53 %. Ve variantě Koncepční je nižší a blíží se hodnotě 45 %. Ve variantě Decentrální využití od roku 2037 stále klesá a v roce 2050 dosahuje pouze 21%. Takový stav by byl pro jejich provozovatele neúnosný a při zvážení jejich minoritní velikosti dodávek elektřiny by bylo nutné posoudit, jaká opatření by zachování jejich provozu vyžadovalo, případně jaké důsledky by naopak mělo dřívější ukončení provozu části těchto zdrojů.

Potřeba vyrovnat se s obnovou dosavadních bloků JEDU a s dožíváním stávajících uhelných bloků, včetně nedávno retrofitovaných, vede v různých letech dlouhodobého horizontu ke skokovým změnám ve skladbě instalovaného výkonu centrálních zdrojů tak, aby byla dodržena dlouhodobá soběstačnost soustavy. Vedle změn v instalovaných výkonech centrálních zdrojů se to projevuje i v dosahovaných hodnotách využití vybraných skupin zdrojů. Na těchto hodnotách je ale patrný také vliv cen povolenek.

Využití systémových elektráren spalujících zemní plyn se proto mezi roky 2031 až 2040 vyvíjí diferencovaně a jde především o jeho nárůst. V poslední sledované dekádě se naopak ustálí okolo 33 %. Stabilizujícím faktorem je jejich vysoká účast na dodávkách tepla (náhrada za dožitě hnědouhelné zdroje s KVET). Ve všech třech variantách se dodávky elektřiny ze zemního plynu podstatně zvyšují a zvláště ve variantě Decentrální se na tom podílí vyšší množství decentrálních plynových zdrojů.

The Distributed variant, in which the share of centralized and distributed sources in production reaches 50%, requires several urgent measures – the utilization of electric heaters for sources supplying heat amounting to 10% of the instantaneous heat supply, a high level of involvement of small-scale CHP units in influencing the load profile, the installation of daily electricity accumulation to an installed capacity of 19,440 MWh, and its 20 % share in secondary regulation. In addition, the installation of seasonal electricity accumulation in the form of P2G technology is considered up to a capacity of 3,770 MW. These measures also have a share in the very balanced conditions of the operation of the installed nuclear blocks. Their indicator of utilization of the available capacity reaches 98–100% by 2040; in 2050, it is 92–94%. However, this is caused primarily by the minimal development of production in nuclear plants in the Distributed variant. In 2050, electricity supplies from these sources only slightly exceed the initial value of 30 TWh. In the other two variants the development of nuclear power plants is significant, and in 2050 supplies reach around 45 TWh.

Compared to the previous version of this study, the operation of coal-fired sources in the long-term outlook is limited to a smaller extent by the availability of brown coal, and is therefore more even over the course of years, although it generally decreases. The level of utilization of the available capacity of the system of power plants firing solid fuels show great variation between the variants, corresponding to the price of allowances. In the Centralized variant, utilization is generally high; in 2050 it is around 53%. In the Conceptual variant it is lower, approaching around 45%. In the Distributed variant the level of utilization continuously decreases from 2037 on, and in 2050 it reaches only 21%. Such a state would be unmanageable for operators, and taking into account the minor character of their electricity supplies, it is possible to determine what measures would be required to maintain their operation, and possibly what impact the early decommissioning of these sources would have.

The need to balance the renewal of the existing blocks of the Dukovany power plant and the coal-fired blocks that are coming to the end of their service life, including the recently retrofitted ones, leads to abrupt changes in the composition of the installed capacity of centralized sources in various years within the long-term horizon, in order to maintain the system's long-term self-sufficiency. Besides the changes in the installed capacity of the centralized sources, this is also manifested in the levels of utilization of the selected groups of sources. These levels also show the impact of allowances' prices.

Therefore, the utilization of gas-fired system power plants between 2031 and 2040 develops differently in the individual variants, mostly with an upward trend. In the last examined decade, however, it settles at around 33%. The stabilizing factor is their high share in heat supply (substitution of the decommissioned brown-coal

Na dodávkách elektřiny z decentrálních zdrojů se ve variantě Decentrální z velké části podílejí OZE. Jejich dodávka je dominantní a v roce 2050 dosahuje 42 TWh. Přesto celková dodávka decentrálních zdrojů ve výši 50 TWh znamená pouze 50% podíl na celkových dodávkách elektřiny. Tento výsledek je nutno považovat za maximální možný.

ES v Nulové variantě není provozuschopná již od počátku dlouhodobého horizontu. Zejména proto, že od roku 2031 by vyžadovala každoročně značné importní saldo přeshraničního obchodu, jehož hodnoty se navíc trvale zvyšují. Ostatní varianty jsou z hlediska výkonové bilance vyrovnané. Pouze varianta Konceptní v roce 2041 a varianta Centrální v roce 2050 vyžadují přiměřeně velký import. Jinak se dočasné rozdíly mezi nabídkou a poptávkou vyrovnávají pomocí exportu, nejčastěji v rozmezí 0–5 TWh.

Následující obrázek ukazuje uvažované množství akumulačních prostředků, následující tabulka pak souhrnně vyhodnocuje provozovatelnost ES ČR v jednotlivých variantách.

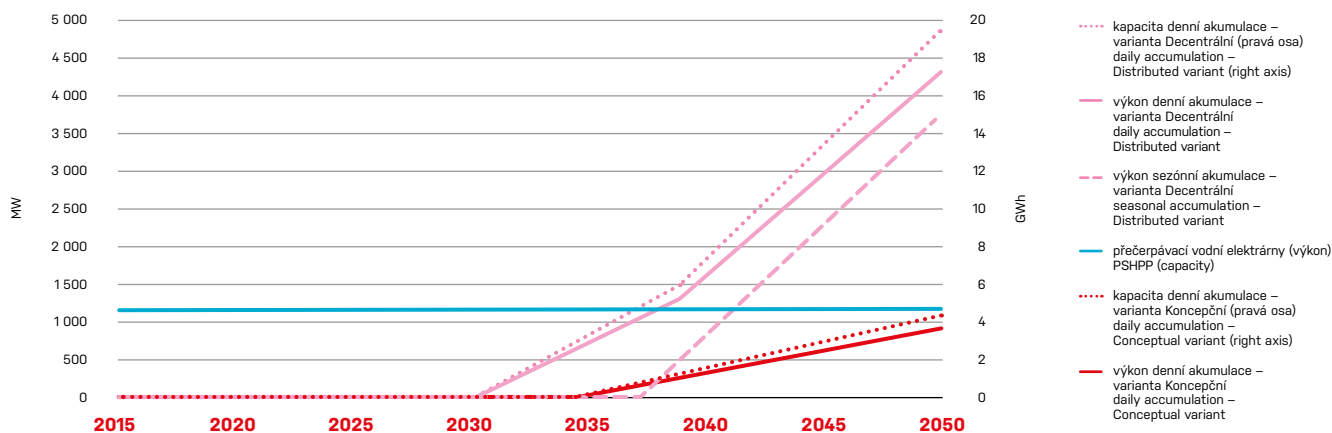
sources with CHP). In all three variants, the supplies of electricity produced from gas increase significantly. In the Distributed variant in particular, this is partly due to the higher number of gas-fired distributed sources.

In the Distributed variant, RES participate to a great extent in electricity supplies from distributed sources. These supplies are dominant, and in 2050 they reach 42 TWh. Despite this fact, the total supply from distributed sources, which is 50 TWh, represents only a 50% share in the total electricity supply. This result must be considered the maximum possible.

The PS in the Zero variant is not operable from the beginning of the long-term horizon. This is primarily due to the fact that, from 2031, a large share of imported electricity would be required every year; moreover, this share would continuously increase. The other variants are balanced in terms of the capacity balance. Only the Conceptual variant in 2041 and the Centralized variant in 2050 require an adequate import-oriented balance. Otherwise, the temporary differences between demand and supply are evened-out with the help of an export-oriented balance, most commonly in the range of 0–5 TWh.

The following figure shows the installed capacity of power accumulation and the following table shows evaluation of operability of the Czech Republic's power system in all variants.

Obrázek 8 **Akumulace – instalovaný výkon a kapacita**
Figure 8 **Installed capacity of power accumulation**



Tabulka 1
Table 1

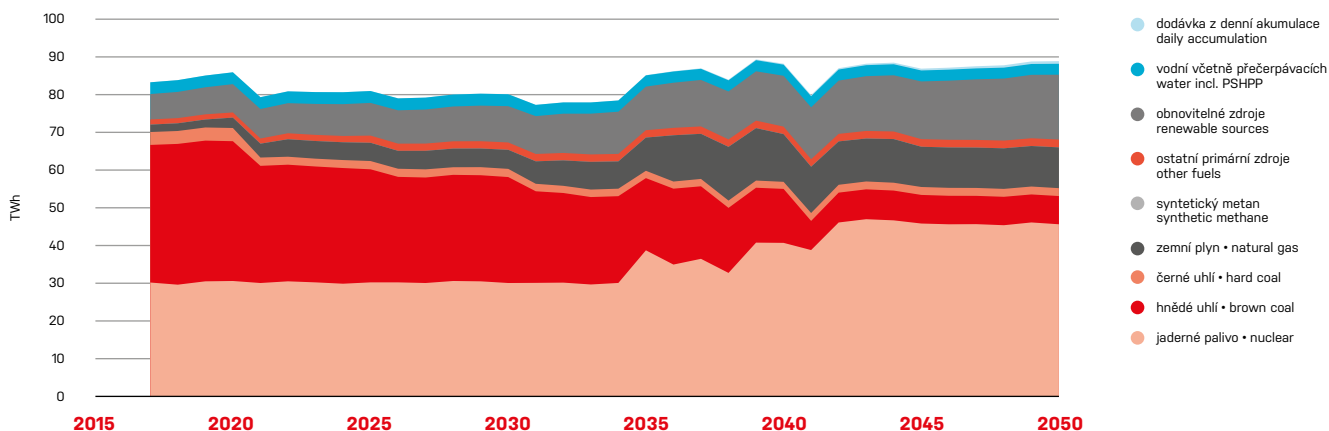
Vyhodnocení provozovatelnosti ES ČR
Evaluation of operability of the Czech Republic's power system

	Nulová Zero	Koncepční Conceptual	Centrální Centralized	Decentrální Distributed
Spolehlivost výkonové bilance Power balance reliability	vyhovující bez importu do roku 2030 suitable without imports by 2030	vyhovující do roku 2050 suitable by 2050	vyhovující do roku 2050 suitable by 2050	vyhovující do roku 2050 suitable by 2050
Import k dosažení vyrovnané výrobní bilance Import on production balance	do roku 2034 do výše 10 TWh, dále strmý nárůst up to 10 TWh by 2034, steep increase in next years	nízký a časově omezený low and time limited	zanedbatelný negligible	žádný none
Podmínky provozovatelnosti v dlouhodobém horizontu • Operability conditions in long-term horizon				
Odpojování FVE PV disconnection	do 5% výroby up to 5% generation	do 5% výroby up to 5% generation	do 5% výroby up to 5% generation	do 5% výroby up to 5% generation
Nové způsoby záporné regulace New types of negative regulations	žádné none	nižší využití elektrokotlů lower electric boilers utilization	žádné none	vyšší využití elektrokotlů higher electric boilers utilization
Nové složky flexibility na straně spotřeby New types of consumption flexibility	žádné none	odložená spotřeba delayed consumption	odložená spotřeba delayed consumption	odložená spotřeba delayed consumption
Nové složky flexibility na straně výroby New types of generation flexibility	žádné none	řízení provozu malých kogenerací, střední rozsah operational management of small CHP, mid range	řízení provozu malých kogenerací, nízký rozsah operational management of small CHP, low range	řízení provozu malých kogenerací, vysoký rozsah operational management of small CHP, high range
Instalovaná kapacita/výkon denní akumulace v roce 2050 Installed capacity/power of daily accumulation in 2050	žádná none	4 320 MWh/ 960 MW	žádná none	19 440 MWh/ 4 320 MW
Uplatnění denní akumulace v sekundární regulaci Utilization of daily accumulation in SR	žádné none	10 %	žádné none	20 %
Inst. výkon sezónní akumulace v roce 2050 Installed capacity of seasonal accumulation in 2050	žádný none	žádný none	žádný none	3 770 MW
Uplatnění sezónní akumulace v záporné regulaci Utilization of daily accumulation in negative regulation	žádné none	žádné none	žádné none	ano yes
Pokles výhledového využití JE na hladinu okolo hodnoty Outlook of NPP utilization	80 % v r. 2038 80% in 2038	93 % v poslední dekádě 93% in last decade	94 % v poslední dekádě 94% in last decade	95 % v poslední dekádě 95% in last decade
Provozovatelnost ES ČR • Operability of Czech Republic's power system				
	podmíněně vyhovuje do roku 2034 conditionally operable till 2034	velmi dobrá very good	velmi dobrá very good	dobrá good

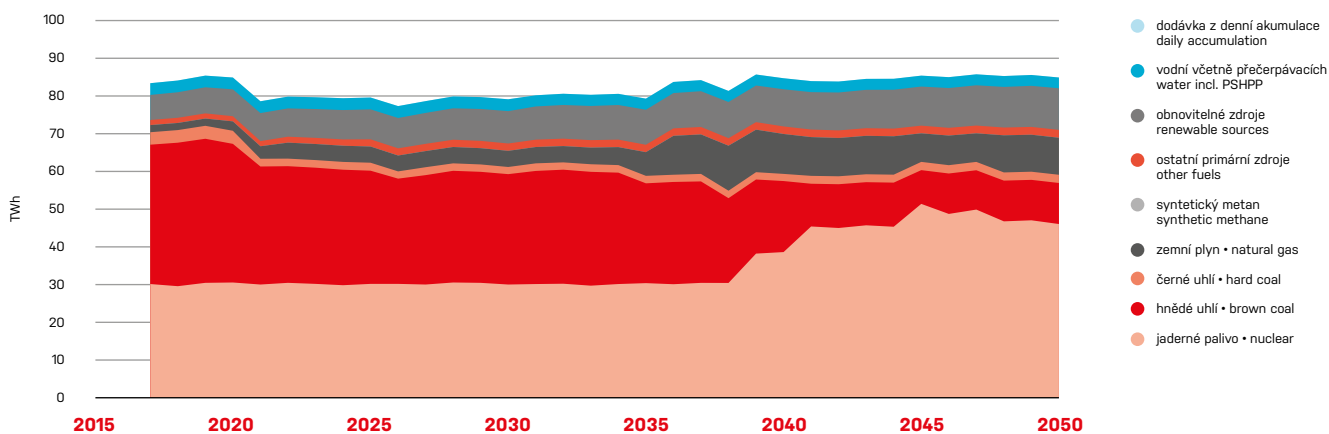
Následující obrázky uvádějí skladbu dodávky elektřiny pro tři analyzované varianty.

The following figures show the composition of the electricity supply for the three analysed variants.

Obrázek 9 **Dodávky elektřiny dle primárních zdrojů – varianta Koncepční**
 Figure 9 **Electricity supplies according to primary fuels – Conceptual variant**

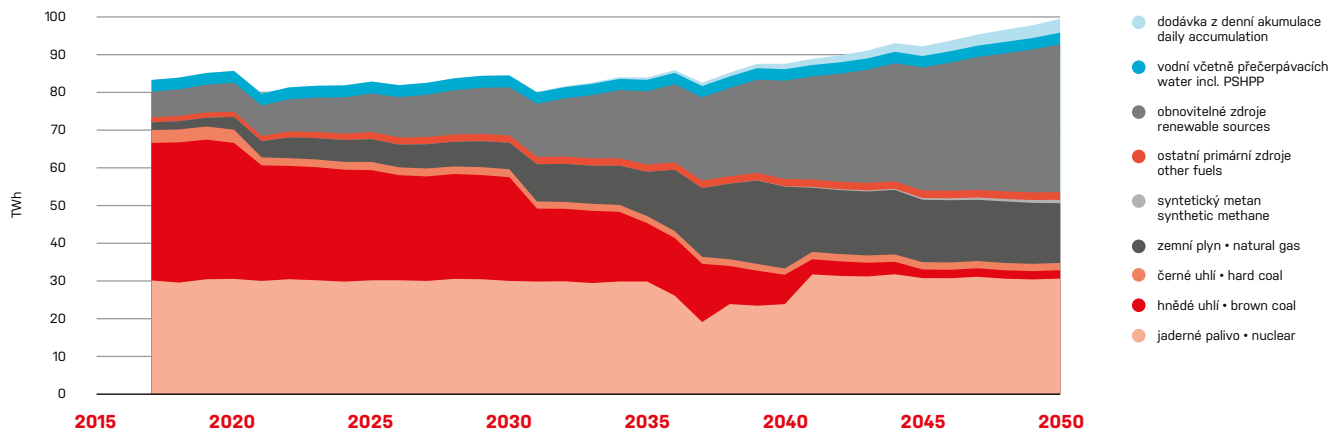


Obrázek 10 **Dodávky elektřiny dle primárních zdrojů – varianta Centrální**
 Figure 10 **Electricity supplies according to primary fuels – Centralized variant**



Obrázek 11
Figure 11

Dodávky elektřiny dle primárních zdrojů – varianta Decentrální Electricity supplies according to primary fuels – Distributed variant



ZDROJE PRIMÁRNÍ ENERGIE

Elektroenergetika zaznamená pro jakýkoliv směr rozvoje velmi výrazné změny v zajištění primárními zdroji. Nejvýraznější změny způsobí postupné nahrazování domácího hnědého uhlí. Pravděpodobně nebudou zrušeny limity těžby na dole ČSA. Ve sledovaném horizontu dojde také s největší pravděpodobností k odstavení stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany, a tím k dočasnému útlumu využití jaderné energie. Kontinuálně bude navyšováno využití obnovitelných zdrojů, které je ve variantě Decentrální při uvážení omezujících podmínek pro ČR v roce 2050 limitní. Předpokládaný nesoulad odstavení stávajících a realizace nových jaderných bloků způsobí kolísání ve využití zemního plynu, které ve všech variantách, zejména ve variantě Decentrální, velmi výrazně naroste.

PRIMARY ENERGY SOURCES

The electricity industry will undergo very significant changes in all directions of development in terms of primary energy sources. The most significant changes will cause a gradual substitution of domestic brown coal as an energy source. It is very unlikely that the limits at the ČSA mine would be cancelled. In the examined horizon, the existing nuclear blocks at the Dukovany power plant will most likely be decommissioned, causing a temporary decline in the utilization of nuclear energy. The utilization of renewable energy sources will grow continuously. In the Distributed variant, it will be extreme, considering the limiting conditions in the Czech Republic in 2050. The anticipated imbalance between the decommissioning of existing nuclear blocks and construction of new ones will cause fluctuations in the utilization of natural gas, which will increase very significantly in all the variants, particularly in the Distributed variant.

Střednědobý horizont

- Snižuje se těžba uhlí, vládní omezení v těžbě a ekologické požadavky na výroby činí těžbu uhlí méně rentabilní.
- Významně naroste spotřeba zemního plynu při výrobě elektřiny a tepla. Zdroje spalující plyn se budou buď účastnit regulace výkonu v ES, nebo jej naopak budou spalovat teplárny, které dříve spalovaly hnědé uhlí.
- Předpokládá se postupný rozvoj OZE (vyjma vodních elektráren), především fotovoltaických a větrných elektráren. Limitní rozvoj výroby z OZE je předpokládán u varianty Decentrální, naopak je tomu v případě Centrální varianty.
- Předpokládá se, že při výrobě elektřiny se více uplatní i komunální odpad.
- Dojde i k nárůstu výroby elektřiny v bioplynových elektrárnách. Patrně ale nepůjde o prudký nárůst, protože ekonomická podpora bude existovat jen ve vazbě na dodávky tepla, pro což jsou na venkově velmi omezené možnosti.

Dlouhodobý horizont

- Postupně dochází k výraznému poklesu a ukončení produkce tuzemského hnědého uhlí. Dojde k ukončení produkce také uhlí tříděného, což bude působit na navyšování spotřební strany bilance elektřiny.
- Očekává se značný nárůst spotřeby zemního plynu pro výrobu elektřiny a také pro výrobu tepla získávaného v kombinované výrobě. Ze současné úrovně kolem 1 mld. m³ ročně naroste spotřeba až na úroveň kolem 6 mld. m³ ročně ve variantě Decentrální v roce 2050.
- Pokračuje trend rozvoje OZE, který je po roce 2030 nejvýraznější v případě Decentrální varianty. Výroby OZE bude nutné vybavit prvky denní či sezónní akumulace.
- Počítá se s nárůstem produkce elektřiny z biomasy, ale půjde jen o doplňkový podíl v bilanci.
- Z dlouhodobého pohledu budou klesat nároky na spotřebu tepla pro vytápění a ohřev TUV jako důsledek úspor, respektive následek snížení energetické náročnosti staveb. To povede ke snížení nároků na dodávku tepla (tj. i spotřeby paliva) ze systému CZT.
- K horizontu roku 2050 roste dovozní energetická závislost ČR z dnešních 4 % na 13 % ve variantě Koncepční, na 12 % ve variantě Centrální a na 23 % ve variantě Decentrální (jaderná energie je považována za domácí zdroj).

Medium-term horizon

- Coal mining will be reduced; government restrictions and environmental requirements for production will make coal mining less profitable.
- Natural gas consumption in electricity and heat production will increase significantly. Gas-fired sources will either be a part of the ancillary capacity in the PS, or it will fire heating plants which formerly used brown coal.
- A gradual development of RES is anticipated (with the exception of hydroelectric power plants), primarily photovoltaic and wind power plants. It will be necessary to equip the renewable energy sources with the means of daily and seasonal accumulation. An extreme development of production from RES is anticipated in the Distributed variant, while in the Centralized variant the opposite is the case.
- It is anticipated that communal waste will be more widely used in electricity production than today.
- There will also be an increase in electricity production in biogas-fired power stations. However, it will not be a sharp increase, because economic support will be available only in connection with heat supplies, the options of which are very limited in rural areas.

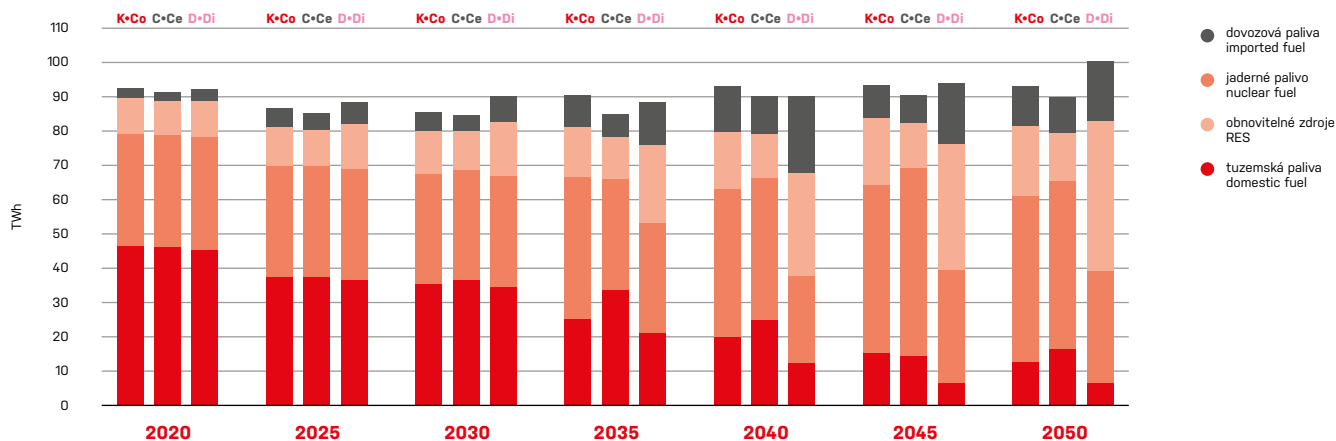
Long-term horizon

- Gradually, a significant decrease in the production of domestic brown coal will occur, leading to the termination of production. The production of graded brown coal will also cease, which will result in an increase on the consumption side of the electricity balance.
- A significant increase in the consumption of gas in electricity generation is anticipated, and also in combined electricity and heat production. From the current level of around 1 billion m³ a year, consumption will increase to a level of around 6 billion m³ in 2050.
- The trend of RES development will continue, and after 2030 it will be strongest in the Distributed variant. It will be necessary to provide RES with daily or seasonal accumulation.
- An increase in the production of electricity from biomass is anticipated; however, here too it will have only a marginal share in the balance.
- In the long-term perspective, the demands on the consumption of heat for heating and utility water heating as a result of energy savings measures (i.e. the impact of the lowering of the energy-intensity of buildings) is anticipated. This will lead to lower demands on heat supplies (i.e. also on fuel consumption) in the district heating systems.
- Towards 2050, dependence on energy imports to the Czech Republic will grow from the current 4%; to 13% in the Conceptual variant; to 12% in the Centralized variant; and to 23% in the Distributed variant (nuclear energy is considered a domestic source).

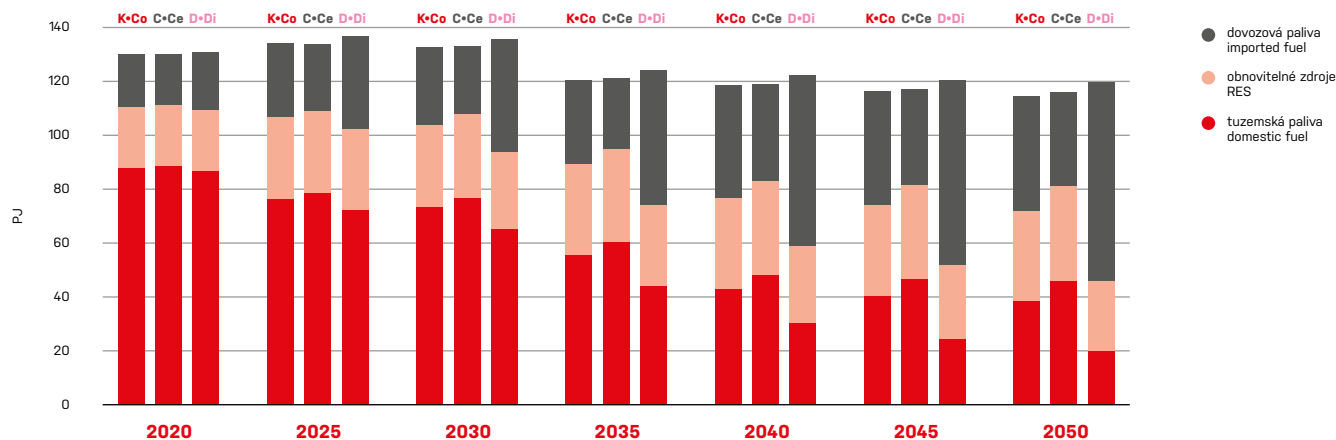
Následující obrázky uvádějí výrobu elektřiny a dodávkového tepla dle původu zdrojů.

The following figures show the production of electricity and heat based on the origin of the sources.

Obrázek 12 **Výroba elektřiny**
Figure 12 **Electricity production**



Obrázek 13 **Dodávkové teplo z KVET**
Figure 13 **Supply heat from CHP**



ŽIVOTNÍ PROSTŘEDÍ

Vliv environmentální politiky EU na podobu energetiky je a pravděpodobně i nadále bude zcela zásadní. Stanovený cíl objemu emisí skleníkových plynů k roku 2020 bude za celou EU s vysokou pravděpodobností splněn.

Pokud by se energetika rozvíjela dle varianty Koncepční, splní pravděpodobně stanovené cíle. Do roku 2050 by v porovnání s rokem 1990 mělo dojít ke snížení celkových emisí CO₂ o 80%. To však bude vyžadovat velké strukturální změny ve zdrojové základně a značné přímé i indukované investice. Další tlak na snižování emisí by znamenal výrazné navýšování měrných investic do redukce skleníkových plynů a výraznou ztrátu jejich efektivity.

Střednědobý horizont

K výraznému snížení v produkci emisí v elektroenergetice a teplárenství dojde v období po roce 2020, a to z důvodu plnění Směrnice 2010/75/EU a ve vazbě na průběžný cíl EU snížit emise skleníkových plynů o 20% do roku 2020. Bezprostřední příčinou poklesu bude především postupné dožívání uhelných zdrojů a jejich odstavování. Emise znečišťujících látek pravděpodobně klesnou razantně na přelomu let 2020 a 2021, do roku 2030 již bude pokles pozvolný.

Ve srovnání s rokem 2005 poklesne do roku 2030 množství emisí skleníkových plynů o 32%, a to prakticky totožně ve všech variantách. Obecný závazek na snížení objemu povolenek v systému EU ETS do roku 2030 je však vyšší (43% oproti roku 2005). Pokud tedy nebudou české energetice přiznány další dodatečné povolenky, lze očekávat jejich nedostatek na trhu. Řešením je snížení exportu elektřiny a získání povolenek z fondů vyčleněných pro modernizaci.

ENVIRONMENT

The impact of the EU's environmental policy on the energy industry is crucial. The target set for the volume of greenhouse gas emissions in 2020 will most likely be met in the whole of the EU.

If the energy industry develops according to the Conceptual variant, the set targets will probably be met. Compared to 1990, the total volume of CO₂ emissions should decrease by 80% by 2050. However, this will require great structural changes in the source base and large direct and induced investments. Further pressure to lower emissions would mean a significant increase in specific investments in the reduction of greenhouse gases and a significant loss in their efficiency.

Medium-term horizon

A significant reduction in emissions in the electricity and heating industries will occur after 2020 due to the requirements of Directive 2010/75/EU and in connection with the ongoing EU objective of lowering greenhouse gas emissions by 20% by 2020. The immediate cause of this decrease will primarily be the ending of the lifespan of coal-fired sources and their gradual decommissioning. The emissions of pollutants will probably fall sharply between 2020 and 2021, and by 2030 the decrease will have become more gradual.

Compared to 2005, greenhouse gas emissions will drop by 32% by 2030; this amount is practically identical in all the variants. However, the general commitment to reduce the number of allowances in the EU ETS system by 2030 is higher (43% compared to 2005). Therefore, if the Czech energy industry is not granted any additional allowances, its deficit on the market can be anticipated. The solution might be to reduce electricity imports and to get allowances from the funds intended for modernization.

Dlouhodobý horizont

Po roce 2030 dojde k dalšímu výraznému poklesu emisí při výrobě elektřiny, protože dojde k ukončení provozu velkého množství bloků spalujících hnědé uhlí. V dlouhodobém horizontu se varianty v produkci emisí rozcházejí. Rozdíly mezi variantami jsou dány především rozdílným využitím uhlí, biomasy a zemního plynu. Množství emisí znečišťujících látek dále pozvolně klesá až k roku 2045 a poté stagnuje.

V roce 2050 dojde ke snížení objemu emisí skleníkových plynů oproti roku 2005 ve variantě Konceptní o 66%, ve variantě Decentrální o 71% a ve variantě Centrální o 61%. Menší pokles ve variantě Centrální je způsoben zejména vyšším využitím tuzemského hnědého uhlí na lomu ČSA i za nynějšími limity. Ani jedna z variant nevyhovuje požadavkům Energy Roadmap 2050, pro jejichž splnění by po roce 2040 bylo za jinak nezměněných podmínek nutné zavádět technologii CCS.

Následující obrázek uvádí vývoj emisí CO₂ pro jednotlivé analyzované varianty.

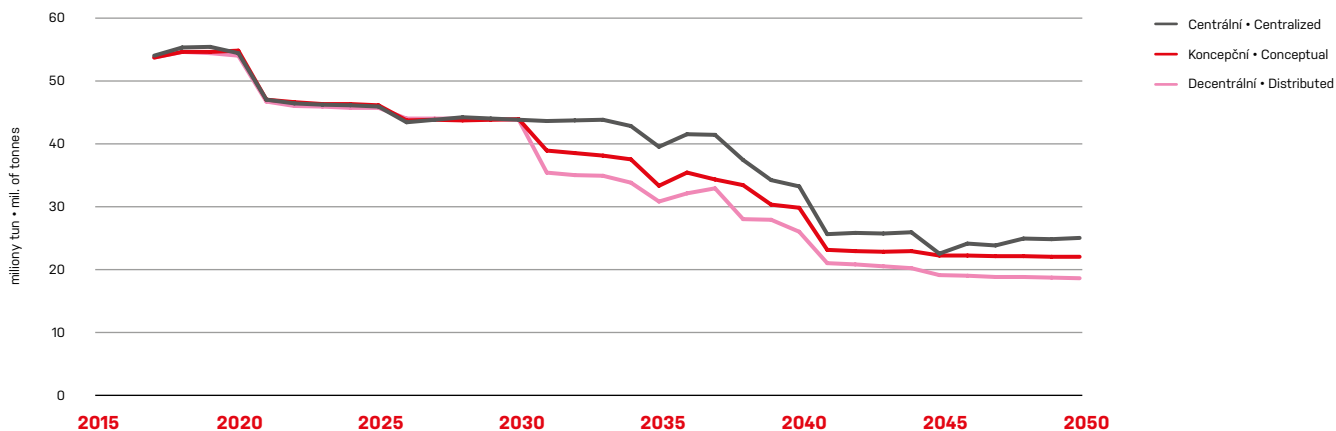
Long-term horizon

After 2030 there will be another significant reduction in emissions from electricity production, as a large number of brown coal-fired blocks will be decommissioned. In the long-term horizon, the variants differ in the volume of emissions produced. The differences among the variants are given primarily by the varying levels of the utilization of coal, biomass and natural gas. The volumes of pollutant emissions will gradually decrease further until 2045, when they will begin to level off.

In 2050, there will be a decrease in the volume of greenhouse gas emissions compared to 2005; by 66% in the Conceptual variant, by 71% in the Distributed variant and by 61% in the Centralized variant. The smaller decrease in the Centralized variant is caused primarily by the higher utilization of domestic brown coal from the CSA mine, even beyond the existing limits. None of the variants is in accordance with the Energy Roadmap 2050. To fulfil the requirements of this document after 2040 under otherwise unchanged conditions, CCS technology would have to be introduced.

The following figure shows the development of CO₂ for all analysed variants.

Obrázek 14 **Emise CO₂**
Figure 14 **CO₂ emissions**



ELEKTRICKÉ SÍŤE

Nárůst podílu decentrálních zdrojů vyvolá potřebu velmi výrazného rozvoje distribučních sítí zejména na nižších napěťových hladinách (vn a nn), do kterých budou tyto zdroje připojovány. Sítě 110 kV a přenosová soustava však budou i nadále plnit nezastupitelnou úlohu při zajištění spolehlivého provozu ES ve všech rozvojových variantách. Na přenosovou soustavu budou, kromě vyvedení velkých zdrojů a zásobování výrazných spotřebních oblastí, i nadále kladeny vysoké nároky při zajištění mezinárodních přenosů elektřiny.

Střednědobý horizont

Vzhledem k narůstajícím tranzitním tokům bude přenosová síť 400 kV posilována v trasách, přes které se tyto tranzity uzavírají, a od roku 2017 budou využívány transformátory s posunem fáze (PST) v rozvodně Hradec 400 kV. Soustava 220 kV bude postupně vyřazována z provozu. Plánované změny v přenosové soustavě a sítích 110 kV se u všech analyzovaných variant ukázaly jako dostatečné pro zajištění spolehlivého provozu.

Poroste množství decentrálních výkonů, které budou připojovány do distribučních sítí nn a vn. Výsledky síťových analýz ukazují, že ve střednědobém horizontu nebude na úrovni PS, transformace PS/110 kV a sítí 110 kV potřeba investic nad rámec dnes plánovaných jejich provozovateli. Rozdíly v zatěžování těchto sítí mezi jednotlivými variantami jsou minimální. S rostoucím výkonem decentrálních zdrojů poroste počet uzlových oblastí 110 kV, ve kterých bude docházet k obrácenému toku výkonu, tj. z DS do PS. Celkově však bude odběrový charakter uzlových oblastí 110 kV stále převažovat.

V důsledku rostoucího instalovaného výkonu decentrálních zdrojů budou narůstat požadavky na posilování distribučních sítí. Nezbytná obnova a rekonstrukce spojené s vyšším dimenzováním a posilováním síťových prvků budou urychlovány blížícím se koncem doby technické životnosti síťových zařízení a staveb.

Dlouhodobý horizont

Dlouhodobá koncepce rozvoje přenosové sítě počítá s jejím postupným přechodem na jednotnou napěťovou úroveň 400 kV. Kompletní náhrada systému 220 kV by měla být dokončena do roku 2040. Posílení přenosových sítí novými vedeními 400 kV spolu s rostoucím podílem decentrálních zdrojů bude mít za následek nižší zatěžování prvků elektrizační soustavy, čímž dojde k nárůstu jalových výkonů generovaných vedeními přenosové i distribuční soustavy. Udržení napěťových poměrů v provozních mezích si vyžádá instalaci nových kompenzačních prostředků.

ELECTRICAL NETWORKS

The increase in the share of distributed sources will create the need for a very significant development of distribution networks, primarily at the lower voltage levels (HV and LV), to which these sources will be connected. However, the 110 kV networks and the transmission networks retain their essential role in the provision of reliable operation of the PS in all the development variants. Besides the connection of large-scale sources and the supplies to important areas of consumption, there will still be high demands on the transmission system to provide international electricity transmission.

Medium-term horizon

Due to the increasing volumes of transit flows, the routes of the 400 kV transmission system will be strengthened; and from 2017, phase-shifting transformers will be used in the 400 kV substation in Hradec. The 220 kV system will gradually be decommissioned. The changes planned in the transmission system and the 110 kV networks have been proven sufficient to secure their operation in all the variants.

The number of distributed sources will grow. These will be connected to the LV and HV distribution networks. The results of the network analyses show that in the medium-term horizon, no investments beyond those planned by the network operators will be needed at the level of the transmission system, the TS/110kV transformation and the 110kV networks. The differences in the loading of these networks are minimal among the individual variants. While growing capacity of distributed sources, the number of 110 kV nodal areas with reverse flows (i.e. from the distribution to the transmission system) will grow. Overall, however, the offtake character of the 110 kV nodal areas will prevail.

The increase in the installed capacity of distributed sources will result in increased requirements for strengthening the distribution networks. The necessary renewal and reconstruction connected with modifying the technical parameters of the network components and strengthening the network will speed up with the approaching end of the technical lifespan of network equipment and structures.

Long-term horizon

The long-term policy for the development of the transmission network anticipates its gradual transition to a uniform 400 kV voltage level. The total replacement of the 220 kV system should be completed by 2040. The strengthening of the transmission networks by new 400 kV lines, together with the growing share of decentralized sources, will result in the lower loading of the elements of the power system, which will lead to an increase in the reactive power generated by the lines of the transmission and distribution systems. Maintaining the voltage conditions within the operating limits will require the installation of new compensation facilities.

Další rozvoj distribučních soustav nn a vn bude ovlivněn pokračujícím nárůstem výroby z decentralních zdrojů a změnou ve struktuře spotřeby (elektromobily). To si vyžádá výrazné posilování distribučních soustav na těchto napěťových úrovních. Výraznější bude také nutnost změn v organizaci provozu a způsobu řízení DS – využívání akumulace elektřiny spolu se zaváděním nových řídicích prvků. Provoz sítí v Centrální a Koncepční variantě je za předpokladu realizace plánovaných investic v sítích všech napěťových úrovní realizovatelný.

Varianta Decentrální, charakterizovaná masivním rozvojem decentralních zdrojů, je bez dodatečných opatření z pohledu provozu distribučních sítí nn a vn neprovozovatelná. Řešením pro začlenění decentralních zdrojů by v této variantě musela být určitá kombinace těchto opatření:

- výrazné posílení sítí nn a vn jejich zahuštěním, zvyšováním průřezů vodičů a navýšením počtu a výkonu distribučních transformačních stanic,
- instalace vn/nn transformátorů s regulací odboček pod zatížením (OLTC),
- nasazení akumulace přímo v místech výroby,
- realizace nových transformačních vazeb mezi všemi distribučními napěťovými hladinami.

Tyto investice by byly v naprosté většině případů nad rámec postupně probíhající přirozené obnovy sítí a v konečném důsledku by znamenaly výrazné navýšení plateb za využívání distribuce.

Následující tabulky uvádějí délky nových a rekonstruovaných vedení přenosové sítě a sítí 110 kV.

Further development of the LV and HV distribution systems will be affected by the continuing increase in production by distributed sources and changes in the structure of consumption (electric cars, etc.). This will require a significant strengthening of distribution systems at these voltage levels. There will also be a greater need for changes in the organization of the operation and management of the distribution system – the utilization of electricity accumulation together with the introduction of new means of management. Assuming the realization of the planned investments in networks of all voltage levels, the operation of networks in the Centralized and the Conceptual variants is feasible.

The Distributed variant, characterized by a massive development of decentralized sources, is not operable in terms of LV and HV distribution networks without additional measures. The solution for the secure operation of distributed sources in this variant would have to be a certain combination of the following measures:

- significant strengthening of the LV and HV networks by increasing concentration, increasing the cross-section of conductors and increasing the number and capacity of the distribution substations;
- installation of LV/HV transformers with transformers with on-load tap changers;
- accumulation at production sites;
- realization of new transformer connections among all distribution voltage levels.

In the majority of cases, these investments would go beyond the gradually ongoing renewal of networks, and in their final effect they would mean a significant increase in the price of distribution services.

The following tables give the lengths of the new and the reinforced transmission and 110 kV networks.

Tabulka 2 **Délky nových vedení v PS do roku 2050 (km)**
Table 2 **Lengths of new lines within the transmission system by 2050 (km)**

Výstavba vedení PS New TS lines	Délka nových vedení 400 kV v letech 2016–2025 Length of new 400 kV lines built between 2016–2025	Délka nových vedení 400 kV v letech 2026–2050 Length of new 400 kV lines built between 2026–2050
Výstavba vedení PS v nové trase New TS lines in new corridors	319	82
Výstavba dvojitého vedení PS v trase původní linky Doubling of existing TS line	401	632
Celková délka nových vedení PS Length of new PS lines in total	720	714

Tabulka 3
Table 3

Délky nových a rekonstruovaných vedení 110 kV do roku 2025 (km)
Lengths of new and reconstructed 110 kV lines till 2025 (km)

Výstavba vedení 110 kV New 110 kV lines	ČEZ Distribuce	E.ON Distribuce	PREdistribuce	Celkem Total
Výstavba vedení 110 kV v nové trase New 110 kV line in new corridor	311	72	75	458
Rekonstrukce vedení 110 kV v původní trase Reinforcement of current 110 kV lines	673	476	34	1 183
Celková délka nových a rekonstruovaných vedení 110 kV New and reinforced 110 kV lines in total	984	548	109	1 641

TRH A EKONOMIKA

Koneční zákazníci vyžadují vysokou spolehlivost zajištění dodávek elektřiny za stabilní ceny. V současné době někteří z nich zvažují možnost stát se nezávislími na velké energetice (rozvoj decentralizované energetiky; výroba pro vlastní spotřebu – prosumers) a tento trend v budoucnu zesílí. Současné velmi nízké burzovní ceny silové elektřiny v Evropě sice podporují hospodářský růst, ale nejsou dostatečné pro investice do jakýchkoli nepodporovaných zdrojů. Pro ČR je důležité dosáhnout konsensu o vhodném rozvoji energetiky a dospět k dohodě o způsobu jeho financování. Platná SEK je z tohoto pohledu dobře vyváženým výchozím dokumentem.

Střednědobý horizont

Ve střednědobém výhledu do roku 2030 se očekává významná korelace cen na německém a českém trhu s elektřinou – německý trh bude pro české ceny určující. Zpočátku budou tržní ceny elektřiny stagnovat na současné úrovni (28 až 32 EUR/MWh). Výraznější růst ceny je očekáván po roce 2023 díky změně skladby zdrojů v Německu (ukončení provozu posledních jaderných elektráren) a postupné navýšení ceny na úroveň 45 EUR/MWh pak do roku 2030. Růst ceny elektřiny do roku 2030 odráží předpokládaný růst ceny povolenek díky mechanismu MSR (Market Stability Reserve).

Dlouhodobý horizont

Má-li být elektrizační soustava stabilní a spolehlivá, bude nutné do ní výrazně investovat. V Koncepční variantě by se mezi roky 2016 a 2050 muselo v reálných cenách roku 2014 investovat do obnovy a rozvoje ES kolem 2 bil. CZK₂₀₁₄. Z toho přibližně 2/3 budou směřovat do obnovy a rozvoje výrobní základny, 7% si vyžádá obnova a rozvoj přenosové soustavy, zbývajících 27% pak obnova a rozvoj distribučních soustav. Do roku 2030 jsou potřebné investice téměř invariantní. Poté se však potřebné investice začínají výrazně lišit a investiční náročnost významně roste zejména u Decentrální varianty. Potřebné roční investice do obnovy a rozvoje ES by se v roce

MARKET AND ECONOMY

End-consumers require the high reliability of electricity supplies at stable prices. At present, some of them are considering the option of becoming independent of the large energy industry (development of decentralized energy industry; self-consumption – prosumers) and this trend will increase in the future. Although the current very low electricity prices at European exchanges support economic growth, they are not sufficient for investments in any non-subsidised sources. For the Czech Republic, it is important to reach a consensus about the suitable development of the energy industry, and to come to an agreement concerning the way to finance it. The updated SEP is a very well-balanced reference document in these terms.

Medium-term horizon

Within the medium-term horizon by 2030, a significant correlation of prices on the German and Czech electricity markets is anticipated – the German market will determine Czech prices. Initially, electricity market prices will stagnate at their current level (28 to 32 EUR/MWh). A more significant increase in prices is anticipated after 2023, due to a change in the mix of sources in Germany (the termination of operation of the last nuclear power stations) and a gradual increase in prices by 2030 to 45 EUR/MWh. The increase in the price of electricity by 2030 reflects the anticipated increase in the price of emission allowances thanks to the MSR mechanism (Market Stability Reserve).

Long-term horizon

If the power system is to be stable and reliable, it will need significant investment. In the Conceptual variant, it will be necessary to invest around CZK₂₀₁₄ 2 trillion in the renewal and development of PS between 2016 and 2050 (in real prices of 2014). Of this amount, approximately 2/3 will be directed to the renewal and development of the production base, 7% to the development of the transmission system, and the remaining 27% to the renewal and development of the distribution systems. Until 2030, the necessary investments are almost invariable. After that,

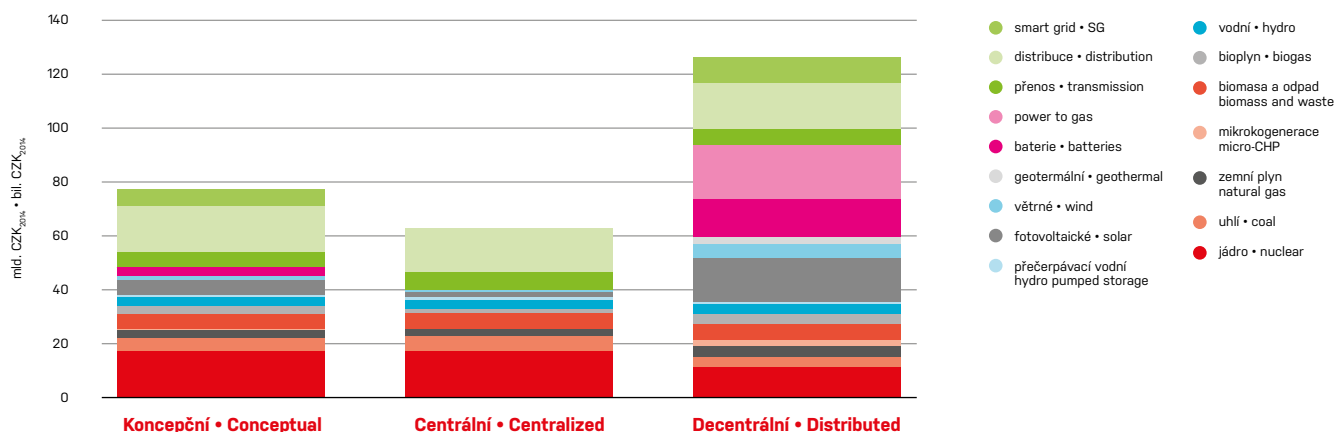
2050 měly pohybovat kolem 75 mld. CZK₂₀₁₄ u Koncepční varianty, kolem 60 mld. CZK₂₀₁₄ u Centrální varianty a kolem 125 mld. CZK₂₀₁₄ u Decentrální varianty. Decentrální varianta je tedy v tomto časovém horizontu zhruba dvojnásobně investičně náročná oproti variantě Centrální. Hlavním důvodem této disproporce jsou vysoké náklady spojené s akumulací elektřiny v Decentrální variantě. Investiční náročnost se promítá do výrobních nákladů elektřiny, které jsou u Decentrální varianty zhruba o 50 % vyšší oproti variantě Centrální. Zvýšení výrobních nákladů bude vyvolávat tlak na odpovídající růst cen elektřiny.

Následující obrázek ukazuje roční investice na obnovu a rozvoj ES v roce 2050 pro tři analyzované varianty.

however, the necessary investments begin to vary significantly, and the investment intensity increases primarily in the Distributed variant. The necessary annual investment in the renewal and development of the power system after 2050 should be around CZK₂₀₁₄ 75 billion in the Conceptual variant, around CZK₂₀₁₄ 60 billion in the Centralized variant and around CZK₂₀₁₄ 125 billion in the Distributed variant. Within this time horizon, the Distributed variant is approximately twice as investment-intensive as the Centralized variant. The main reason for this disproportion is the high costs connected with electricity accumulation in the Distributed variant. The investment intensity is reflected in the cost of electricity production, which is approximately 50% higher than in the Centralized variant. The increased production costs will create pressure for the relevant increase in the price of electricity.

The following figure shows the annual investments in renewal and development of the power system in 2050 for all three analysed variants.

Obrázek 15 **Roční investice na obnovu a rozvoj ES v roce 2050**
 Figure 15 **Annual investments in renewal and development of the power system in 2050**





POPTÁVKA

DEMAND

PLYNÁRENSTVÍ – VARIANTY

GAS INDUSTRY – VARIANTS

NÁVRH VARIANT

Trojice variant, které jsou ve studii představeny, je založena na vzájemně komplementárních provázaných předpokladech. Každá z variant je případovou studií, v níž jsou prezentovány možné cesty rozvoje a jejich důsledky. Nejedná se tedy o projekci stavu energetiky do roku 2050. Hlavním kritériem rozlišení variant je míra budoucí centralizace, respektive decentralizace energetiky – tyto dva mezní směry jsou představovány variantami Centrální a Decentrální. Mezi nimi se nachází varianta Konceptní, která vychází ze *Státní energetické koncepce*. Největším zdrojem diferenciací variant je rozvoj využití plynu k výrobě elektřiny a v KVET malého jednotkového výkonu.

Při návrhu variant se vychází z dosavadního vývoje a současného stavu energetiky ČR. Jsou analyzovány reálné možnosti změn energetiky v budoucnu, a to v celém řetězci dovoz – přeprava – distribuce – spotřeba plynu. Kritériem diferenciací variant je rozvoj decentralní energetiky, nicméně v navazujících analýzách jsou komplexně hodnocena i všechna další adekvátní kritéria technická, environmentální, geopolitická i ekonomická. Následující výčet uvádí seznam předpokladů a charakteristických rysů, které jsou společné variantě Konceptní, Centrální i Decentrální.

- **Demografie:** varianty vycházejí ze stejné predikce rozvoje demografie; větší počet obyvatel a domácností jsou faktory výrazně působící na navýšování poptávky po plynu; vzhledem ke snižující se dostupnosti ostatních fosilních paliv je očekáván nárůst podílu plynu na krytí poptávky po energii.
- **Ekonomika:** všechny varianty vycházejí ze stejné predikce rozvoje ekonomiky na makro úrovni; vyšší ekonomický výkon výrazně působí na navýšování poptávky po plynu, ačkoliv míra korelace ekonomické výkonnosti a poptávky plynu není tak výrazná jako u poptávky elektřiny; všechny varianty předpokládají stejný rozvoj podílu odvětví ekonomiky na HPH.
- **Rozvoj využití plynu v dopravě ve formě CNG:** ve všech variantách je očekáván stejně významný rozvoj využití plynu v dopravě, především ve formě CNG; s postupujícím tlakem na snižování uhlíkové stopy bude CNG vedle elektřiny druhým nejvýraznějším zdrojem energie pro automobilovou dopravu.

DESIGN OF THE VARIANTS

The three variants introduced in the study are based on mutually complementary assumptions. Each of the variants is a case study, in which possible ways of development and its consequences are presented. Those variants are not projections of the state of the electricity industry to 2050. The main criterion for differentiating these variants is the future level of centralization or rather distribution of the energy industry – the two limit variants are the Centralized and Distributed variants. Between these two is the Conceptual variant, which is based on *The State Energy Policy*. The main reason for the differentiation among variants is the utilization of gas in electricity production and CHP of small installed capacity.

The proposed variants are based on previous developments and the current state of the Czech energy industry. Real possibilities for future changes in the energy industry are analysed in the entire chain of import – transmission – distribution – consumption. The criterion for the differentiation of variants is the development of a decentralized energy industry. All other relevant criteria (technical, environmental, geopolitical and economic) are also assessed in the subsequent analyses. The next list gives the assumptions and characteristic features common to all three variants – Conceptual, Centralized and Distributed.

- **Demography:** all the variants are based on the same prediction of demographic development – a larger population and a greater number of households having a significant impact on the increase in demand for gas. Due to the decreasing availability of other fossil fuels, a further increase is anticipated in the share of covering the demand for energy by gas.
- **Economy:** all the variants are based on the same prediction of macroeconomic development – higher economic output significantly affects the increase in demand for gas, although the level of correlation between economic output and demand for gas is not as significant as in the case of electricity. All the variants anticipate the same development in the share of economy in GVA.
- **Development of utilization of gas in a CNG form in transportation sector:** in all the variants, the same development of utilization of gas is anticipated in transportation, mostly in the form of CNG. With the growing pressure to reduce the carbon footprint, CNG and electricity will become the second major source of energy in car transportation.

- **Náhrada tříděného HU:** všechny varianty předpokládají stejnou míru využití plynu při náhradě docházejícího tříděného hnědého uhlí (souvisí s ukončením produkce na lomů ČSA a Bílina).
- **Predikce úspor:** predikce poptávky plynu ve všech variantách vychází ze stejných předpokladů dosahování úspor; predikce zahrnuje výrazné úspory, které budou působit proti růstu poptávky plynu; ve výrobní sféře je dosahování úspor modelováno snižováním plynoenergetické náročnosti produkce přidané hodnoty, v domácnostech pak snižováním měrné spotřeby.
- **Spolehlivost provozu plynárenské soustavy:** pro všechny varianty je požadována stejná úhrnná spolehlivost provozu, z čehož pro různou poptávku plynu také různý rozvoj infrastruktury.
- **Dostatek zásobníkových kapacit:** SEK navrhuje kapacitu zásobníků plynu na území ČR ve výši 35–40 % roční spotřeby plynu. Rozvoj zásobníků v Dlouhodobé rovnováze je koncipován tak, aby se pohyboval kolem horní hranice tohoto rozmezí. Rozvoj zásobníků uvažuje pro názornost o lokalitách, kde je např. z geologického pohledu možné zásobník vystavět. Z tohoto důvodu jsou zahrnuty lokality, kde je či byl známý úmysl zásobník vybudovat, ačkoliv z dnešního pohledu není vybudování pravděpodobné na komerční bázi. Takový zásobník by musel být substituován zásobníkem o podobných parametrech v jiné lokalitě. Vzhledem ke kolísavému vývoji poptávky po plynu, kdy je rozvoj využití očekáván především ve střednědobém horizontu, bude využití instalované zásobníkové kapacity také kolísat.
- **Dostatek potrubní kapacity:** pro všechny varianty je požadováno zachování současné úrovně zabezpečení provozu; vyšší poptávka a vyšší rozvoj zásobníkové kapacity pak povedou k vyššímu rozvoji potrubní infrastruktury, přinejmenším z důvodu napojení nových zásobníků. S odkazem na SEK je u variant s vyšší poptávkou doporučena i realizace severojižního propojení, které může být v budoucnu nástrojem pro vyšší diverzifikaci zdrojů i tras, i když za současné situace se může zdát jeho realizace nadbytečná.
- **Substitute for graded coal:** all the variants assume the same level of utilization of gas as a substitution for the dwindling graded coal (connected with termination of production at the ČSA and Bílina mines).
- **Prediction of energy savings:** in all three variants, the prediction of the demand for gas is based on the same assumptions of achieving the targets of energy savings. The prediction includes significant energy savings, which will act against the increasing demand for gas. For the production sphere, reaching the targets of energy consumption is represented by the increase in gas-energy intensity of added value formation, for households by the decrease in specific consumption.
- **Reliability of the gas system's operation:** for all the variants, the same total reliability of operation is required, which results in varied development of infrastructure for varying demands for gas.
- **Sufficient gas storage capacity:** the SEP suggests GSF capacity to be 35–40% of the annual gas consumption in the Czech Republic. The Long-term Balance anticipates that GSF capacity's development close to the upper level of the range. The future development of GSF is considered in geologically favourable locations. Therefore, current or recent plans for construction of GSF have been considered as potential locations. Even though these plans have not been realized due to difficult recoverability of the investment. Such a GSF would have to be replaced by another one of similar parameters, but in a different location. Due to the fluctuating development of the demand for gas, anticipating development of utilization primarily in the medium-term horizon, the utilization of the installed storage capacity will also fluctuate.
- **Sufficient pipeline capacity:** for all the variants, the maintenance of the current level of operating security is assumed. Higher demand and greater development of storage capacity will therefore lead to greater development of pipeline infrastructure, at least due to the need to connect the new GSF. In accordance with the SEP, it is recommended to construct North-South corridor for the variants with higher demand. This infrastructure might help diversify sources and routes in the future, although its realization might not appear necessary today.

VARIANTA KONCEPČNÍ

Varianta Koncepční (značena K) vychází z koridorů vytyčených ve *Státní energetické koncepci* a konkretizuje rozvoj plynárenství ČR dle jejího *Optimalizovaného scénáře* a dle názorů představitelů české rozhodovací sféry (především MPO) z roku 2016. Varianta využívá vyvážený mix primárních zdrojů; dojde k částečnému navýšení uplatnění plynových zdrojů na výrobu elektřiny.

CONCEPTUAL VARIANT

The Conceptual variant (marked as Co) is based on the development paths defined in *The State Energy Policy* and specifies the development of the Czech gas industry according to its *Optimum scenario* and according to the opinions of the representatives of the Czech decision-making sphere (in particular the Czech Ministry of Industry and Trade) from 2016. This variant is characterized by balanced mix of PES; there will be a partial increase in the utilization of gas sources in electricity production.

POPTÁVKA PLYNU

Koncepční varianta předpokládá velmi mírný a plynulý pokles poptávky plynu v kategorii ostatní spotřeby, což je veškerá spotřeba mimo výrobu elektřiny, KVET a všechny nové oblasti poptávky. Tento trend je dán především výrazným tlakem na dosahování úspor (viz následující obrázek), ale také přechodem části ostatní spotřeby v malooběru k mikrokogenerační výrobě tepla. Všechny ostatní kategorie jsou ve srovnání s dnešním stavem růstové, byť ke konci sledovaného období bude dle předpokladů docházet k mírnému poklesu.

Očekává se především růst poptávky plynu při samostatné výrobě elektřiny a velmi výrazně především v KVET (včetně malé kogenerace) a MKO (mikrokogenerace). Přibližně od roku 2020 se bude projevovat také růst poptávky ve formě CNG a růst poptávky při nahrazování tříděného hnědého uhlí. Celkové navýšení poptávky oproti dnešku činí 51 TWh. V tom se jednotlivé kategorie uplatňují takto (navýšení mezi roky 2015 a 2050):

• Ostatní spotřeba	-2,7 TWh
• Monovýroba elektřiny	+1,8 TWh
• KVET (včetně MAKO) a MKO	+29,0 TWh
• Náhrada HU	+5,4 TWh
• CNG	+17,6 TWh

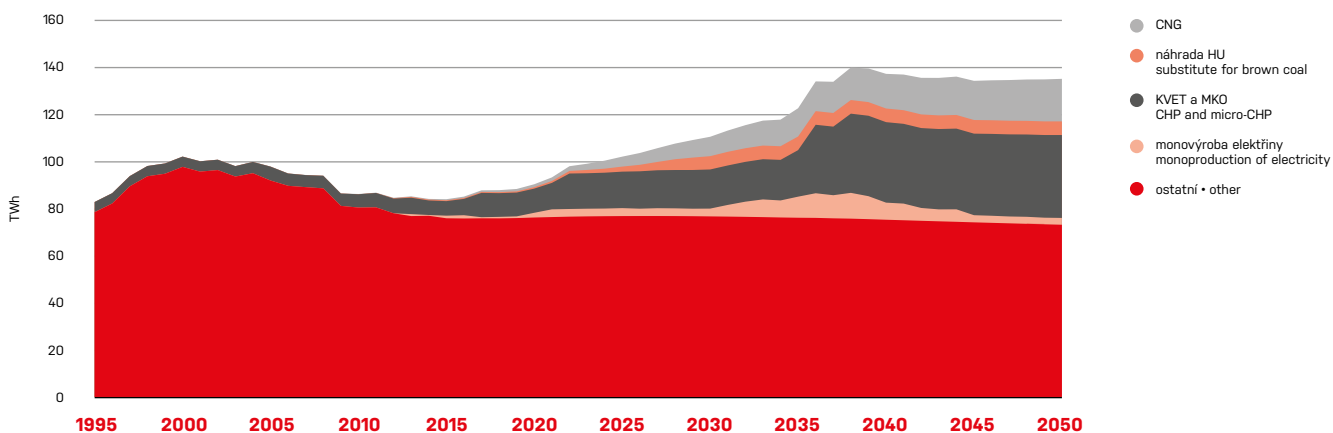
DEMAND FOR GAS

The Conceptual variant anticipates a very gentle and continuous decline in demand for gas in the category of other consumption, which is all consumption excluding electricity production, CHP and all other new areas of demand. This trend is mainly due to strong pressure to achieve energy savings (see following figure), and also the transition in the area of other consumption in the retail sector to micro-CHP heat production. In comparison with the current state, all other categories are on the increase; although a slight decrease is anticipated by the end of the analysed period.

In particular, increasing demand for gas is anticipated in the self-production of electricity; significant growth in this area is anticipated in particular in CHP (including small-scale CHP) and micro-CHP. By about 2020, there will be growth in demand for CNG and also growth in demand for gas as a substitution for graded coal. The total increase in demand compared to the present day should be approximately 51 TWh. The share of the individual categories in the total increase is as follows (increase between 2015 and 2050):

• Other consumption	-2.7 TWh
• Electricity monoproduction	+1.8 TWh
• CHP (including small-scale CHP) and micro-CHP	+29.0 TWh
• Substitution of brown coal	+5.4 TWh
• CNG	+17.6 TWh

Obrázek 16 **Vývoj kategorií poptávky – varianta Koncepční**
Figure 16 **Development of the demand categories – Conceptual variant**



ZÁSOBNÍKY PLYNU

Na vývoj poptávky musí za předpokladu zachování současné bezpečnosti provozu reagovat vývoj zásobníkové kapacity a výkonu čerpání. Celkově jde oproti roku 2015 o navýšení o 77%. Nové zásobníky (viz bod 6) budou ložiskového typu, ale s vyšším čerpacím výkonem, než je obvyklý nyní.

Ve variantě Koncepční je počítáno s výrazným rozvojem zásobníkové kapacity:

1. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřice Jih (navýšení až na 100 mil. m³),
2. zprovoznění plné kapacity v lokalitě Dambořice (celková kapacita 450 mil. m³),
3. výstavba zásobníku v lokalitě Břeclav o celkové kapacitě 200 mil. m³,
4. výstavba zásobníku v lokalitě Dolní Rožínka o celkové kapacitě 200 mil. m³,
5. napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích (580 mil. m³) na českou plynárenskou soustavu,
6. výstavba nových zásobníků ložiskového typu o celkové kapacitě 1 mld. m³ ve dvou lokalitách a dvou etapách.

POTRUBNÍ INFRASTRUKTURA

V návaznosti na rozvoj spotřeby plynu a potřebné kapacity zásobníků byly ve variantě Koncepční navrženy následující nové potrubní projekty o celkové délce 283 km (na území ČR):

1. výstavba plynovodu Moravia – 157 km,
2. výstavba česko-polského přeshraničního propojení STORK II (Hař–Kędzierzyn) – 52 km,
3. výstavba česko-rakouského přeshraničního propojení Břeclav–Baumgarten – 14 km,
4. napojení zásobníku Dolní Bojanovice na český plynárenský systém – 5 km,
5. napojení nových zásobníků ve známých lokalitách (Břeclav, Dolní Rožínka) – 25 km,
6. napojení dvou nových zásobníků v nespecifikovaných lokalitách – 30 km.

GAS STORAGE FACILITIES

To maintain the current level of security of operation, the development of gas storage capacity and withdrawing capacity must react to the development of demand. In total, this means an increase by approximately 77% in comparison with 2015. New gas storage facilities (see point 6) are to be the deposit type, but with higher withdrawing capacity than usual.

In the Conceptual variant, a significant development of GSF capacity is anticipated:

1. commissioning of the full capacity of the gas storage in Uhřice Jih (extension up to 100 million m³);
2. commissioning of full storage capacity in Dambořice (total capacity 450 million m³);
3. construction of a gas storage facility in Břeclav with total capacity 200 million m³;
4. construction of a gas storage facility in Dolní Rožínka with total capacity 200 million m³;
5. connection of the gas storage facility in Dolní Bojanovice (580 million m³) to the Czech gas system;
6. construction of a new gas storage facility (depleted field type) with total capacity 1 billion m³ at two locations and in two stages.

PIPELINE INFRASTRUCTURE

In connection with the development of consumption and the required gas storage capacity, the following pipeline projects of total length of 283 km are proposed (in the Czech Republic):

1. construction of the Moravia gas pipeline – 157 km;
2. construction of the Czech-Polish interconnection STORK II (Hař–Kędzierzyn) – 52 km;
3. construction of the Czech-Austrian cross-border interconnection Břeclav–Baumgarten – 14 km;
4. connection of Dolní Bojanovice gas storage facility to the Czech gas system – 5 km;
5. connection of two new gas storage facilities at known locations (Břeclav, Dolní Rožínka) – 25 km;
6. connection of two new gas storage facilities, unspecified locations – 30 km.

VARIANTA CENTRÁLNÍ

Varianta Centrální (značena C) vychází z předpokladu, že se budou rozvíjet pouze velké energetické zdroje, včetně využití fosilních PEZ. Při výrobě elektřiny dojde k výraznému rozvoji využití jaderné energie, ve srovnání variant pak k nejméně výraznému útlumu využití uhlí a také k výraznému navýšení využití plynu, byť ve srovnání variant nejméně výraznému. Dle této varianty nedojde k odklonu od CZT, pouze ke snížení poptávky po CZT vlivem úspor. Tato varianta nepočítá s rozvojem mikrokogenerací ani malých kogenerací.

POPTÁVKA PLYNU

Centrální varianta předpokládá stejně jako varianta Konceptční velmi mírný a plynulý pokles poptávky plynu v kategorii ostatní spotřeby, což je veškerá spotřeba mimo výrobu elektřiny, KVET a všechny nové oblasti poptávky, a to z důvodu dosahování úspor (viz následující obrázek).

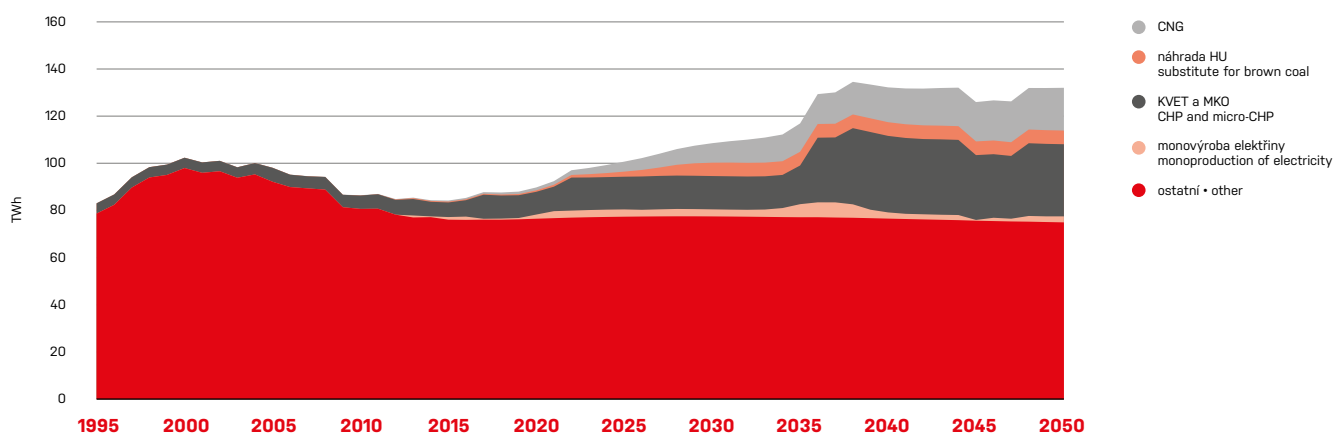
CENTRALIZED VARIANT

The Centralized variant (marked as Ce) is based on the assumption that only large-scale energy sources will be developed, including the utilization of fossil PES. Significant development of utilization of nuclear energy is anticipated for electricity production. In the comparison of all variants, this one anticipates the least significant downturn in the utilization of coal and also a considerable increase in the utilization of gas, although it is the lowest of the three variants. According to this variant, there will be no transition away from district heating, but only a decrease in demand for district heating due to conservation measures. This variant does not anticipate any development of micro-CHP or small-scale CHP units.

DEMAND FOR GAS

Like the Conceptual variant, the Centralized variant anticipates a very gentle and continuous decline in demand for gas in the category of other consumption, which is all consumption excluding electricity production, CHP and other new areas of demand because of reaching the savings (see following figure).

Obrázek 17 Vývoj kategorií poptávky – varianta Centrální
Figure 17 Development of the demand categories – Centralized variant



Všechny ostatní kategorie jsou ve srovnání s dnešním stavem růstové, byť ke konci sledovaného období bude dle předpokladů docházet k mírnému poklesu. Očekává se především růst poptávky plynu při samostatné výrobě elektřiny a velmi výrazně především v KVET. Přibližně od roku 2020 se bude projevat také růst poptávky ve formě CNG a růst poptávky při nahrazování tříděného hnědého uhlí. Celkové navýšení poptávky oproti dnešku činí přibližně 48 TWh. V tom se jednotlivé kategorie uplatňují takto (navýšení mezi roky 2015 a 2050):

• Ostatní spotřeba	-1,1 TWh
• Monovýroba elektřiny	+1,4 TWh
• KVET (včetně MAKO) a MKO	+24,3 TWh
• Náhrada HU	+5,4 TWh
• CNG	+17,6 TWh

ZÁSOBNÍKY PLYNU

Na vývoj poptávky musí – za předpokladu zachování současné bezpečnosti provozu – reagovat vývoj zásobníkové kapacity a výkonu čerpání. Celkově jde oproti roku 2015 o navýšení o přibližně 67%. Nový zásobník (viz bod 6) bude ložiskového typu, ale s vyšším čerpacím výkonem, než je obvyklý nyní (vyčerpání kapacity za přibližně 30 dní).

Ve variantě Centrální je počítáno s výrazným rozvojem zásobníkové kapacity:

1. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřetice Jih (navýšení až na 100 mil. m³),
2. zprovoznění plné kapacity v lokalitě Dambořice (celková kapacita 450 mil. m³),
3. výstavba zásobníku v lokalitě Břeclav o celkové kapacitě 200 mil. m³,
4. výstavba zásobníku v lokalitě Dolní Rožínka o celkové kapacitě 200 mil. m³,
5. napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích (580 mil. m³) na českou plynárenskou soustavu,
6. výstavba nového zásobníku ložiskového typu o celkové kapacitě 0,5 mld. m³.

POTRUBNÍ INFRASTRUKTURA

V návaznosti na rozvoj spotřeby a potřebné kapacity zásobníků byly ve variantě Centrální navrženy následující nové potrubní projekty o celkové délce 216 km (na území ČR):

1. výstavba plynovodu Moravia – 157 km,
2. výstavba česko-rakouského přeshraničního propojení Břeclav–Baumgarten – 14 km,
3. napojení zásobníku Dolní Bojanovice na český plynárenský systém – 5 km,
4. napojení nových zásobníků ve známých lokalitách (Břeclav, Dolní Rožínka) – 25 km,
5. napojení jednoho nového zásobníku v nespecifikované lokalitě – 15 km.

In comparison with the current state, all other categories are on the increase, although towards the end of the examined period, a slight decrease can be seen. In particular, an increase in the demand for gas is anticipated in self-production of electricity and particularly very significant growth of demand in CHP sector. By about 2020, there will be growth in demand for CNG and also in demand for gas as a substitution for graded brown coal. Compared to the present days, the total increase in demand should be approximately 48 TWh. The share of the individual categories in the total increase is as follows (increase between 2015 and 2050):

• Other consumption	-1.1 TWh
• Electricity monoproduction	+1.4 TWh
• CHP (including small-scale CHP) and micro-CHP	+24.3 TWh
• Substitution of brown coal	+5.4 TWh
• CNG	+17.6 TWh

GAS STORAGE FACILITIES

To maintain the current level of security of operation, the development of gas storage capacity and withdrawing capacity must react to the development of demand. In total, this means an increase by approximately 67% in comparison with 2015. The new gas storage facility (see point 6) will be of the depleted field type – but with a higher withdrawing capacity than usual (total capacity withdrawn in approximately 30 days).

In the Centralized variant, a significant development of gas storage capacity is anticipated:

1. commissioning of the full capacity of the gas storage in Uhřetice Jih (extension up to 100 million m³);
2. commissioning of full storage capacity in Dambořice (total capacity 450 million m³);
3. construction of a gas storage facility in Břeclav, total capacity 200 million m³;
4. construction of a gas storage facility in Dolní Rožínka, total capacity 200 million m³;
5. connection of the gas storage facility in Dolní Bojanovice (580 million m³) to the Czech gas system;
6. construction of a new gas storage facility, total capacity 0.5 billion m³.

PIPELINE INFRASTRUCTURE

Following the development of consumption and the required gas storage capacity, these pipeline projects of total length of 216 km are proposed in the Centralized variant (in the Czech Republic):

1. construction of the Moravia gas pipeline – 157 km;
2. construction of the Czech-Austrian cross-border interconnection Břeclav – Baumgarten – 14 km;
3. connection of Dolní Bojanovice gas storage facility to the Czech gas system – 5 km;
4. connection of two new gas storage facilities at existing locations (Břeclav, Dolní Rožínka) – 25 km;
5. connection of one of the new gas storage facilities at unspecified location – 15 km.

VARIANTA DECENTRÁLNÍ

Varianta Decentrální (značena D) vychází z předpokladu, že se budou velmi výrazně rozvíjet malé energetické zdroje, především OZE, ale výrazně také malá kogenerace a mikrokogenerace. Při výrobě elektřiny i tepla tak dojde k výraznému navýšení využití plynu.

Rozvoj decentrálních zdrojů nebude stačit k pokrytí poptávky, takže bude muset dojít rovněž k mírnému navýšení využití jaderné energie a velkých, především plynových zdrojů. Dle této varianty dojde k výraznému odklonu od CZT, který bude činit 50% konečné spotřeby tepla pro rok 2050, jež bylo původně z CZT.

POPTÁVKA PLYNU

Decentrální varianta předpokládá – stejně jako Konceptční – velmi mírný a plynulý pokles poptávky plynu v kategorii ostatní spotřeby, což je veškerá spotřeba mimo výrobu elektřiny, KVET a všechny nové oblasti poptávky. Tento trend je dán především výrazným tlakem na dosahování úspor (viz následující obrázek), ale velmi výrazně také přechodem části ostatní spotřeby v maloodběru k mikrokogenerační výrobě tepla.

Všechny ostatní kategorie jsou ve srovnání s dnešním stavem růstové, byť ke konci sledovaného období bude dle předpokladů docházet i v této variantě k mírnému poklesu. Očekává se především růst poptávky plynu při samostatné výrobě elektřiny a velmi výrazně především v KVET. Přibližně od roku 2020 se bude projevovat také růst poptávky ve formě CNG a růst poptávky při nahrazování tříděného hnědého uhlí. Celkové navýšení poptávky oproti dnešku činí přibližně 48 TWh. V tom se jednotlivé kategorie uplatňují takto (navýšení mezi roky 2015 a 2050):

• Ostatní spotřeba	-10,6 TWh
• Monovýroba elektřiny	+5,1 TWh
• KVET (včetně MAKO) a MKO	+47,5 TWh
• Náhrada HU	+5,4 TWh
• CNG	+17,6 TWh

DISTRIBUTED VARIANT

The Distributed variant (marked as D) is based on the assumption that small-scale energy sources will be developed significantly, in particular the RES, and small-scale CHP and micro-CHP will be developed considerably. Therefore, there will be a great increase in the utilization of gas for electricity and heat production.

Development of distributed sources will not be able to cover demand; therefore, there will also need to be an increase in the utilization of nuclear energy and large, mostly gas-firing units. According to this variant, there will be a significant transition away from district heating, which should make up 50% of total heat consumption for 2050, which originally came from district heating.

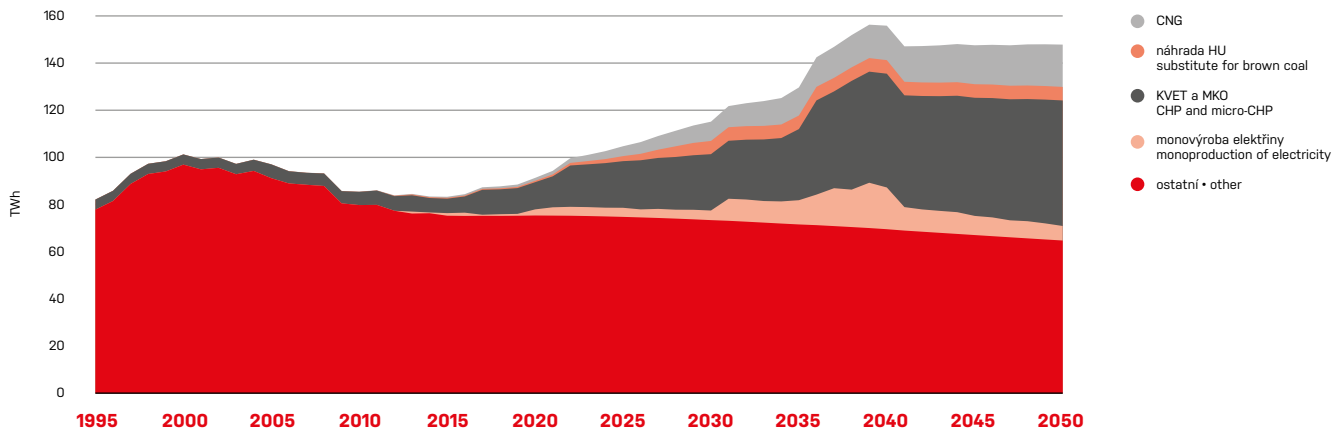
DEMAND FOR GAS

Like the Conceptual variant, the Distribution variant anticipates a very gentle and continuous decline in demand for gas in the category of other consumption, which is all consumption excluding electricity production, CHP and other new sectors of demand. This trend is mainly due to great pressure to achieve energy savings (see following figure), and also significantly by the transition of a part of the other consumption to micro-CHP in the low consumption sector.

In comparison with the current state, all other categories are on the increase; although, a slight decrease is also anticipated by the end of the examined period in this variant. In particular, an increase in the demand for gas is anticipated in self-production of electricity and particularly very significant growth of demand in CHP sector. By 2020 or so, there will be a growth in demand for CNG and also a growth in demand for gas as a substitution for graded brown coal. Compared to the present days, the total increase in demand should be approximately 48 TWh. The share of the individual categories in the total increase is as follows (increase between 2015 and 2050):

• Other consumption	-10.6 TWh
• Electricity monoproduction	+5.1 TWh
• CHP (including small-scale CHP) and micro-CHP	+47.5 TWh
• Substitution of brown coal	+5.4 TWh
• CNG	+17.6 TWh

Obrázek 18 **Vývoj kategorií poptávky – varianta Decentrální**
 Figure 18 **Development of the demand categories – Distributed variant**



ZÁSOBNÍKY PLYNU

Na vývoj poptávky musí za předpokladu zachování současné bezpečnosti provozu reagovat vývoj zásobníkové kapacity a výkonu čerpání. Celkově jde oproti roku 2015 o navýšení o přibližně 101%. Nové zásobníky (viz bod 6) budou ložiskového typu, ale s vyšším čerpacím výkonem, než je obvyklý nyní (vyčerpání kapacity za přibližně 30 dní).

Ve variantě Decentrální je počítáno s výrazným rozvojem zásobníkové kapacity:

1. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřetice Jih (navýšení až na 100 mil. m³),
2. zprovoznění plné kapacity v lokalitě Dambořice (celková kapacita 450 mil. m³),
3. výstavba zásobníku v lokalitě Břeclav o celkové kapacitě 200 mil. m³,
4. výstavba zásobníku v lokalitě Dolní Rožínka o celkové kapacitě 200 mil. m³,
5. napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích (580 mil. m³) na českou plynárenskou soustavu,
6. výstavba nových zásobníků ložiskového typu o celkové kapacitě 1,5 mld. m³ ve třech lokalitách a třech etapách.

GAS STORAGE FACILITIES

To maintain the current level of security of operation, the development of gas storage capacity and withdrawing capacity must react to the demand development. In total, this makes an increase by approximately 101% in comparison with 2015. The new gas storage facilities (see point 6) will be of the depleted field type – but with a higher withdrawing capacity than usual (total capacity withdrawn in approximately 30 days).

In the Distributed variant, a significant development of GSF capacity is anticipated:

1. commissioning of the full capacity of the gas storage in Uhřetice Jih (extension up to 100 million m³);
2. commissioning of full storage capacity in Dambořice (total capacity 450 million m³);
3. construction of a gas storage facility in Břeclav, total capacity 200 million m³;
4. construction of a gas storage facility in Dolní Rožínka, total capacity 200 million m³;
5. connection of the gas storage facility in Dolní Bojanovice (580 million m³) to the Czech gas system;
6. construction of new depleted field type GSF (totally 1.5 billion m³) at three locations in three stages.

POTRUBNÍ INFRASTRUKTURA

V návaznosti na rozvoj spotřeby a potřebné kapacity zásobníků byly ve variantě Decentrální navrženy následující nové potrubní projekty o celkové délce 374 km (na území ČR):

1. výstavba plynovodu Moravia – 157 km,
2. výstavba česko-polského přeshraničního propojení STORK II (Hař–Kędzierzyn) – 52 km,
3. výstavba česko-rakouského přeshraničního propojení Břeclav–Baumgarten – 14 km,
4. výstavba česko-rakouského přeshraničního propojení Záboří–Oberkappel – 76 km,
5. napojení zásobníku Dolní Bojanovice na český plynárenský systém – 5 km,
6. napojení nových zásobníků ve známých lokalitách (Břeclav, Dolní Rožínka) – 25 km,
7. napojení tří nových zásobníků v nespecifikovaných lokalitách – 45 km.

Následující obrázek ukazuje srovnání instalované kapacity zásobníků pro tři analyzované varianty. Ve všech variantách roste, a to především ve vazbě na rozvoj zdrojové základny elektroenergetiky, spotřeba plynu a úměrně tomu je tedy navržen i nárůst kapacity zásobníků. Rozvoj zásobníků je navržen tak, aby poměr kapacity zásobníků a spotřeby plynu oscilloval kolem horní hranice doporučené v SEK (40 %).

PIPELINE INFRASTRUCTURE

Following the development of consumption and the required gas storage capacity, the next pipeline projects of total length of 374 km are considered in the Distributed variant (in the Czech Republic):

1. construction of the Moravia gas pipeline – 157 km;
2. construction of the Czech-Polish interconnection STORK II (Hař – Kędzierzyn) – 52 km;
3. construction of the Czech-Austrian cross-border interconnection Břeclav – Baumgarten – 14 km;
4. construction of the Czech-Austrian cross-border interconnection Záboří – Oberkappel – 76 km;
5. connection of Dolní Bojanovice gas storage facility to the Czech gas system – 5 km;
6. connection of new gas storage facilities in known locations (Břeclav, Dolní Rožínka) – 25 km;
7. connection of three new gas storage facilities at unspecified locations – 45 km.

The following figure shows a comparison of the gas storage capacity for three analysed variants. It increases in all three variants, mainly due to the development of energy industry source base and gas consumption which is followed by GSF storage capacity. The GSF capacity is proposed in such way to fulfil recommended target mentioned in the SEP – GSF capacity/total gas consumption ratio should reach 40%.

Obrázek 19 **Kapacita zásobníků plynu**
Figure 19 **Gas storage capacity**



PLYNÁRENSTVÍ – SHRNUÍ ANALÝZ

GAS INDUSTRY – SUMMARY

POLITIKY, LEGISLATIVA A TRENDY

Hlavním faktorem, který utváří podobu energetické politiky na globální úrovni, je paradigma klimatické změny. Aktuálně je klíčovým dokumentem Pařížská smlouva. Evropská unie je jedním z lídrů a v tomto duchu je ovlivněna i její energetická politika. Za hlavní směry pro naplnění environmentálních cílů si EU vymezila snižování emisí skleníkových plynů, a to prostřednictvím: a) zvyšování energetické účinnosti a dosahování úspor, b) zvyšování podílu OZE. Na úrovni EU nebyla dosud jasně vymezena budoucí role zemního plynu v energetice. Důvodem je především ideologický přístup k tématu globálního oteplování, nejednotný a nekoordinovaný postup při tvorbě koncepčních materiálů. Cíle omezení emisí jsou prosazovány byrokraticky a na základě zbytečně složitých a protichůdných mechanismů. Plyn je na jednu stranu vhodný energetický zdroj pro přechod k nízkouhlíkové ekonomice, na stranu druhou existuje určitá nedůvěra k této komoditě, související zejména s bezpečností dodávek.

Státní energetická koncepce stanovuje cílové hodnoty k roku 2040 a vymezuje směřování české energetiky. Jedním z cílů je zvýšení podílu zemního plynu na spotřebě primárních zdrojů energie ze současných 16 % na 18–25 % v roce 2040.

PLYNÁRENSTVÍ V EVROPĚ A VE SVĚTĚ

Globálně si zemní plyn udržuje stabilní, mírně růstovou pozici, která odpovídá 19–24% podílu na spotřebě primárních zdrojů energie za posledních 30 let. Tento trend bude pokračovat i nadále a v roce 2040 by světová spotřeba plynu měla být o 38 % vyšší než dnes. Poptávka poroste především v rozvíjejících se státech v čele s Čínou a Indií. Naopak v EU bude růst výrazně nižší, v mnoha zemích dojde pravděpodobně ke stagnaci či poklesu, který je očekáván rovněž v USA. Tento trend souvisí zejména s očekávaným obecným poklesem spotřeby energie v ekonomicky rozvinutých zemích. Celková spotřeba zemního plynu ve světě dosáhla v roce 2015 téměř 3,5 bilionu m³, zatímco celosvětově ověřené zásoby dosáhly ke konci roku 2015 úrovně téměř 187 bil. m³. Další odhadované konvenčně těžitelné zásoby pak činí přibližně 251 bil. m³. Odhadované zásoby nekonvenčně těžitelného plynu, jehož těžba je spjata s výrazně vyššími těžebními náklady, pak činí přibližně 344 bil. m³. Celkově jsou tedy světové zásoby přibližně

ENERGY POLICY, LEGISLATION AND TRENDS

The major factor that shapes the energy policy at the global level is the paradigm of climate change. Currently, the key conceptual document is the Paris Agreement. The European Union is one of the leaders and its energy policy is shaped in this spirit. The EU has identified the general reduction in greenhouse gas emissions as its main environmental target, which is to be achieved by: a) increasing energy efficiency and meeting energy savings targets; b) increasing the share of RES. At the level of the EU, the future role of natural gas in the energy industry has not been clearly defined yet. The reasons for this are, in particular, the ideological approach to global warming and the fragmented and uncoordinated approach to the creation of conceptual materials. The targets for emission reduction are enforced bureaucratically and on the basis of unnecessarily complicated and contradictory mechanisms. Although, natural gas is considered as a suitable source for transition to the low carbon economy, there is also a common mistrust of this commodity, related mostly to the security of supply issue.

The State Energy Policy determines the target values for 2040 and defines the direction of the Czech energy industry. One of the targets is the increase of the share of natural gas in the consumption of primary energy sources from the current 16% to 18–25% in 2040.

THE GAS INDUSTRY IN EUROPE AND THE WORLD

Globally, natural gas maintains a stable, even slightly growing position, which corresponds to 19–24% share in the consumption of primary energy sources in the past 30 years. This trend will continue, and in 2040 the global consumption of gas should be 38% higher than today. The demand will grow mainly in the developing countries, headed by China and India. In the EU, on the contrary, the increase in consumption will be slower, and in many countries there will most likely be a decrease, which is also expected in the United States. This trend is mainly connected with the anticipated general decrease in energy consumption in the economically developed countries. In 2015, the total global consumption of natural gas was almost 3.5 trillion m³, while the globally proven reserves by the end of 2015 were nearly 187 trillion m³. In addition, there are approximately 251 trillion m³ of estimated conventional reserves.

782 bil. m³ plynu. Těžba plynu z nekonvenčních zdrojů v roce 2015 zajistila již více než jednu pětinu celosvětové poptávky.

Střednědobý horizont

Ve střednědobém výhledu do roku 2030 očekáváme pokračující celosvětovou nerovnováhu mezi nabídkou a poptávkou zemního plynu. Na přelomu druhé dekády se na trhu pravděpodobně objeví více než 100 mld. m³ amerického plynu ve formě LNG. Na základě analýz předpokládáme oživení rovněž na straně poptávky, a to především v rámci EU, kde se za posledních pět let uzavřely desítky paroplynových elektráren z důvodů nekonkurenceschopnosti. Přebytek nabídky plynu, který s sebou ponese relativně nižší cenu (ve srovnání s předchozím obdobím, ale i ostatními PEZ), a úprava systému EU ETS tak pravděpodobně navýší zastoupení plynu v elektroenergetice a teplárenství.

Dlouhodobý horizont

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

Následující obrázky ukazují predikci těžby ve vybraných státech světa a bilanci plynu v Evropě (z důvodu měřítka není v evropské bilanci uvedeno Norsko – těžba 117,2 mld. m³, spotřeba 4,8 mld. m³, zásoby 1,86 bil. m³).

Estimated unconventional gas reserves with significantly higher costs of extraction are approximately 344 trillion m³. In total, the global reserves amount to approximately 782 trillion m³ of gas. In 2015, the extraction of unconventional gas resources provided over one fifth of global demand.

Medium-term horizon

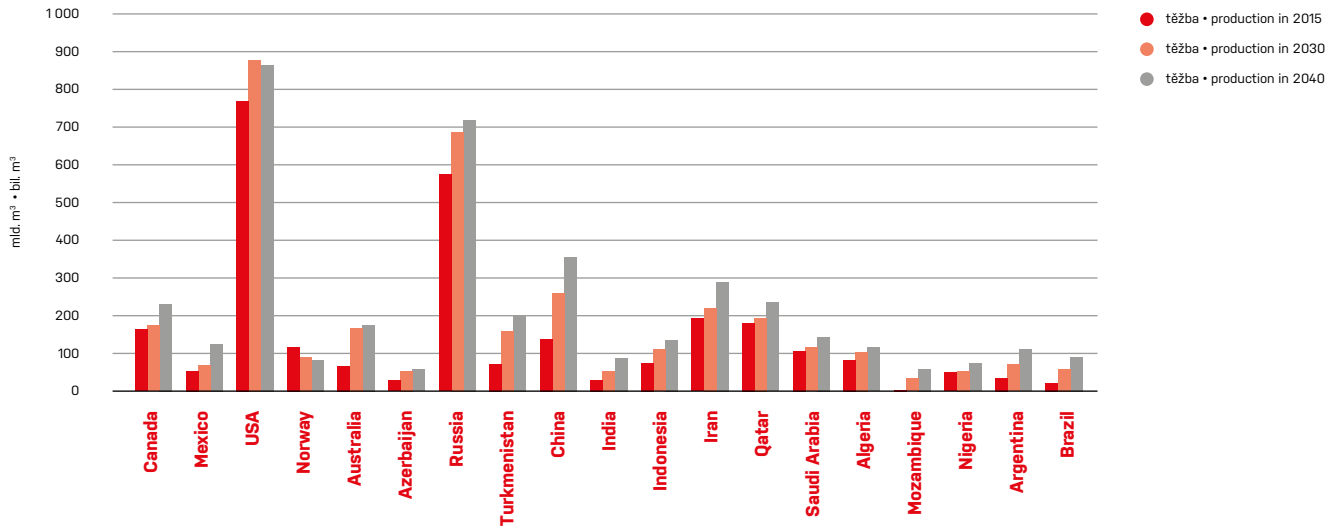
In the medium-term horizon, by 2030, a continuing global imbalance between natural gas supply and demand is anticipated. It is likely that at the end of the second decade, over 100 billion m³ of gas in the form of LNG will appear on the market. Based on the analyses, we anticipate recovery on the side of demand, in particular in the EU, where within the past five years tens of steam-gas power plants have been decommissioned due to their lack of competitiveness. The surplus of supplied gas, which will bring a relatively low price (in comparison with the previous period, and also in comparison with other PES), and the adjustments in the EU ETS system, are likely to increase the share of gas in the electricity and heating industries.

Long-term horizon

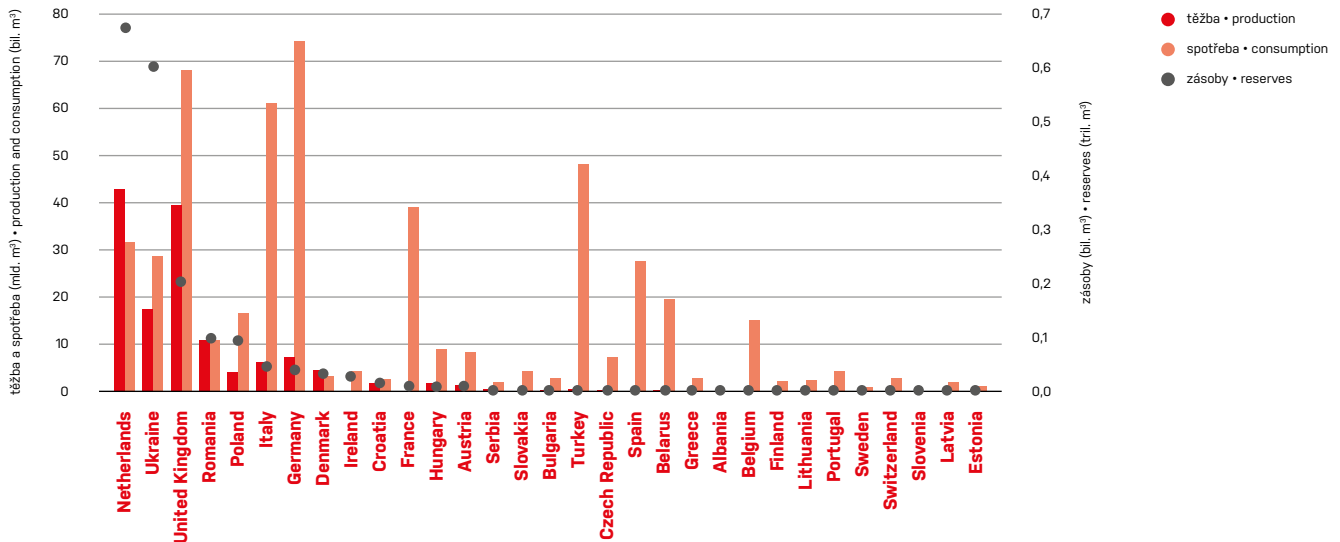
In the outlook after 2030, the situation on the global markets with gas and LNG should even out again and demand should grow, especially in the developing countries. The consumption of natural gas will be stimulated not only by economic growth, but also by the requirement for air protection. Despite the anticipated increase in demand, global natural gas reserves will significantly exceed the 2050 horizon (by over 100 years). Gas supplies in the form of LNG should replace the decreasing production of natural gas in the EU and in Norway. Russia is likely to remain the major supplier of gas to Europe.

The following figures show the production prediction of the selected countries and the balance of gas in Europe (due to the scale, Norway is not included in the balance – production 117.2 bil. m³, consumption 4.8 bil. m³, reserves 1.86 tril. m³).

Obrázek 20 **Predikce těžby ve vybraných státech světa**
 Figure 20 **Prediction of production in selected countries**



Obrázek 21 **Bilance plynu v Evropě**
 Figure 21 **Balance of natural gas in Europe**



POPTÁVKA PLYNU

Poptávka po plynu v ČR vykazuje klesající trend víceméně od počátku tohoto tisíciletí. Mezi hlavní faktory patří vliv klimatické změny, aplikace úsporných opatření, ekonomický pokles související s krizí roku 2009 a nevýrazný ekonomický růst, který by stimuloval poptávku. Do jisté míry se na tomto vývoji pravděpodobně podílí také změna struktury výroby – přemístění energeticky náročných odvětví do zemí s nižšími výrobními náklady.

Predikce poptávky ve všech třech variantách počítá s růstem, který vrcholí kolem roku 2040. Zásadním faktorem růstu je využití plynu při samostatné výrobě elektřiny a KVET. Uvedený výhled poptávky po plynu je spíše případovou studií než predikcí, a odpovídá tak na otázku, jak se bude vyvíjet poptávka po plynu v případě určitého způsobu rozvoje celé energetiky. Všechny tři varianty řešené v roce 2016 předpokládají výrazný růst poptávky po plynu do roku 2050 v rozmezí 57% (varianta Centrální) až 77% (varianta Decentrální) oproti roku 2015. Velmi výrazný nárůst ve variantě Decentrální je způsoben nikoliv jen výrazným růstem malé kogenerace a mikrokogenerace, ale také nutností instalovat rychle realizovatelné plynové zdroje elektřiny SCGT v situaci prodloužení v realizaci náhrady za odstavené jaderné zdroje. Jiný pohled na rozvoj plynárenství přináší například varianty z roku 2015, zejména pak varianta Nízkouhlíková, která do roku 2050 předpokládá nárůst celkové spotřeby plynu jen o přibližně 15%.

Z analýz vyplývá, že z pohledu rozvoje poptávky plynu jsou krajními směry ty, které reprezentují varianty Nízkouhlíková (varianta z řešení v roce 2015) a Decentrální (varianta ze současného řešení). Zatímco nízkouhlíková energetika v dlouhodobém horizontu vylučuje jakékoliv fosilní primární energetické zdroje a tím i plyn, pro decentrálně pojatou energetiku bude nutno i limitní výrobní kapacitu decentrálních obnovitelných zdrojů doplnit decentrálními zdroji plynovými. A protože ani limitní rozvoj plynových malých a mikrokogeneračních jednotek nebude stačit, bude nutno doplnit velké množství alespoň nízkoe emisních velkých, centrálních zdrojů, tedy jednotek SCGT, které budou pro svou rychlou realizovatelnost preferovány v situaci akutního nedostatku výrobních kapacit.

Střednědobý horizont

Ve střednědobém výhledu do roku 2030 očekáváme růst poptávky po plynu ve většině zkoumaných sektorů kromě domácností. Nejvíce se však růst projeví ve výrobní sféře v kategorii výroby elektřiny ve velkých jednotkách KVET, v malých kogeneracích a mikrokogeneracích (především ve variantě Decentrální) či ve využití CNG v dopravě. Mezi roky 2015 až 2030 předpokládáme nárůst celkové spotřeby plynu se zahrnutím CNG dle Koncepční varianty o 32%; rozvoj dle

DEMAND FOR GAS

The demand for gas in the Czech Republic has shown more or less stable declining trend since the beginning of this millennium. Among the major factors are climate change, the implementation of energy savings, the economic downturn connected to the crisis of 2009, and slight economic growth which is not sufficient for stimulating demand. To a certain extent, the change in the structure of production, which means the relocation of energy-intensive industries to countries offering lower production costs, also has a share in this development.

The prediction of demand in all three variants anticipates the increase that will culminate around 2040. The decisive factor in this growth is the utilization of gas in electricity monoproduction and CHP. The outlook for gas demand is more of a case study than a prediction and answers the question of how the gas demand will develop within the specific development of the entire energy industry. All three variants proposed in 2016 anticipate a significant increase in the gas demand by 2050, within the range of 57% (Centralized variant) to 77% (Distributed variant) in comparison with 2015. The very significant increase in the Distributed variant is not only caused by strong growth in small-scale and micro-CHP, but also by the need to install quickly-realizable gas-fired electricity sources if there is a delay in replacing the decommissioned nuclear power sources. Another view of the development of the gas industry is presented in the variants from 2015, particularly the Low-carbon variant, which anticipates an increase in total gas consumption of approximately 15% by 2050.

The analyses show that from the perspective of the gas demand development, the extreme directions are those presented in the Low-carbon variant (from the 2015 study) and the Distributed variant (from the current solution). While, in the long-term horizon, the Low-carbon energy industry excludes any fossil fuels and therefore also gas, for the energy industry conceived as decentralized it will be necessary to supplement the full production capacity of distributed RES with distributed gas-fired sources; and because even the extreme development of small-scale and micro-CHP units will not suffice, it will be necessary to add a large number of at least low-emission large centralized sources, which means SCGT units, which will be preferred if there is an acute lack of production capacities, due to the fact that they can be quickly utilized.

Medium-term horizon

In the medium-term outlook for 2030, an increase in demand for gas is anticipated in the majority of examined sectors, with the exception of households. However, the most significant increase will occur in the production sector, in the categories of electricity production in large-scale CHP units and in small-scale and micro-CHP (in particular in the Distributed variant) or in the utilization of CNG in transportation. Between 2015 and 2030, an increase in total gas

Centrální varianty by znamenal navýšení o 29% a rozvoj dle Decentrální varianty pak o 38%. Tento růst je dán především rozvojem využití plynu ve velkých jednotkách KVET a v malé kogeneraci.

Dlouhodobý horizont

Od roku 2035 bude docházet k výraznějšímu nahrazení dosavadních zdrojů elektrické energie. Ve všech variantách dojde k výraznému nárůstu spotřeby plynu při monovýrobě elektřiny a ve velkých jednotkách KVET; tímto způsobený nárůst spotřeby plynu jednotlivé varianty odlišuje nejvíce. K rozvoji mikrokogenerace dojde významně jen ve variantě Decentrální. Všechny varianty předpokládají výrazné zapojení CNG (či LNG) v dopravě.

- Mezi roky 2015 až 2050 předpokládáme nárůst celkové spotřeby plynu se zahrnutím CNG dle Koncepční varianty o 61%; rozvoj dle Centrální varianty by znamenal navýšení o 57% a rozvoj dle Decentrální varianty pak o 77%.
- Dle všech variant dojde mezi roky 2015 a 2050 k růstu poptávky po plynu z důvodu: a) rozvoje CNG či LNG v dopravě (navýšení o 17,6 TWh), b) využití plynu k částečné náhradě tříděného hnědého uhlí (navýšení o 5,4 TWh).
- Dle všech variant dojde mezi roky 2015 a 2050 i přes výrazný ekonomický růst k poklesu ostatní běžné spotřeby plynu o přibližně 2,8 TWh. Pokles bude dán výraznými úspornými opatřeními a navyšováním energetické efektivity.
- Pro variantu Koncepční bude dále nárůst mezi roky 2015 a 2050 dán: a) rozvojem využití plynu ve velkých jednotkách KVET a v malé kogeneraci a mikrokogeneraci (navýšení o 29 TWh), b) rozvojem samostatné výroby elektřiny za využití plynu (navýšení o 1,8 TWh).
- Pro variantu Centrální bude dále nárůst mezi roky 2015 a 2050 dán: a) rozvojem využití plynu ve velkých jednotkách KVET a v malé kogeneraci a mikrokogeneraci (navýšení o 24 TWh), b) rozvojem samostatné výroby elektřiny za využití plynu (navýšení o 1,4 TWh).
- Pro variantu Decentrální bude dále nárůst mezi roky 2015 a 2050 dán: a) rozvojem využití plynu ve velkých jednotkách KVET a v malé kogeneraci a mikrokogeneraci (navýšení o 48 TWh), b) rozvojem samostatné výroby elektřiny za využití plynu (navýšení o 5,1 TWh).

consumption (including CNG) of 32% is anticipated according to the Conceptual variant; the Centralized variant anticipates an increase of 29% and the Distributed variant of 38%. This increase will come mostly from the development of the utilization of gas in large-scale and small-scale CHP units.

Long-term horizon

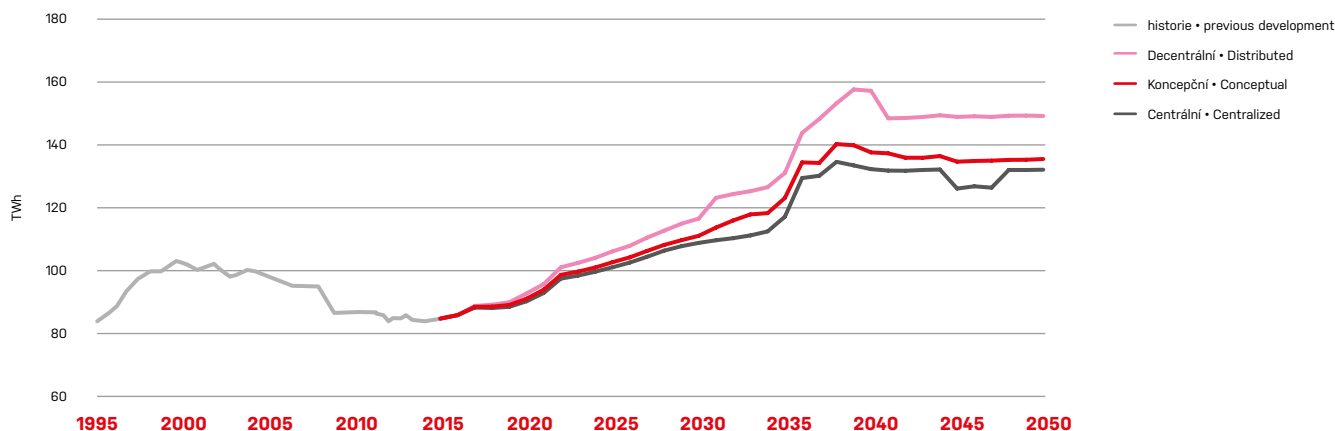
From 2035 on, a more significant replacement of existing electricity-generating units will occur. In all three variants, there will be a significant increase in gas consumption in electricity monoproduction and in large-scale CHP units; the increase in gas consumption presents the greatest difference between the variants. A significant development of micro-CHP is anticipated only in the Distributed variant. All variants anticipate significant utilization of CNG (or LNG) in transportation.

- Between 2015 and 2050, an increase in total gas consumption (including CNG) of 61% is anticipated according to the Conceptual variant; the Centralized variant anticipates an increase of 57% and the Distributed variant of 77%.
- According to all the variants, there will be an increase in demand for gas between 2015 and 2050 due to: a) development of CNG an LNG in transportation (an increase of 17.6 TWh); b) utilization of gas as a partial replacement for graded brown coal (an increase of 5.4 TWh).
- According to all the variants, there will be a decrease in other common gas consumption of 2.8 TWh between 2015 and 2050, despite significant economic growth. This drop will be achieved by strong energy savings and an increase in energy efficiency.
- In the Conceptual variant, the increase between 2015 and 2050 will also be achieved by: a) development in the utilization of gas in large-scale CHP units and in small-scale and micro-CHP (an increase of 29 TWh); b) development of the utilization of gas in electricity monoproduction (an increase of 1.8 TWh).
- In the Centralized variant, the increase between 2015 and 2050 will be achieved by: a) development in the utilization of gas in large-scale CHP units and in small-scale and micro-CHP (an increase of 24 TWh); b) development of the utilization of gas in electricity monoproduction (an increase of 1.4 TWh).
- In the Distributed variant, the increase between 2015 and 2050 will be achieved by: a) development of the utilization of gas in large-scale CHP units and in small-scale and micro-CHP (an increase of 48 TWh); b) development of the utilization of gas in electricity monoproduction (an increase of 5.1 TWh).

Následující obrázek ukazuje celkovou spotřebu plynu pro tři analyzované varianty.

The following figure shows the total gas consumption for the three analysed variants.

Obrázek 22 **Celková spotřeba plynu**
Figure 22 **Total gas consumption**



ZDROJE A PŘEPRAVNÍ TRASY PRO POTŘEBY ČR

Rostoucí poptávka po plynu ve strategických odvětvích (teplárenství a elektroenergetika) s sebou nese riziko prohloubení závislosti ČR na zahraničních surovinách. Pouze 2 % plynu na českém trhu pochází z domácí těžby, zbytek spotřeby je pokrýván dovozem především z Ruska (fyzicky téměř 100 %, obchodně 66 %). Dovozní závislost by se výrazně nesnížila ani v případě využití tuzemských nekonvenčních zdrojů plynu. Tuzemskou těžbu je možno navýšit o 1 TWh ročně. Produkce syntetického metanu pomocí P2G může za limitního rozvoje OZE dosáhnout 1,6 TWh. Své uplatnění může mít i biometan, z celosystémového pohledu však nepůjde o podstatné hodnoty. Aktuálně je 8 TWh bioplynu využíváno k výrobě elektřiny v bioplynových stanicích.

SOURCES AND TRANSMISSION ROUTES AVAILABLE TO THE CZECH REPUBLIC

The growing demand for gas in strategic sectors (the heating and electricity industries) brings the risk of deepening the dependence of the Czech Republic on imported raw materials. Only 2% of gas in the Czech Republic comes from domestic extraction; the remaining consumption is covered by imports, mostly from Russia (physically, almost 100%; commercially, 66%). Dependence on imports would not decrease significantly even with greater utilization of domestic unconventional gas resources. Domestic extraction can be increased by approximately 1 TWh a year. Production of synthetic methane using P2G technology could achieve approximately 1.6 TWh in the case of extreme development of RES. The production of biomethane might reach more significant values; not, however, from the perspective of the whole system. Currently, approximately 8 TWh of gas is used in electricity monoproduction in subsidised biogas plants.

V roce 2017 končí dvacetiletý kontrakt na dovoz norského plynu. V posledních letech se však norský plyn podílel na dovozu minimálními objemy a pro obchodníky se stalo výhodnější nakupovat plyn na evropských burzách. Podíl plynu tradičních evropských producentů, jako jsou Norsko, Nizozemí a Velká Británie, se na celoevropské úrovni začne snižovat v důsledku snižování produkce.

Střednědobý horizont

I přes rostoucí podíl plynu koupeného na evropských burzách lze očekávat, že plyn z Ruska zůstane do konce sledovaného horizontu hlavním zdrojem pro ČR. V roce 2035 končí dodávky ruského plynu na základě dlouhodobých kontraktů Gazpromu se společnostmi RWE Supply & Trading CZ a Vemex. Rusko pravděpodobně posílí svou pozici na evropských trzích vybudováním nových plynovodů Nord Stream II a Turkish Stream, čímž se zásobování Evropy přes Ukrajinu stane nepotřebným. Tato situace neznamená z hlediska zásobování ČR plynem významnější bezpečnostní riziko.

Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu se bude využít zdrojů plynu pro potřeby ČR výrazně odvíjet od situace na evropských trzích. Očekává se větší podíl LNG dodávek, mj. z oblastí, které se dosud na světovém trhu výrazně neprofilovaly (USA, Kanada), a zároveň nárůst dodávek plynu z Ruska. Při úspěšném dokončení všech etap plynovodu Jižního plynového koridoru by nabídka na evropských trzích, včetně ČR, mohl doplnit také plyn z oblasti Kaspického moře a Blízkého východu. Z pohledu objemu není zásobování ČR plynem do roku 2050 ohroženo ani pro nejvyšší rozvoj poptávky dle varianty Decentrální. Pro zásobování ČR z pohledu diverzifikace dopravních tras však existuje riziko přílišné závislosti na ruském plynu v situaci, kdy nebude vybudován severojižní koridor ani související zahraniční dopravní trasy.

In 2017, the 20-year contract for the import of gas from Norway will end. However, in recent years, Norwegian gas had only a marginal share in imports to the Czech Republic and it was more advantageous for suppliers to buy gas for the Czech Republic on European exchanges. The share of gas from traditional European producers such as Norway, the Netherlands and Great Britain will begin to decrease at the European level due to the decline in production.

Medium-term horizon

Despite the growing share of gas purchased on European exchanges, it is anticipated that until the end of the examined horizon, Russian gas will remain the main source for the Czech Republic (the contract between Gazprom and companies RWE Supply & Trading CZ and Vemex for gas supplies from Russia will run out in 2035). Russia will probably strengthen its position on the European markets by building new gas pipelines, the Nord Stream II and Turkish Stream, which will make supplying Europe through Ukraine redundant. In terms of gas supplies to the Czech Republic, this situation does not present a significant risk.

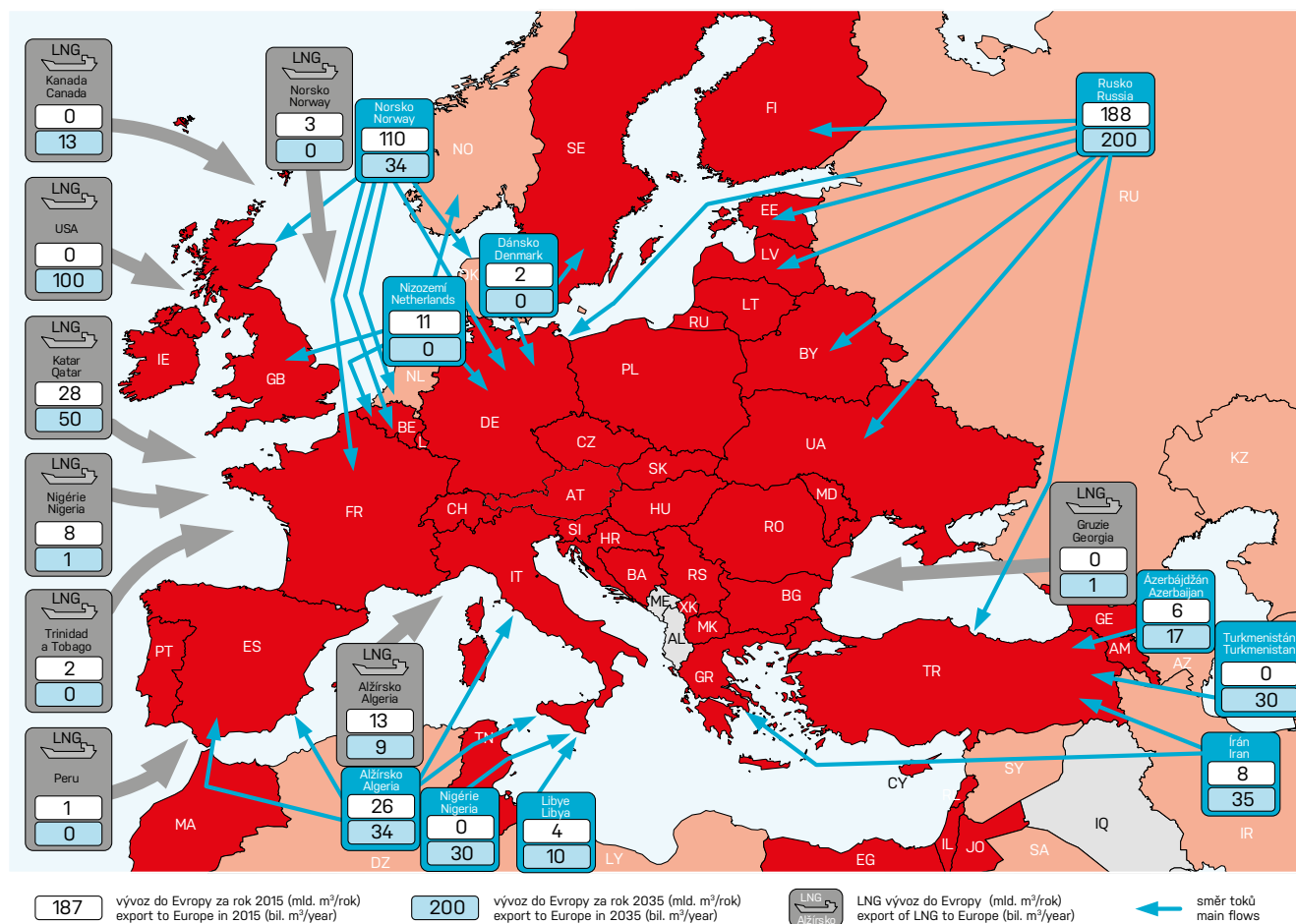
Long-term horizon

In the long-term, the utilization of gas sources for the needs of the Czech Republic will greatly depend on the situation on the European markets. A greater share of LNG supplies is anticipated, coming also from the areas so far unused (the United States, Canada), together with an increase in the volumes of gas supplies from Russia. If all three stages of the Southern Gas Corridor are completed successfully, the supply to the European markets, including the Czech Republic, might also be supplemented by gas from the area of the Caspian Sea and the Middle East. In terms of volumes, gas supplies to the Czech Republic until 2050 are not threatened, even in the case of the extreme development of consumption in the Distributed variant. However, in terms of the diversification of supply routes to the Czech Republic, there is the risk of becoming too dependent on Russian gas if the north-south corridor and the related transmission routes abroad are not constructed.

Zásobování Evropy v roce 2015 a výhled pro rok 2035 uvádí následující obrázek.

The following figure shows supplies to Europe in 2015 and outlook for 2035.

Obrázek 23 **Zdroje plynu pro Evropu v roce 2015 a 2035**
 Figure 23 **Sources of gas supplied to Europe in 2015 and 2035**



INFRASTRUKTURA PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

Zajištění dostatečných dodávek plynu do ČR ze zahraničí umožňuje rozvinutá infrastruktura přeshraničních propojení i vnitrostátní přepravy. Dodávky plynu do ČR již několik let proudí převážně přes Německo, přestože česká tranzitní soustava byla původně postavena pro transport plynu z východu na západ. Z pohledu přepravy požadovaných objemů plynu dle jednotlivých variant je česká tranzitní soustava (včetně kapacity jednotlivých hraničních předávacích stanic) dostatečně dimenzovaná. V případě rozvoje dle varianty Decentrální bude nutné z důvodu připojování velkého množství malých kogenerací a mikrokogeneračních jednotek detailně analyzovat spíše provoz a rozvoj distribučních sítí. Pozici ČR jako tranzitní země mohou dále posílit nová propojení s Rakouskem a Polskem. Pokud bude výrazně posílena polská potrubní infrastruktura a kapacita LNG terminálů v Polsku, může zároveň česko-polské propojení STORK II zajistit přístup k dodávkám LNG.

Střednědobý horizont

Infrastruktura by se měla v tomto časovém období rozrůst o několik projektů, které mohou zvýšit bezpečnost dodávek plynu, technicky umožnit fyzickou integraci okolních trhů s plynem a také případně navýšit potenciál ČR jako tranzitní země. V první řadě by se mělo jednat o plynovod Moravia posilující plynárenskou soustavu směrem k polským hranicím a zároveň vytvářející páteřní část severojižního tranzitního koridoru, který umožní propojit polskou a rakouskou plynárenskou soustavu.

Dlouhodobý horizont

Od roku 2030 se případný rozvoj plynárenské infrastruktury bude odvíjet od nárůstu spotřeby zemního plynu v kategorii KVET a samostatné výroby elektrické energie. Při požadavku na zachování současné úrovně poměru kapacity zásobníků k celkové spotřebě plynu, které požaduje Státní energetická koncepce, bude nutno navýšit jejich instalovanou a provozovanou kapacitu i čerpací výkon.

GAS SYSTEM INFRASTRUCTURE

Ensuring sufficient supplies of gas to the Czech Republic from abroad is possible thanks to the developed infrastructure of cross-border interconnections and domestic transmission. For several years, supplies of gas to the Czech Republic have been coming mostly through Germany, although the Czech transit system was originally built for the transmission of gas from east to west. In the shipment volumes of gas required by individual variants point of view, the Czech transit system (including the capacity of each cross border transfer stations) is sufficiently sized. In case of development according to Distributed variant, detailed analyses of the operation and distribution networks development will be necessary due to the connection of a large number of small and micro-CHP units. The Czech Republic's position as a transit country could further be strengthened by the new interconnections with Austria and Poland. At the same time, the Czech-Polish interconnection STORK II would provide access to supplies of LNG.

Medium-term horizon

The infrastructure should expand during this period by means of several projects, which would increase the security of gas supplies, allow the physical integration of surrounding gas markets technically, and possibly increase the Czech Republic's potential as a transit country. The first project should be the Moravia gas pipeline, strengthening the gas system in the direction towards the border with Poland while forming the backbone of the north-south transit corridor, which allows interconnection of the Polish and Austrian gas systems.

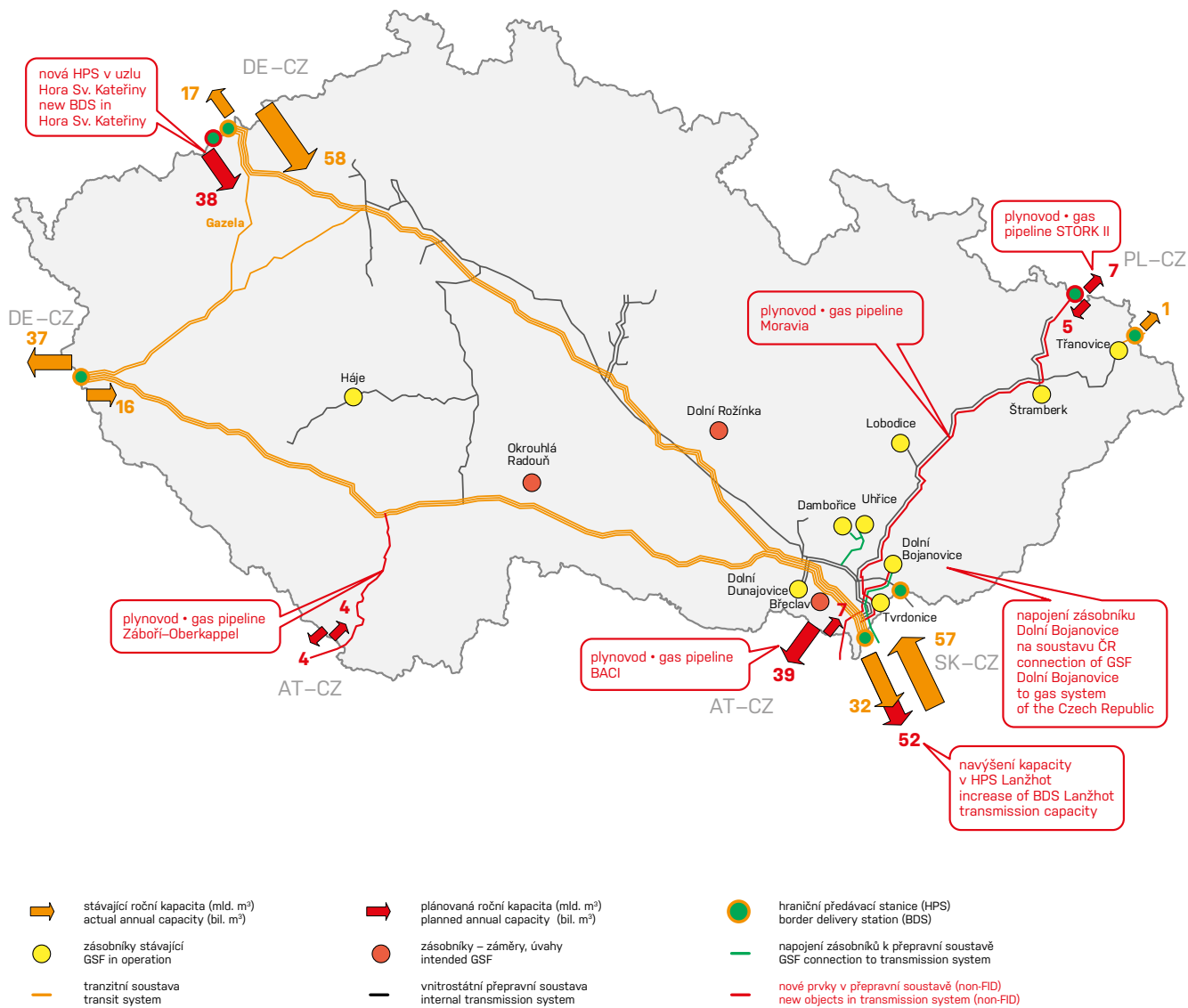
Long-term horizon

In the period until 2030, the potential development of the gas infrastructure will depend on the increase in consumption of natural gas in the category of CHP and electricity monoproduction. If the requirement to maintain the current ratio between gas storage capacity and the total consumption of gas as defined in the SEP is to be kept, it will be necessary to increase the installed and operated capacity as well as the withdrawal capacity.

Následující obrázek ukazuje současný stav a možnosti rozvoje plynárenské infrastruktury ČR.

The following figure shows the current state and development possibilities of the gas infrastructure in the Czech Republic.

Obrázek 24 **Plynárenská infrastruktura ČR – současný stav a možnosti rozvoje**
 Figure 24 **The Czech gas system – current state and development possibilities**



PROVOZ PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

Střednědobý horizont

V roce 2016 došlo ke zprovoznění nové zásobníkové kapacity v lokalitě Dambořice, kolem roku 2018 se pak očekává napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou přepravní soustavu. Poměr kapacity zásobníků k celkové spotřebě plynu tímto dosáhne hodnoty 46 %, přestože ve střednědobém horizontu ještě nebude rozvoj spotřeby plynu výrazný v žádné z variant. Za normálních teplotních podmínek by mohla soustava při omezení dovozu plynu o 75 % v polovině měsíce ledna roku 2030 dále fungovat přibližně 90 dní, což je hodnota o 20 dní vyšší než v roce 2015. Ve variantě Centrální by, především vlivem jinak uvažovaného rozvoje zásobníků, tato hodnota činila jen přibližně 80 dní. Při teplotně výrazně podnormálních podmínkách by soustava fungovala ve variantě Konceptní přibližně 55 dní. Roční úhrnný dovoz zemního plynu bude dle Konceptní varianty na konci střednědobého horizontu (rok 2030) činit přibližně 112 TWh. Za normálního provozu by nemělo množství plynu v zásobnících klesnout pod 22 TWh.

Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu se analýza provozu soustavy ve variantách liší nejen dosahovanými hodnotami spotřeby, ale také výší instalované a provozované kapacity zásobníků plynu. Rozvoj kapacity zásobníků byl navržen tak, aby se hodnota poměru jejich kapacity k celkové spotřebě plynu pohybovala přinejmenším v rozmezí požadovaném Státní energetickou koncepcí (35 až 40 %). Pro předpokládaný rozvoj spotřeby a navrženou kapacitu zásobníků neklesnou hodnoty významných, bezpečnost provozu indikujících veličin pod úroveň dnešního stavu, což bylo cílem provedeného návrhu. Situace je nejpříznivější pro variantu Konceptní, nejméně příznivá, avšak stále dobře vyhovující, je pro variantu Centrální. Aby byl provoz soustavy zajištěn na úrovni požadované Státní energetickou koncepcí z pohledu kapacity zásobníků a celkové bilance strany poptávky a dodávky, bude podle Konceptní varianty mezi roky 2015 a 2050 potřeba zprovoznit přinejmenším přibližně 1,6 mld. m³ nové zásobníkové kapacity. Při nízkém vývoji poptávky, podobném variantě Centrální, by pak bylo zapotřebí zprovoznit přibližně 1,4 mld. m³ nové zásobníkové kapacity. Intenzivní rozvoj plynu dle varianty Decentrální by pak pro splnění podmínky SEK vyžadoval přibližně 2 mld. m³ nových kapacit. Část těchto hodnot zajistí napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou přepravní soustavu (přibližně 580 mil. m³). Roční dovoz plynu bude dle Konceptní varianty v roce 2050 činit 134 TWh. Za normálního provozu by nemělo množství plynu v zásobnících klesnout pod 26 TWh.

OPERATION OF THE GAS SYSTEM

Medium-term horizon

In 2016 a new gas storage facility in Dambořice was commissioned, and around 2018 the connection of the gas storage facility in Dolní Bojanovice to the Czech transmission system is anticipated. Due to this, the ratio of the capacity of gas storage facilities to total gas consumption is 46%, despite the fact that in the medium-term, the development of gas consumption will not yet be significant in any of the development variants. At normal temperatures and with imports reduced by 75% in mid-January 2030, the system could continue to work for approximately 90 days, which is 20 days more than in 2015. In the Centralized variant, it would be 80 days, primarily due to the different proposed development of gas storage facilities. At significantly subnormal temperatures, the system would function for approximately 55 days in the Conceptual variant. According to the Conceptual variant, the annual total imports of natural gas towards the end of the medium-term horizon (2030) would be approximately 112 TWh. During normal operation, the amount of gas in the gas storage facilities would not fall below 22 TWh.

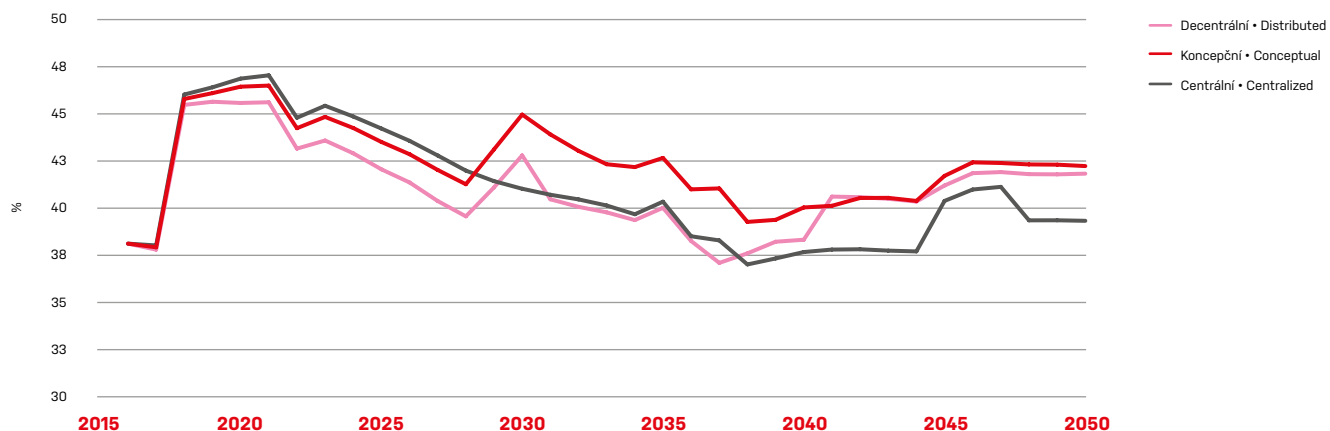
Long-term horizon

In the long term, the analysis of the system's operation differs in the individual variants not only in the levels of consumption, but also in the higher installed and utilized capacity of the gas storage facilities. The development of gas storage facilities has been proposed such that the ratio of their capacity to total gas consumption would range at least within the values required by the State Energy Policy (35–40%). For the anticipated development of consumption and the proposed gas storage capacity, the values of important variants that define the level of security will not fall below the current level, which was the aim of the prepared proposal. The situation is most favourable in the Conceptual variant; the least favourable, yet still very satisfactory situation is that in the Centralized variant. According to the Conceptual variant, to secure the operation of the system at the level required by the State Energy Policy in terms of gas storage capacity and the overall balance of demand and supply, it will be necessary to commission at least around 1.6 billion m³ of new gas storage capacity between 2015 and 2050. In the case of low development of demand, as in the Centralized variant, it would be necessary to deploy approximately 1.4 billion m³ of new storage capacity. Intensive development of gas utilization as predicted in the Distributed variant would require approximately 2 billion m³ of new storage capacity to fulfil the conditions set out in the SEP. Some of this will be provided by the connection of the gas storage facility in Dolní Bojanovice to the Czech transmission system (approximately 580 million m³). According to the Conceptual variant, annual total imports of natural gas at the end of the long-term horizon (2050) will be approximately 134 TWh. During normal operation, the volume of gas in the gas storage facilities would not fall below 26 TWh.

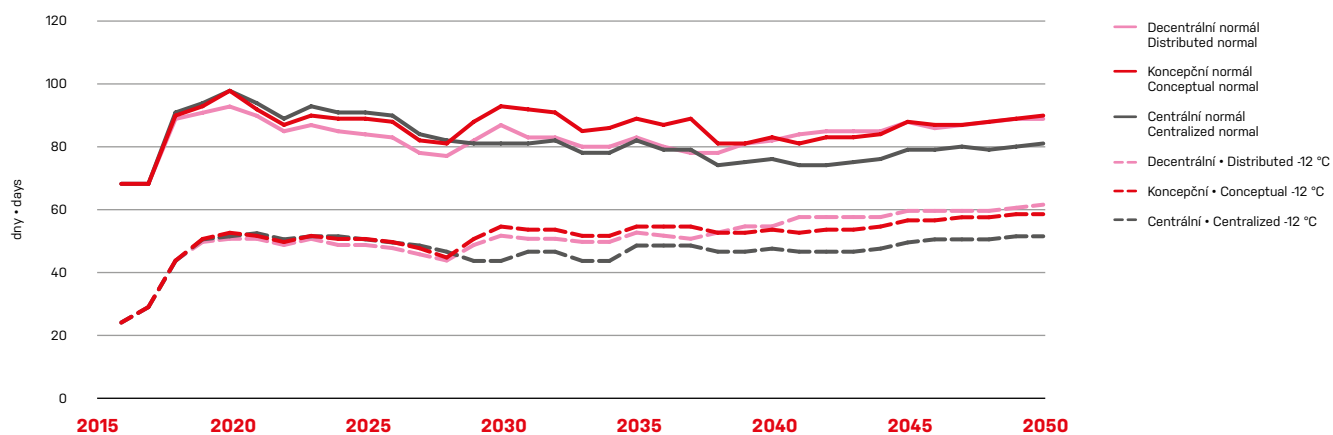
Následující obrázky ukazují vývoj poměru kapacity zásobníků k roční spotřebě plynu a shrnutí výsledků provozu plynárenské soustavy.

The following figures show the ratio development of the gas storage capacities to the annual gas consumption and a summary of the gas system operability.

Obrázek 25 **Poměr instalované kapacity zásobníků k roční spotřebě plynu**
 Figure 25 **Ratio of installed gas storage capacity to annual consumption**



Obrázek 26 **Počet dnů provozu bez omezení spotřeby při snížení dovozu plynu o 75%**
 Figure 26 **Number of days without consumption limitation, reduced gas imports by 75%**



TRH A EKONOMIKA

Cena plynu jako komodity je v Evropě na velmi nízké úrovni a v první polovině roku dosahovala hodnot i pod 12 EUR/MWh. Předpokládáme, že cena zemního plynu již dosáhla svého minima a v příštích letech se vrátí k růstovému trendu. Ve shodě se Světovou bankou lze očekávat, že do roku 2020 cena zemního plynu dosáhne hodnot kolem 18 EUR₂₀₁₄/MWh, a poté se trend růstu ceny mírně zpomalí. V roce 2050 se bude dle předpokladů cena pohybovat kolem hodnoty 25 EUR₂₀₁₄/MWh. Na základě analýz dostupnosti plynu v Evropě lze předpokládat, že ceny zemního plynu v ČR budou dlouhodobě o 5 až 10% vyšší než průměr cen na západoevropských burzách.

Pokles cen plynu se postupně promítne i do cen pro spotřebitele, přičemž u regulovaných složek ceny se předpokládá eskalace v souladu s nutností a realizací investic. Na obnovu a rozvoj plynárenství ČR bude nutno vynaložit do roku 2050 přibližně 470 až 560 mld. CZK₂₀₁₄, tj. v průměru 15 mld. CZK₂₀₁₄ ročně v reálných cenách roku 2014. Náklady v uvedeném rozpětí sestávají z očekávaných investic provozovatelů do přepravní i distribuční soustavy, zásobníků plynu i z investic těžebních společností.

Střednědobý horizont

Ve střednědobém výhledu do roku 2030 se očekávají výdaje na investice, které budou především souviset s obnovou technologických zařízení nebo s navyšováním bezpečnosti zásobování a nebudou výrazně záviset na rozvoji spotřeby plynu. Potřebné investice do plynárenství se v jednotlivých variantách liší jen velmi málo a pohybují se kolem 165 mld. CZK₂₀₁₄ pro období 2017 až 2030.

Dlouhodobý horizont

Ve výhledu po roce 2030 bude úroveň investic do plynárenství dána předně mírou využití zemního plynu v nových oblastech spotřeby – kogenerace, výroba elektřiny, CNG a LNG v dopravě, a tedy vývojem celkové spotřeby plynu. Celkové potřebné investice do plynárenství mezi lety 2017 až 2050 dosahují 500 mld. CZK₂₀₁₄ v Konceptní variantě, 470 mld. CZK₂₀₁₄ v Centrální variantě a 560 mld. CZK₂₀₁₄ v Decentrální variantě.

MARKET AND ECONOMY

The price of gas on the European commodity markets is very low. In the first half of 2016, it was below 12 EUR/MWh. We assume that the price of natural gas has already reached its minimum and will resume an upward trend in the coming years. In line with the predictions of the World Bank, we anticipate that by 2020 the price of natural gas will reach values of around 18 EUR₂₀₁₄/MWh, and after that the upward trend will slow down slightly. In 2050, the price of gas is anticipated to become around 25 EUR₂₀₁₄/MWh. Based on the analysis of the availability of gas in Europe, we anticipate that the prices of natural gas in the Czech Republic will be 5–10% higher in the long term than the average on the western European exchanges.

The decline in the prices of gas will eventually be reflected in consumer prices, while for the regulated components of the price, an upsurge is anticipated due to the necessity and implementation of investment. It will be necessary to invest CZK₂₀₁₄ 470 to 560 billion by 2050, depending on the variant of development, in the renewal and development of the Czech Republic's gas industry, i.e. CZK₂₀₁₄ 15 billion in real prices. These costs arise due to the anticipated investments of operators in the transmission and distribution systems and gas storage facilities and also the investments of gas extractors.

Medium-term horizon

In the medium-term outlook to 2030, investments primarily associated with the renewal of technological equipment and increasing the security of supplies are anticipated, and these will not greatly depend on the development of gas consumption. The necessary investments in the gas industry are almost identical in the individual variants, being estimated at around CZK₂₀₁₄ 165 billion for the 2017 to 2030 period.

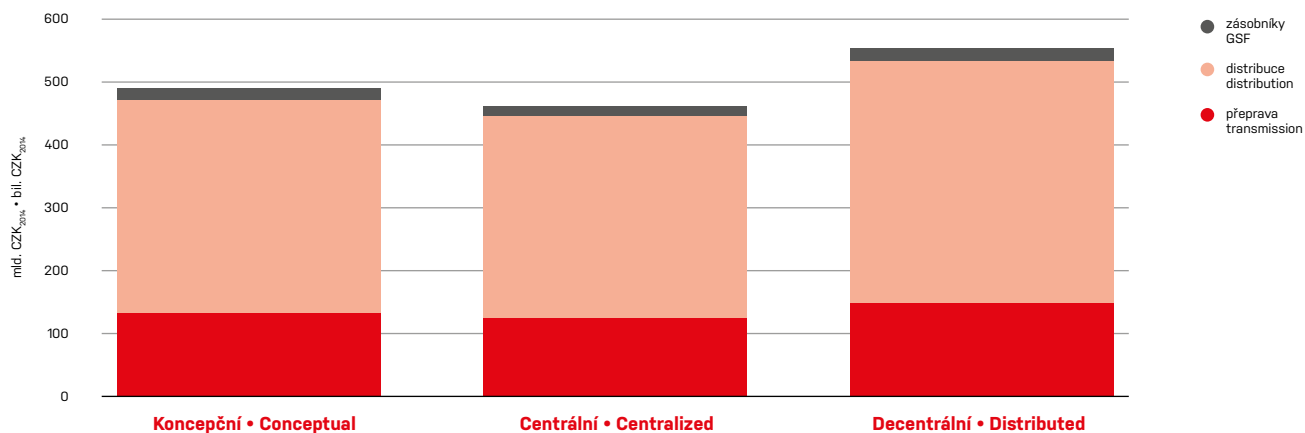
Long-term horizon

In the outlook from 2030 on, the level of investment in the gas industry will be given primarily by the level of utilization of natural gas in new areas of consumption – CHP, electricity production, CNG and LNG in transportation – and therefore also the development of total gas consumption. The total required investment in the gas industry between 2017 and 2050 reaches CZK₂₀₁₄ 500 billion in the Conceptual variant, CZK₂₀₁₄ 470 billion in the Centralized variant and CZK₂₀₁₄ 560 billion in the Distributed variant.

Následující obrázek ukazuje odhad investic do plynárenství pro tři analyzované varianty rozvoje.

The following figure shows the estimation of investments of gas industry for all three analysed variants.

Obrázek 27 **Odhad investic do plynárenství v období 2017 až 2050**
Figure 27 **The estimation of investments of gas industry between 2017 and 2050**





UDRŽITELNOST SUSTAINABILITY

ZÁVĚRY

CONCLUSIONS

Dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu byla v roce 2016 řešena pro tři varianty, které jsou diferencovány z pohledu míry decentralizace energetiky: *Koncepční*, která je blízká *Státní energetické koncepci*, *Centrální*, která předpokládá zachování „velké“ energetiky a podle které dojde k rozvoji pouze velkých, centrálních zdrojů, a *Decentrální*, která předpokládá omezení velké energetiky a naopak intenzivní rozvoj energetiky dezentrální, s výrobními jednotkami až na úrovni maloodběru. V elektroenergetice je tato trojice doplněna variantou *Nulovou*, ve které je pro očekávanou spotřebu elektřiny detekována potřeba nového výkonu pro ES ČR. Analyzované rozvojové varianty nejsou formulovány jako predikce budoucího stavu; jedná se o případové studie, které odpovídají na otázku, jaké by byly důsledky volby určitého způsobu rozvoje energetiky. Studie byla řešena v kontextu celé energetiky ČR. Ze srovnání výsledků analýz pro protichůdné směry rozvoje energetiky vyplývají následující závěry.

In 2016, *The Long-Term Balance between Electricity Supply and Demand* was prepared in variants, which differ in terms of the energy industry's decentralization measure: *the Conceptual variant*, which is close to the current *The State Energy Policy*; *the Centralized variant*, which assumes that the large-scale energy industry will be maintained, and according to which only large central sources will be developed; and *the Distributed variant* assuming a significant reduction in the large-scale energy industry and making intense the development of the decentralized energy industry by decentralized sources, including electricity and heat production units, even at the level of the low-consumption sector. As for electricity, those variants are completed with *the Zero variant*, in which the need for new capacity with regard to the expected consumption is detected. The variants of development are not prepared as predictions of the future state, but as case studies that show what the consequences of selecting a certain kind of development for the energy industry would be. The study was prepared in the context of the entire Czech energy industry. The comparison of the analyses results for two opposing development ways of the electricity industry brings the following conclusions.



ELEKTROENERGETIKA

- Centrálně pojatá energetika klade nejmenší nároky na změny a investice a zajišťuje nejbezpečnější chod s nejvyšší dostupností záložních a regulačních výkonů; přináší ale také méně výrazné snížení emisí škodlivin a skleníkových plynů.
- Celková poptávka elektřiny by byla pravděpodobně vyšší ve variantě Decentrální, a to především vlivem částečného odklonu od CZT, který by byl z části řešen přechodem k elektřině, především za využití tepelných čerpadel. Sítově pokrývaná poptávka by však byla při vývoji dle varianty Decentrální výrazně nižší – podíl spotřeby kryté dodávkou z malých decentrálních zdrojů na nejnižší distribuční úrovni může činit 20 % celkové spotřeby, což může výrazně navýšit náklady distribuce elektřiny.
- Celkově se může decentrální energetika (tedy zdroje na napěťových úrovních nn a vn) v ČR v roce 2050 na krytí poptávky elektřiny podílet nanejvýš 50 %, což zahrnuje limitní nárůst obnovitelných decentrálních zdrojů i limitní nárůst malých zdrojů na plyn. Instalovaný výkon decentrálních zdrojů by za takové situace činil 67 % celkové hodnoty. Decentrálně pojatá energetika umožňuje díky vysokému podílu malých obnovitelných zdrojů nejvýraznější snížení emisí škodlivin a skleníkových plynů.
- Rozvoj dle Decentrální varianty zásadně mění charakter provozu ES. Decentrální energetika by si vyžádala velmi výrazné úpravy stávající podoby elektrizační soustavy, především: 1. navýšení denní akumulace (o 3,2 GW, což je nárůst o 370 %), 2. použití sezónní akumulace (přibližně 3,8 GW), 3. použití konverze přebytečné elektřiny do tepla v teplárenství a 4. velmi výrazné úpravy sítí, především nízkého napětí, kde by bylo nutno instalovat prostředky k zajištění požadované kvality napětí (akumulace, nové transformační vazby, transformátory s regulací odboček pod zatížením či pokročilé elektronické prostředky).
- Snížování množství síťově dodávané elektřiny za současného výrazného navýšení investic do technických prostředků pro zajištění chodu s velkým množstvím obnovitelných a decentrálních zdrojů povede k výraznému navýšení měrných nákladů přenosu a distribuce elektřiny a vynutí si velké změny ve výpočtu plateb za dodávku elektřiny.

ELECTRICITY INDUSTRY

- The centralized energy industry requires the least changes and investments and provides the most secure operation with the maximum availability of reserve and ancillary capacity. However, it also allows for less significant reduction in pollutant emissions and greenhouse gases.
- The total demand for electricity would probably be higher in the Distributed variant, mostly due to partial transition away from district heating, which would be partially solved by the transition to electricity, primarily in the utilization of heat pumps. However, in the Distributed variant, the share of electricity supplied through the grid would be significantly lower – the share of consumption covered by supply from small-scale distributed sources could make up 20% of total consumption. This could make specific costs noticeably higher in the terms of electricity distribution.
- In 2050, the decentralized energy industry (sources connected to low or high voltage grids) might cover up to 50% of demand for electricity at most in the Czech Republic. This includes the extreme increase in the number of RES and gas-fired sources. The installed capacity of distributed sources would make 67% of the total value in such state. Thanks to the high share of small-scale RES, the decentralized energy industry allows the most significant reduction in pollutant and greenhouse gas emissions.
- According to the Distributed variant, the decentralized energy industry would require very significant changes in the current shape of the power system, in particular: 1. an increase in daily accumulation (by 3.2 GW, which is a 370% increase), 2. utilization of seasonal accumulation (approximately 3.8 GW), 3. using electricity for heat production in heat industry and 4. very significant changes of grids, in particular the LV grid, where devices providing the required voltage quality would have to be installed (accumulation, new transformation links, transformers with on-load tap changers and advanced electronic devices).
- Decrease in amount of electricity supplied through grids together with an increase of investments in technical equipment providing system operation, with a large number of renewable and decentralized sources, will lead to a significant increase in the specific cost of electricity transmission and distribution and will require major changes in the calculation of payments for electricity supply.

PLYNÁRENSTVÍ

- Predikce poptávky po plynu je významně ovlivněna především rozvojem zdrojové základny ES ČR. Výhled vývoje poptávky byl proto řešen jako případová studie. Odhad nárůstu poptávky mezi roky 2015 a 2050 se pohybuje v rozmezí 15 % (Nízkouhlíková varianta z řešení v roce 2015) až 77 % (Decentrální varianta z aktuálního řešení).
- Žádné z variant nelze z pohledu provedených analýz přiřadit významně vyšší pravděpodobnost; bude záležet na trendu, který bude nastolen na politické úrovni. Proto je třeba kontinuálně pracovat s částmi predikce a ve světle co nejnovějších faktů je sestavovat do co nejpravděpodobnější verze celkové predikce.
- Všechny varianty předpokládají vysoký nárůst poptávky po plynu především z důvodu vysokého podílu plynu na náhradě energetického a tříděného hnědého uhlí a v přechodném období mezi roky 2035 a 2040 také na pokrytí předpokládaného nesouladu mezi odstavením stávajících jaderných bloků a realizací bloků nových.
- Centrálně pojatá energetika bude pravděpodobně znamenat nižší rozvoj poptávky plynu, protože budou ve srovnání s Decentrálním rozvojem méně instalovány zejména malé kogenerace a mikrokogenerace. Pokud by byla decentralizace založena pouze na obnovitelných zdrojích, tento závěr by pozbyl platnosti.
- Z pohledu provedených analýz je limitem decentralních plynových zdrojů v ČR přibližně 1 102 MW malé kogenerace a 1 835 MW mikrokogenerace (mikrokogenerace instalována na přibližně 30 % odběrných míst sektorů MO a DOM). Celková spotřeba plynu těchto zdrojů by činila 12,4 TWh na výrobu elektřiny a 19 TWh na výrobu dodávkového tepla ročně.
- Pro případ nárůstu poptávky dle varianty Decentrální, která představuje horní mez, by bylo při zachování poměru zásobníkové kapacity ke spotřebě plynu na úrovni, kterou vyžaduje Státní energetická koncepce, potřeba mezi roky 2016 a 2050 instalovat přibližně 2 mld. m³ nové zásobníkové kapacity.
- Pro plynárenství by na rozdíl od elektroenergetiky byl vývoj dle Decentrální varianty příležitostí, jak navýšit výnosnost investic vlivem vyššího využití stávajících i nových zařízení. Decentralizace si vyžádá i v plynárenství zvýšené investice, ve srovnání s elektroenergetikou se však nejedná o navýšení investic zásadním způsobem.

GAS INDUSTRY

- The prediction of gas demand is noticeably dependent on electricity industry source base in the Czech Republic. The outlook of the development was dealt as a case study. The estimation of that increment between 2015 and 2050 lies within 15% (the Low-carbon variant mentioned in the study from 2015) and 77% (Distributed variant).
- No variant can be described as more probable; policy trends will influence mainly the development. That is why the prediction should be made continually, reflecting the newest facts. Then, the most probable versions of that prediction should be analysed.
- All variants expect high increase of the demand for gas, mainly because of high extent of substitution for brown coal, and also because of covering the disproportion in decommissioning of existing NPP blocks and commissioning of new ones during the interim period from 2035 to 2040.
- Energy industry in the centralized form will likely bring about limited development in terms of natural gas demand, because – compared with the Distributed version – less small-scale and micro-CHP will be installed. On the other hand, if the decentralized energy industry was based only on the RES, the outcome mentioned above would be invalid.
- According to outcomes of made analyses, 1,102 MW of small-scale CHP and 1,835 MW of micro-CHP (installed approx. by 30% of households and low consumption sector) are the limits for decentralized gas-fired units. Total annual gas consumption of these units would make 12.4 TWh of electricity production and 19 TWh to produce distributed heat.
- In case of the highest gas consumption growth corresponding to the Distributed variant, it would be necessary to install approx. 2 billion m³ of new gas storage capacity by 2050 in order to maintain GSF capacity/total gas consumption ratio on the level required by SEP.
- Development according to the Distributed variant would be an opportunity for gas sector, unlike electricity industry, to increase investment recoverability by more effective utilization of existing and new infrastructure. It will need more investment flowing to the gas sector, but compared to electricity industry it will not mean such a crucial rise.

OTE, a.s. – POSKYTOVATEL KOMPLEXNÍCH SLUŽEB NA TRHU S ELEKTŘINOU A PLYNEM V ČESKÉ REPUBLICE

- spolehlivé zpracování a výměna dat a informací na trhu s elektřinou a trhu s plynem prostřednictvím centra datových a informačních služeb 24 hodin, 7 dnů v týdnu,
- organizování krátkodobého trhu s elektřinou a plynem,
- zúčtování a vypořádání odchylek mezi smluvními a skutečnými hodnotami dodávek a odběrů elektřiny a plynu,
- poskytování technického a organizačního zázemí pro změnu dodavatele elektřiny a plynu,
- administrace výplaty podpory obnovitelných zdrojů energie,
- vydávání a správa systému záruk původu elektřiny z obnovitelných zdrojů,
- správa národního rejstříku jednotek a povolenek na emise skleníkových plynů.

KONTAKTY

OTE, a.s.
Sokolovská 192/79
186 00 Praha 8 - Karlín

Tel.: +420 296 579 160
ote@ote-cr.cz
www.ote-cr.cz

OTE, a.s. – PROVIDER OF COMPREHENSIVE SERVICES ON THE ELECTRICITY AND GAS MARKETS IN THE CZECH REPUBLIC

- reliable data and information processing and exchange on the electricity and gas markets through the Data and Information Service Centre, 24 hours a day, seven days a week;
- organizing the short-term electricity and gas markets;
- clearance and financial settlement of imbalances between the contracted and metered values in supplies and consumption of electricity and gas;
- provision of technical and organizational support for change of electricity and gas supplier;
- administration of payments of subsidies for renewable energy sources;
- issuance and administration of guarantees of origin of electricity from renewable sources;
- administration of the national registry for trading of greenhouse gas emission units and allowances.

CONTACTS

OTE, a.s.
Sokolovská 192/79
186 00 Praha 8 - Karlín
Czech Republic

Tel: +420 296 579 160
ote@ote-cr.cz
www.ote-cr.cz



POZNÁMKY
NOTES

© 2017 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: ENTRE s.r.o.



