

# 2013

Zpráva o očekávané  
rovnováze mezi  
nabídkou a poptávkou  
elektriny a plynu

Expected Electricity  
and Gas Balance  
Report

OTE 



Elektroenergetika a plynárenství si vzhledem ke své vzájemné provázanosti vynucují společné řešení výhledu dlouhodobé rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou.

The interconnection of the power and gas industries requires finding a joint solution to the supply and demand balance in the long run.



<b>2</b>	<b>Úvod</b>
<b>3</b>	<b>Elektroenergetika</b>
<b>3</b>	Varianty rozvoje elektroenergetiky
<b>12</b>	Stav a rozvoj ES středoevropského regionu
<b>12</b>	Trh s elektřinou
<b>15</b>	Očekávaný vývoj spotřeby elektřiny
<b>17</b>	Současná situace a očekávaný rozvoj zdrojů
<b>21</b>	Provoz ES ČR v období do roku 2040
<b>26</b>	Zajištění provozu ES ČR palivy
<b>29</b>	Environmentální aspekty provozu a rozvoje ES ČR
<b>31</b>	Provoz a rozvoj elektrických sítí
<b>34</b>	Ekonomické faktory provozu a rozvoje ES
<b>35</b>	Srovnání variant rozvoje elektroenergetiky
<b>44</b>	<b>Plynárenství</b>
<b>44</b>	Varianty rozvoje plynárenství ČR
<b>51</b>	Současný stav a rozvoj plynárenství ve světě
<b>52</b>	Očekávaný vývoj spotřeby a průběhů spotřeby plynu
<b>55</b>	Zdroje a přepravní trasy zemního plynu ve vazbě na potřeby ČR
<b>60</b>	Současný stav a rozvoj plynárenské soustavy ČR
<b>62</b>	Provoz plynárenské soustavy ČR
<b>70</b>	Ekonomické aspekty provozu a rozvoje plynárenství ČR
<b>72</b>	Srovnání variant rozvoje plynárenství
<b>79</b>	<b>Závěrem</b>

<b>Introduction</b>
<b>The Electricity Industry</b>
Development Variants of the Electricity Industry
Conditions and Development of the Central European Power Systems
Electricity Market
The Expected Development of Electricity Consumption
The Current Situation and the Expected Development of Power Sources
Operation of the CR PS till 2040
Provision of CR PS Operation with Fuel
Environmental Aspects of the CR PS Operation and Development
Operation and Development of Electric Networks
Economic Factors of the Operation and Development of the Czech PS
Comparison of Electricity Industry Variants
<b>The Gas Industry</b>
Gas Development Variants
Current State and Development of the World Gas Industry
Anticipated Development of Consumption and Courses of Gas Consumption
Sources and Transport Routes for Gas in Relation to the CR Needs
The Current State and Development of the Czech Gas System
Operation of the CR Gas System
Economic Aspects of the Operation and Development
Comparison of Gas Industry Variants
<b>Summary</b>

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.

Předkládaný materiál seznamuje veřejnost a účastníky trhu s výhledem a analýzami možných cest vývoje dlouhodobé rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu v České republice. Tento materiál vychází ze závěrů řešení předloženého operátorem trhu, tj. společností OTE, a.s., Ministerstvu průmyslu a obchodu, Energetickému regulačnímu úřadu, provozovateli přenosové soustavy ČEPS a provozovateli přepravní soustavy společnosti NET4GAS na základě energetického zákona, který požaduje připravit alespoň jednou ročně zprávu o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu<sup>1</sup>.

**Cílem tohoto materiálu je prezentovat výsledky analýz a posouzení možných směrů rozvoje energetiky ČR** s důrazem na zajištění potřebné úrovně energetické bezpečnosti a spolehlivosti zásobování elektřinou a plynem a také vytvořit podklad pro potřebná opatření k udržení stabilního investičního prostředí ČR v rámci plnění záměrů strategie udržitelného rozvoje ekonomiky ČR. Základním předpokladem pro zpracování těchto analýz je spolupráce s účastníky trhu, kteří svými podklady přispívají k tomu, že předkládané výstupy mají vysokou vypovídací schopnost<sup>2</sup>. Řešení tak respektuje na jedné straně názorový konsenzus širší odborné energetické veřejnosti, na straně druhé poskytuje podrobnou a odůvodněnou technickou analýzu se zahrnutím širokého spektra relevantních okolností.

Vybrané informace mohou rovněž sloužit celé energetické sféře k orientaci v oblasti požadavků a potřeb souvisejících s rozvojem elektrizační a plynárenské soustavy ČR. Ve všech hlavních souvislostech jsou zde zohledněny vzájemné vazby, činnosti, práva a povinnosti orgánů státní správy, zákazníků, obchodníků, výrobců, provozovatelů přenosové a distribučních sítí a OTE, a.s.

Dlouhodobá rovnováha poskytuje odpovědi především na otázky:

- Jak se bude vyvíjet poptávka po elektřině a plynu v ČR?
- Jaký může být očekávaný rozvoj a provoz zdrojové základny elektrizační soustavy (ES ČR)?
- Jaká bude nabídka na trhu s elektřinou a plynem?
- Bude kapacita elektrizační a plynárenské soustavy ČR dostatečná? Jaká jsou možná opatření pro její případné posílení?
- Jaké jsou ekonomické, technické a bezpečnostní důsledky různých cest rozvoje české elektroenergetiky a plynárenství?
- Je možné zabezpečit dostatek energií pro zásobování ČR?

The submitted material presents to the public and market participants the outlook and analyses of potential development directions of balance between electricity and gas supply and demand in CR. This document is based on results presented by the market operator, i.e. OTE, a.s., to Ministry of Industry and Trade, Energy Regulatory Office, the transmission system operator CEPS and the transport system operator NET4GAS based on The Energy Act, which obliges to prepare report on future electricity and gas consumption and on the way of ensuring the balance between the electricity and gas supply and demand at least once a year<sup>1</sup>.

**The aim of the submitted document is to present results of the analyses and evaluation of potential energy industry development in the Czech Republic** with the emphasis on ensuring the required level of energy security and reliability of electricity and gas supplies and also to create the basis for the required measures to maintain stable investment environment in the CR while fulfilling intentions of the sustainable economy development of the Czech Republic. The key presumption for those analyses elaboration is the cooperation with market participants whose base documents contribute to high informative ability of the submitted outcomes<sup>2</sup>. The solution respects wide professional public consensus of opinion on one hand, on the other hand it provides detail and justified technical analysis including broad spectrum of relevant circumstances.

Selected information serves the energy industry to understand the requirements and needs relating to the development of the electricity system and the gas system in the CR. Mutual relations, activities and rights and obligations of administrative bodies, customers, traders, producers, transmission system operators, distribution system operators and OTE, a.s., are accounted for in all main consequences.

The long-term balance provides answers especially to the following questions:

- How will the demand for electricity and gas in the CR develop?
- What will be the anticipated CR PS source base development and operation like?
- What will be the offer on the electricity and gas market?
- Will the capacity of power and gas system in the CR suffice? What are the possible measures of its potential reinforcement?
- What are the economic, technical and security consequences of various ways of the CR electricity and gas industry development?
- Is it possible to secure enough energy supply for CR?

<sup>1</sup> Viz § 20a, odst. 4, písm. f), zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů.

<sup>2</sup> Základem pro zpracování byla data od účastníků trhu získaná v září 2013.

<sup>1</sup> See § 20a, Art. 4, Letter f) of the Act No. 458/2000 Coll., on business conditions and public administration in the energy sectors and on amendment to other laws (the "Energy Act"), as amended.

<sup>2</sup> The basis for the elaboration consisted of the data from market participants collected in September 2013.

Při zpracování analýz v oblasti elektroenergetiky se vychází z výsledků simulace obchodu a provozu ES střeoevropského prostoru a z predikcí spotřeby elektřiny a zatížení v ČR i okolních zemích. Poté jsou navrženy varianty rozvoje ES ČR. Pro každou variantu jsou uvedeny její předpoklady, spotřeba elektřiny, tržní podmínky, skladba zdrojů a rozvoj síťové infrastruktury. Při návrhu variant se posuzuje dosažená spolehlivost výkonové bilance, provozovatelnost soustavy, dostupnost paliva, šetrnost k životnímu prostředí a ekonomická efektivita. Zohledněny jsou reálně dosažitelné úspory energie a respektuje se naplnění evropských směrnic i české legislativy. Provozovatelnost soustavy se analyzuje na základě krytí hodinových diagramů zatížení a disponibility rezervních výkonů. Respektují se reálné možnosti rozvoje a obnovy elektrických sítí.

### Varianty rozvoje elektroenergetiky

Variantnost provedení si vyžaduje velká nejistota ohledně několika základních předpokladů rozvoje energetiky jako celku. Diferenciace variant je dána zejména rozdílností představ o vývoji ceny povolenky, což má skrze ovlivňování cenové úrovně elektřiny vliv zejména na investiční aktivitu do nových zdrojů a na jejich skladbu. Dalším faktorem variantnosti je vývoj parity ceny elektřiny a ostatních energetických komodit (hnědé a černé uhlí, zemní plyn). Posledním faktorem variant je míra ekonomického růstu, která ovlivňuje poptávku po energiích, a tím spotřebu a cenu elektřiny. Navržené varianty byly následně analyzovány a ověřovány z hlediska provozu zdrojové části ES, z hlediska paliv, ekologických dopadů, investiční náročnosti a ze síťového hlediska. Tento zvolený přístup umožňuje potenciálním čtenářům dále kombinovat jednotlivé varianty i při změně zde uvažovaných předpokladů, a vyhodnocovat tak budoucí vývoj elektroenergetiky z různých pohledů.

S předpoklady navržených variant přehledně seznamuje **tab. 1**. Pro oblast elektroenergetiky bylo navrženo osm variant.

Elaboration of the electricity sector analyses is based on results of the simulated trades and power system operation in central Europe and on electricity consumption and loads prediction in the CR and in the surrounding countries. Then the CR PS development variants are designed. Assumptions, electricity consumption, market conditions, source composition and network infrastructure development are stated for each variant. Achieved power balance reliability, system operability, fuel availability, environmental aspects and economic efficiency are evaluated by each variant design. Reasonably achievable power savings are taken into account and fulfilling the European Directives and Czech legislation is respected. System operability is being analyzed based on coverage the hour demand diagrams and capacity reserves availability. Real possibilities of development and renewal of electrical networks are being respected.

### Development Variants of the Electricity Industry

The elaboration of variants is required by the great uncertainty in view of several key assumptions of the electricity industry development as a whole. Differentiation of the variants is therefore given especially by different views of the allowance price development which affects the electricity price level and subsequently also the investments to new sources as well as composition of the sources. Another factor of the variants is the development of the price parity of electricity and other energy commodities (brown and hard coal, natural gas). The last factor of the variants is the rate of the economic growth which affects the demand for energies and therefore the future consumption and e.g. also the electricity price. Proposed variants were analyzed and verified based on operability of CR PS sources, on fuels point of view, ecological impacts, investments severity and networking. This chosen approach allows potential reader to further combine those variants even in case of modifying presented presumptions and allows him to evaluate future development of electricity industry from different points of view.

Presumptions of the drafted variants are shown in **Tab. 1**. Eight variants were drafted for the electricity industry.

**TAB. 1 PŘEDPOKLADY VARIANT ROZVOJE ELEKTROENERGETIKY**

**TAB. 1 PRESUMPTIONS OF THE ELECTRICITY INDUSTRY DEVELOPMENT VARIANTS**

	UVAŽOVANÉ PŘEDPOKLADY PRESUMPTIONS	ANALYZOVANÁ VARIANTA VARIANT
<p><b>Budoucí rozvoj je dán zejména faktory:</b> 1. ekonomickými 2. demografickými 3. politickými</p> <p><b>Nejdůležitější a těžko predikovatelné pak budou:</b> A. politika EU v rámci systému obchodování s povolenkami (EU-ETS), a tedy cena povolenek na emise CO<sub>2</sub> B. vývoj poměru ceny elektřiny a ostatních energetických komodit (rovněž výrazně závisí na politikách EU)</p> <p><b>Future development is given especially by the following factors:</b> 1. economic 2. demographic 3. political</p> <p><b>The most important ones which are hard to predict will be:</b> A. EU politics within EU-ETS and therefore the CO<sub>2</sub> allowance price B. development of the price ratio of electricity and other energy commodities (also strongly dependant on EU politics)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Povolenky: 4 až 10 EUR (po roce 2020 až 40 EUR)</li> <li>■ Důraz na spolehlivost a provozovatelnost</li> <li>■ Allowances: EUR 4 to 10 (after 2020 up to EUR 40)</li> <li>■ Stress on reliability and operability</li> </ul>	<p><b>Referenční</b></p> <p><b>Reference</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Povolenky: po roce 2020 cenová úroveň 0 EUR</li> <li>■ Prolomení územně-ekologických limitů (ÚEL)</li> <li>■ Allowances: after 2020 price level of EUR 0</li> <li>■ Cancelling the mining limits</li> </ul>	<p>... dojde k využití hnědého uhlí za ÚEL</p> <p><b>Uhelná</b></p> <p>... brown coal behind the mining limits will be utilized</p> <p><b>Coal</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Povolenky: po roce 2020 cena 30 až 40 EUR</li> <li>■ Náhrada paliva u lokálních výtopen za plyn</li> <li>■ Allowances: after 2020 higher price of EUR 30 to 40</li> <li>■ Replacement of fuels in local district heating stations to gas</li> </ul>	<p>... dojde k navýšení ceny povolenek a využití zemního plynu</p> <p><b>Plynová</b></p> <p>... price of allowance and utilization of natural gas will grow</p> <p><b>Gas</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Povolenky: po roce 2020 cena 30 až 40 EUR</li> <li>■ Velký důraz na jaderné bloky</li> <li>■ Allowances: after 2020 price EUR 30 to 40</li> <li>■ Great stress on nuclear blocks</li> </ul>	<p>... dojde k navýšení ceny povolenek a využití jaderné energetiky</p> <p><b>Jaderná</b></p> <p>... increase in allowance price and utilization of the nuclear industry</p> <p><b>Nuclear</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Vyšší rozvoj obnovitelných zdrojů (OZE)</li> <li>■ Povolenky: po roce 2020 cena 30 až 40 EUR</li> <li>■ Zachování dotací či výrazné navýšení konkurenceschopnosti OZE</li> <li>■ Greater development of RES</li> <li>■ Allowances: after 2020 price EUR 30 to 40</li> <li>■ Preservation of subsidies or important increase in RES competitiveness</li> </ul>	<p>... dojde k vyššímu růstu výroby z OZE</p> <p><b>Obnovitelné zdroje</b></p> <p>... higher increase in RES production</p> <p><b>Renewable Sources</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Horší výsledky ekonomiky, prolongace krize</li> <li>■ Povolenky: po roce 2020 cenová úroveň 0 EUR</li> <li>■ Vyšší úspory či změna struktury ekonomiky</li> <li>■ Poorer economic results, prolonged crisis</li> <li>■ Allowances: after 2020 price EUR 0</li> <li>■ Higher savings or changes in structure of economy</li> </ul>	<p>... dojde k nižšímu růstu spotřeby elektřiny</p> <p><b>Nízká spotřeba</b></p> <p>... lower increase in electricity consumption</p> <p><b>Low Consumption</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Oslabování významu přenosové soustavy (PS)</li> <li>■ Povolenky: po roce 2020 cena 30 až 40 EUR</li> <li>■ Navyšování lokální výroby (6 TWh ročně) a významu distribučních sítí (DS)</li> <li>■ Weakening of the transmission system importance</li> <li>■ Allowances: after 2020 price EUR 30 to 40</li> <li>■ Increase in local production (6 TWh a year) and the importance of the distribution system</li> </ul>	<p>... dojde k rozvoji lokální energetiky</p> <p><b>Lokální energetika</b></p> <p>... development of the distributed generation</p> <p><b>Distributed generation</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Povolenky: po roce 2020 0 EUR</li> <li>■ Trvalí výrazné investiční nejistoty vlivem aktivit EU (povolenky, dotace, emise, úspory)</li> <li>■ Allowances: after 2020 price EUR 0</li> <li>■ Continuing significant investment uncertainties due to the EU activities (allowances, subsidies, emissions, savings)</li> </ul>	<p>... dojde k zastavení rozvoje výrobní základny ES</p> <p><b>Minimální investice</b></p> <p>... development of the PS production base will stop</p> <p><b>Minimum Investments</b></p>

Navržené varianty jsou založeny na vzájemně komplementárních provázaných předpokladech, které mohou být za určitých okolností splněny. Pro plánování dlouhodobého rozvoje nejvýznamnějšího sektoru energetiky je důležité prověřit možnosti provozu i pro méně pravděpodobné rozvojové cesty. Varianty rozvoje elektroenergetiky se liší na straně poptávky, ale zejména na straně nabídky, a tedy způsobu pokrývání spotřeby. Skladba zdrojového mixu bude záviset na výše uvedených okolnostech, které jsou ošetřeny pomocí variantně vymezených předpokladů. Varianty pokrývají široké spektrum možností naplnění předpokladů v horizontu roku 2040:

- Podíl uhelných výroben ve zdrojovém mixu: od 14 % do 35 %  $P_{inst}$
- Podíl jaderných výroben ve zdrojovém mixu: od 7 % do 30 %  $P_{inst}$
- Podíl OZE ve zdrojovém mixu: od 27 % do 42 %  $P_{inst}$
- Podíl lokální výroby na maloodběru ve zdrojovém mixu: od 8 % do 19 %  $P_{inst}$
- Míra průměrného růstu hrubé přidané hodnoty (HPH): od 1,8 % do 3,0 % meziročně,
- Pokles elektroenergetické náročnosti (EEN): od -1,3 % do -1,6 % meziročně,
- Cena povolenky na emise oxidu uhličitého: od 0 do 40 EUR/tuna  $CO_2$ ,
- Nárůst počtu odběrných míst domácností: od -1 % do 10 % vůči roku 2012,
- Průměrné úspory elektřiny v domácnostech: od -1,3 % do -2,1 % meziročně.

### Varianty Referenční

Varianty **Referenční** ukazuje možný budoucí rozvoj ES ČR navržený především s důrazem na dostatečně vyvážený mix energetických zdrojů, s důrazem na vyhovující provozovatelnost ES, a také s ohledem na přiměřenou energetickou soběstačnost státu. Při řešení je uplatněna Referenční varianta spotřeby elektřiny. Cena povolenky se předpokládá ve výši 4 až 10 EUR/t  $CO_2$  do roku 2020, od roku 2021 30 EUR/t a od roku 2030 40 EUR/t. Varianta počítá s využitím zásob uhlí za limity jen z lomu Bílina, na lomu ČSA se předpokládá zachování limitů. V návaznosti na tyto hlavní vstupní předpoklady je tak uvažováno se zprovozněním nových bloků v jaderné elektrárně Temelín (JETE) v letech 2026 a 2028 a s novým hnědouhelným blokem v Počeradech jako náhradou za stávající zdroj v této lokalitě. Zahrnut je dále jak mírný rozvoj rozptýlené lokální výroby, tak i rozvoj obnovitelných zdrojů adekvátní podmínkám ČR a potřebný pro splnění požadavků EU. Uvažuje se s instalací mikrokogeneračních jednotek na 5 % odběrných míst elektřiny.

The drafted variants are based on the mutually complementary interconnected presumptions which may be met under certain conditions. To plan the long-term development of the most important energy industry, it is important to prove operational possibilities for the less probable development directions, too. The electricity sector development variants differ on the demand side but especially on the supply side and therefore the way of covering the consumption. The production mix will depend on the above mentioned circumstances which are dealt with by means of presumptions defined in variants. The variants cover wide spectrum of possible fulfillment of the presumptions in the horizon of 2040:

- Share of coal power plants in source mix: from 14% to 35%  $P_{inst}$
- Share of nuclear power plants in source mix: from 7% to 30%  $P_{inst}$
- RES share in source mix: from 27% to 42%  $P_{inst}$
- Share of local production in LCS in source mix: from 8% to 19%  $P_{inst}$
- Rate of the average GVA growth: year-on-year from 1.8% to 3.0%
- Electricity intensity decrease: year-on-year from -1.3% to -1.6%
- Price of the carbon dioxide emission allowance: EUR 0 to 40 per a ton of  $CO_2$
- Increase in the number of household delivery points: from -1% to 10% compared to 2012
- Average savings in households: year-on-year from -1.3% to -2.1%

### The Reference Variant

The **Reference** variant shows the possible future development of CR PS drafted with the stress laid first of all on the sufficiently balanced mix of energy sources, on the suitable PS operability and also with respect to the appropriate energy self-sufficiency of the country. The solution applies the reference electricity consumption variant. The price of an allowance is assumed to vary from EUR 4 to 10 per a ton of  $CO_2$  till 2020, and amount to EUR 30 per ton from 2021 and EUR 40 per ton from 2030. The variant considers utilization of the behind-limit brown coal reserves only from the Bílina quarry; in the ČSA quarry it presumes maintaining of the limits. In connection to these main input presumptions, commissioning of new blocks in the Temelín NPP is considered in 2026 and 2028 as well as the new brown-coal block in Počerady as a replacement of the existing source in this location. It further includes moderate development of the distributed electricity generation and development of renewable sources adequate to conditions in the CR and necessary for fulfilling the EU requirements. Installation of the micro-CHP units is considered in

Předpokládá se, že v určité míře dojde k přechodu spalování hnědého uhlí na jiná paliva.

### Varianta Uhelná

Varianta **Uhelná** představuje možnost budoucího rozvoje ES ČR především za předpokladu většího dostupného objemu hnědého uhlí. Je analyzována až pro období od roku 2022. V předcházejícím období je podobná variantě Referenční. Při řešení je uplatněna Referenční varianta spotřeby elektřiny. Cena povolenky se v celém řešeném časovém období uvažuje v nulové výši. Varianta počítá s využitím veškerého možného uhlí za hranicemi limitů. Simulace prověřují provoz ES ČR za situace, kdy bude české teplárenství zabezpečeno tuzemským hnědým uhlím a v lokalitě Počerady budou jako náhrada stávajícího zdroje instalovány dva nové hnědouhelné bloky o jednotkovém výkonu 660 MW. Tato varianta neuvažuje s novými bloky v JE Temelín, ale naopak počítá s posílením výkonové bilance v závěru sledovaného období o černouhelné bloky na dovozové uhlí. Uvažuje se s instalací mikrokogeneračních jednotek na 5% odběrných míst elektřiny. Možností poměrně komfortního provozu ES a energetické soběstačnosti je zde však dosaženo za cenu větší environmentální zátěže.

### Varianta Plynová

Varianta **Plynová** ukazuje možnost vývoje ES ČR za předpokladu výrazné náhrady používání hnědého uhlí zemním plynem, především v oblasti kombinované výroby elektřiny a tepla. Je analyzována až pro období od roku 2021. V předcházejícím období je podobná variantě Referenční. Při řešení je uplatněna Referenční varianta spotřeby elektřiny. Cena povolenky se předpokládá od roku 2021 ve výši 30 EUR/t a od roku 2030 40 EUR/t. Varianta počítá pouze s využitím uhlí, které je dostupné při zachování územně-ekologických limitů. Použitá sestava zdrojů předpokládá prodloužení životnosti stávajících bloků v JE Dukovany do roku 2040, neuvažuje však s dostavbou dvou nových bloků v JE Temelín. Významné přírůstky instalovaného výkonu zdrojů na zemní plyn začínají od roku 2031. Dále se uvažuje s instalací mikrokogeneračních jednotek na 10% odběrných míst elektřiny. Plynovými zdroji je zajištěna výkonová dostatečnost a provozovatelnost ES, avšak za cenu zásadního nárůstu dovozní závislosti na zemním plynu. Předpokládá se, že ve zvýšené míře dojde k záměně hnědého uhlí za jiná paliva.

5% of the electricity delivery points. It is assumed that brown coal combustion will be replaced by other fuels to certain extent.

### The Coal Variant

The **Coal** variant represents the possible future CR PS development especially under the presumption of higher available amount of brown coal. It is only analysed for the period from 2022. In the previous period it is similar to the Reference variant. The solution applies the reference electricity consumption variant. Price of an allowance is considered to be null for the whole involved period. The variant expects utilization of all possible coal behind the mining limits. The simulation verifies the CR PS operation in the situation when the whole Czech heat industry is secured by the in-land brown coal and two new brown-coal blocks with unit capacity of 660 MW are installed in the Počerady location as a replacement of the existing source. This variant does not consider new blocks in the Temelín NPP; on the contrary, it expects strengthening of the production balance by hard-coal blocks using the imported coal in the end of the observed period. Installation of the micro-CHP units is considered in 5% of the electricity delivery points. The rather comfortable PS operation and energy self-sufficiency is achieved at the cost of higher environmental burden.

### The Gas Variant

The **Gas** variant shows possible development of the CR PS under the presumption of a significant replacement of brown coal by natural gas especially in combined electricity and heat production. It is only analysed for the period from 2021. In the previous period it is similar to the Reference variant. The solution applies the reference electricity consumption variant. The price of an allowance is assumed to amount to EUR 30 per ton from 2021 and EUR 40 per ton from 2030. The variant only considers utilization of brown coal within the mining limits. The used composition of sources presumes prolonged working life of the existing Dukovany NPP blocks till 2040, on the other hand, it does not account for construction of the two new blocks in the Temelín NPP. Important increases of the installed capacity of natural gas sources start from 2031. Installation of the micro-CHP units is further considered in 10% of the electricity delivery points. The gas sources ensure capacity sufficiency and operability of the PS though at the cost of significant increase in the natural gas import dependence. It is assumed that brown coal will be replaced by other fuels to rather great extent.

### Varianta Jaderná

Varianta **Jaderná** je orientována na vyšší rozvoj jaderné energetiky. Je analyzována až pro období od roku 2021. V předcházejícím období je shodná s variantou Referenční. Při řešení je uplatněna Referenční varianta spotřeby elektřiny. Cena povolenky se předpokládá od roku 2021 ve výši 30 EUR/t a od roku 2030 40 EUR/t. Varianta počítá s využitím zásob uhlí za limity jen z lomu Bílina, na lomu ČSA se předpokládá zachování limitů. Uvažuje se s provozem stávajících bloků JE Dukovany do roku 2035 a následně s obnovou zdroje v této lokalitě v rozsahu dvou bloků o jednotkovém výkonu 1 200 MW. Dále se uvažuje s výstavbou dvou bloků v JE Temelín, rovněž o jednotkovém výkonu 1 200 MW. Uvažuje se s instalací mikrokogeneračních jednotek na 5% odběrných míst elektřiny. Analýzy testují mimo jiné riziko problémů s provozovatelností při takto vysokém podílu jaderných zdrojů v soustavě. Z dnešního pohledu je problematická návratnost vložených prostředků do realizace investičně náročné jaderné varianty, naopak předností je splnění environmentálních požadavků EU na emise škodlivin a CO<sub>2</sub> a nezvyšování dovozové závislosti ČR. Předpokládá se, že v určité míře dojde k záměně hnědého uhlí za jiná paliva.

### Varianta Obnovitelné zdroje

Varianta **Obnovitelné zdroje** má za úkol prověřit možnosti provozu ES ČR orientované dominantně na OZE, tzn. při vysokém nárůstu instalovaného výkonu OZE, a to především větrných a fotovoltaických elektráren. Tento nárůst může být způsoben dotační politikou nebo výrazným navýšením konkurenceschopnosti OZE. Tato varianta je analyzována pro období od roku 2021 do roku 2028. V předcházejícím období je podobná variantě Referenční. Po roce 2028 je v dané sestavě zdrojů dále neprovozovatelná. Při řešení je uplatněna Referenční varianta spotřeby elektřiny. Cena povolenky se v řešeném období předpokládá ve výši 30 EUR/t. Varianta počítá pouze s využitím uhlí, které je dostupné při zachování územně-ekologických limitů. V řešení je uplatněn tzv. vysoký scénář rozvoje jak pro fotovoltaické, tak pro větrné zdroje. Uvažuje se s instalací mikrokogeneračních jednotek na 10% odběrných míst elektřiny. Varianta ukazuje, že pouze s jednostranným rozvojem zdrojové základny nelze ES ČR spolehlivě a bezpečně provozovat.

### The Nuclear Variant

The **Nuclear** variant is oriented on greater nuclear industry development. It is only analysed for the period beyond 2021. In the previous period it is similar to the Reference variant. The solution applies the reference electricity consumption variant. The price of an allowance is assumed to amount to EUR 30 per ton from 2021 and EUR 40 per ton from 2030. The variant considers utilization of the behind-limit brown coal reserves only from the Bílina quarry; in the ČSA quarry it presumes maintaining of the limits. Operation of the existing Dukovany NPP blocks is accounted for till 2035 followed by renewal of the source on the same location in the scope of two blocks with the unit installed capacity of 1,200 MW. Further, the construction of two new blocks in the Temelín NPP is considered, also with the unit capacity of 1,200 MW. Installation of the micro-CHP units is considered in 5% of the electricity delivery points. The analyses test, besides others, the risk of operability issues in the case of such a high share of nuclear sources within the system. From today's point of view, the return of the investment in Nuclear variant is questionable, on the other hand, the benefit of the variant is the fulfillment of the EU environmental requirements on pollutants and CO<sub>2</sub> emissions and avoiding the increase in import dependence of the CR. It is assumed that brown coal will be replaced by other fuels to certain extent.

### The Renewable Sources Variant

The **Renewable Sources** variant was aimed to verify the possibility of the CR PS operation oriented dominantly on RES, i.e. high increase in the RES installed capacity, especially the wind and photovoltaic power plants. The increase may be caused by the subsidy policy or by considerable growth of the RES competitiveness. This variant is analysed for the period from 2021 till 2028. In the previous period it is similar to the Reference variant. After 2028, it cannot be operated in the given composition of sources. The solution applies the reference electricity consumption variant. The price of an allowance is assumed to amount to EUR 30 per ton in the involved period. The variant only considers utilization of brown coal within the mining limits. The solution expects the so-called high development scenario for both the photovoltaic and wind sources. Installation of the micro-CHP units is considered in 10% of the electricity delivery points. The variant shows that the CR PS cannot reliably and safely operate with one-sided development of the source base.

### Varianta Nízká spotřeba

Varianta **Nízká spotřeba** představuje pesimistický scénář budoucího vývoje evropské i české ekonomiky, který povede k nižší spotřebě elektřiny. Dále však povede také k odsunu, případně k omezené výstavbě nových zdrojů, a to jak zdrojů klasických, obnovitelných i dalších zdrojů lokální výroby. Cílem varianty je poukázat na to, že i v době doznívající ekonomické recese a dočasně nižších predikcí spotřeby elektřiny jsou potřebná dlouhodobá koncepční rozhodnutí a stabilní investice do zařízení ES. Při řešení je uplatněna Nízká varianta spotřeby elektřiny. Cena povolenky se předpokládá ve výši 4 až 10 EUR/t CO<sub>2</sub> do roku 2020, od roku 2021 pak již trvale v nulové výši. Varianta počítá s využitím zásob uhlí za limity jen z lomu Bílina, na lomu ČSA se předpokládá zachování limitů. Provoz JE Dukovany se uvažuje do roku 2035 bez další náhrady. Nepředpokládá se dostavba JE Temelín. Uvažuje se s instalací mikrokogeneračních jednotek na 5 % odběrných míst elektřiny. Výsledky analýz rovněž poukazují na rizika vzniklá podinvestováním provozu a rozvoje ES ČR. Předpokládá se, že v určité míře dojde k záměně hnědého uhlí za jiná paliva.

### Varianta Lokální energetika

Varianta **Lokální energetika** ukazuje možnosti rozvoje ES ČR pro případ, kdy dojde k rozšíření tzv. lokální výroby, kdy výroba bude decentralizována na významné množství odběrných míst elektřiny. To bude způsobeno jak dotačními stimuly, tak poklesem cen jednotlivých dostupných technologií nebo zvýšením poměru maloobchodní ceny elektřiny vůči ceně plynu. Aktuálně je cena elektřiny na jednotku energie přibližně 2,6x vyšší, u varianty Lokální energetiky je očekáváno možné navýšení ceny elektřiny až o 50 %, cena elektřiny v maloobchodě by pak byla vyšší přibližně 4x. Při řešení je uplatněna Referenční varianta spotřeby elektřiny. Cena povolenky se předpokládá ve výši 4 až 10 EUR/t CO<sub>2</sub> do roku 2020, od roku 2021 30 EUR/t a od roku 2030 40 EUR/t. Varianta počítá pouze s využitím uhlí, které leží v rámci územně-ekologických limitů. V řešení je uplatněn tzv. vysoký scénář rozvoje jak pro fotovoltaické, tak pro větrné zdroje. Zdroje lokální rozptýlené výroby tvoří dále mikrokogenerační jednotky na zemní plyn (výroba tepla a elektřiny), u nichž se předpokládá instalace na 30 % odběrných míst elektřiny. Varianta ukazuje možnosti provozu ES za situace, kdy lokální výroba v místě spotřeby bude způsobovat uzavírání řetězce výroba-akumulace-spotřeba na nižších napěťových úrovních distribučních sítí, a bude tak docházet k přesunu výroby z tzv. centrální úrovně na úroveň lokální. Dále uvedené analýzy názorně ukazují jeden ze způsobů, jak na takovou situaci může reagovat systémová energetika (zvýšená potřeba denní akumulace a další opatření). Vzhledem k očekávaným specifikům provozu ES je tato varianta detailně analyzována i z hlediska provozu elektrických sítí. Předpokládá se, že ve zvýšené míře dojde k záměně hnědého uhlí za jiná paliva.

### The Low Consumption Variant

The **Low Consumption** variant represents a pessimistic scenario of future European and Czech economy development which would imply lower electricity consumption. It would also cause postponed or restricted construction of new sources, both traditional and renewable, as well as other sources of local production. The aim of the variant is to show that even in the times of subsiding economic recession and temporarily lower electricity consumption predictions, long-term conceptual decisions and stable investments to PS facilities are necessary. The solution applies the low electricity consumption variant. The price of an allowance is assumed to vary from EUR 4 to 10 per a ton of CO<sub>2</sub> till 2020 and remain in null level beginning with 2021. The variant considers utilization of the behind-limit brown coal reserves only from the Bílina quarry; in the ČSA quarry it presumes maintaining of the limits. Operation of the Dukovany NPP is expected till 2035 without later replacement. Completion of the new blocks of the Temelín NPP is not accounted for. Installation of the micro-CHP units is considered at 5% of the electricity delivery points. Results of the analyses also show the risks caused by the under-investment in the CR PS operation and development. It is assumed that brown coal will be replaced by other fuels to certain extent.

### The Distributed Generation Variant

The **Distributed generation** variant shows possibilities of the CR PS development in case the so-called local production extends and the production will be decentralized in important amount of the electricity delivery points. It will be caused by subsidy impulses as well as lower price of the available technologies or increase of the electricity retail price parity compared to gas. Currently, the electricity price is 2.6 times higher; within the Distributed generation variant the potential electricity price increase is expected by up to 50%; the retail electricity price would then be approx. 4 times higher. The solution applies the reference electricity consumption variant. The price of an allowance is assumed to vary from EUR 4 to 10 per a ton of CO<sub>2</sub> till 2020, and amounts to EUR 30 per ton from 2021 and EUR 40 per ton from 2030. The variant only considers utilization of brown coal within the mining limits. The solution expects the so-called high development scenario for both the photovoltaic and wind sources. Sources of the local distributed production are formed by the natural gas micro-CHP units (heat and electricity production) for which the installation is anticipated in 30% of the electricity delivery points. The variant shows possibilities of the PS operation in the situation when the local production in the place of consumption will cause closing of the production-accumulation-consumption chain on low voltage levels of the distribution networks and the generation will transfer from central level to a local one. The below mentioned analyses illustratively show how the classic electricity industry may react to such a situation (increased need of daily accumulation and other measures). Due to the expected specifics of the PS operation,

### Varianta Minimální investice

Varianta **Minimální investice** představuje krizový scénář vývoje vycházející z předpokladu, že současná situace, kdy nestabilita prostředí vede k neochotě investorů vkládat své prostředky do sektoru energetiky, bude v budoucnu pokračovat a nestálost investičního prostředí se bude i nadále prohlubovat. Je analyzována pro období od roku 2021 do roku 2029.

V předcházejícím období je podobná variantě Referenční.

Po roce 2029 je v dané sestavě zdrojů dále neprovozovatelná. Při řešení je uplatněna Referenční varianta spotřeby elektřiny. Cena povolenky se v řešeném časovém horizontu uvažuje v nulové výši. Varianta počítá pouze s využitím uhlí, které leží v rámci územně-ekologických limitů. Minimální investice do soustavy se projevují ve více směrech – v odložení realizace velkých zdrojů (jaderné bloky, nové paroplynové bloky), pozvolnějším rozvojem lokální výroby a také tím, že se nebude investovat do rozvoje infrastruktury pro těžbu uhlí. Uvažuje se s instalací mikrokogeneračních jednotek na 5% odběrných míst elektřiny. Úkolem varianty je analyzovat dopad takovéto situace na provoz ES ČR a názorně tak poukázat na nutnost průběžné obnovy a rozvoje jak zdrojové, tak i síťové části ES. Varianta též odpovídá na otázku, zda je takováto situace v soustavě dlouhodobě řešitelná dovozem elektřiny z okolních zemí.

Jednotlivé varianty v rozlišení dle nejvýraznějších atributů jsou uvedeny v **tab. 2**.

this variant is analysed in detail also in terms of the electricity networks operation. It is assumed that brown coal will be replaced by other fuels in a rather great extent.

### The Minimum Investments Variant

The **Minimum Investments** variant represents a critical scenario based on the presumption that the current situation, when the instability of the environment leads to low investors' willingness to invest in the electricity sector, will continue in future and the instability of the investment environment will deepen. The variant is analysed for the period from 2021 till 2029. In the previous period it is similar to the Reference variant. After 2029, it cannot be operated with the given composition of sources. The solution applies the reference electricity consumption variant. Price of an allowance in the involved period is supposed to be null. The variant only considers utilization of brown coal within the mining limits. Minimum investments to the system are manifested in more than one direction – in postponing the big sources implementation (nuclear blocks, new steam-gas blocks), in slower development of local production and also in not investing to coal mining infrastructure development. Installation of the micro-CHP units is considered in 5% of the electricity delivery points. The task of this variant is to analyse impact of such situation on the CR PS operation and clearly show the necessity of continuous renewal and development of both source and network parts of the PS. The variant also answers the question if such situation within the system can be solved by electricity imports from neighbouring countries in long-term perspective.

The individual variants differed according to the most significant attributes are shown in **Tab. 2**.

**TAB. 2 VARIANTY ROZVOJE ELEKTROENERGETIKY – SROVNÁNÍ DLE ATRIBUTŮ**

**TAB. 2 VARIANTS OF THE ELECTRICITY SECTOR DEVELOPMENT – COMPARISON ACCORDING TO ATTRIBUTES**

	SPOTŘEBA CONSUMPTION	ZDROJE SOURCES	SÍTĚ NETWORKS
<b>Referenční</b>  <b>Reference</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Referenční varianta</li> <li>■ Elektromobily o 3 roky později oproti predikci 2012</li> <li>■ Naplnění směrnice 2012/27/ES</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Počeradý do 2024, nové od 2025 1x 660 MW, Chvaletice do 2030</li> <li>■ JE Dukovany (JEDU) do 2035–2037; JE Temelín (JETE) 3 a 4: od 2026, 2028</li> <li>■ OZE: Referenční scénář, denní akumulace od 2025</li> <li>■ Lokální FVE: Referenční scénář</li> <li>■ Lokální mikrokogenerace (MKO): 5% odběrných míst</li> <li>■ Nové zdroje na zemní plyn ke konci období 1 700 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rozvoj dle známých záměrů</li> <li>■ S přihlédnutím k nižší predikci spotřeby</li> <li>■ Zahrnuje i přiměřené množství nových technologií</li> </ul>
<b>Uhelná</b>  <b>Coal</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stejná jako v Referenční variantě</li> <li>■ Same as in the Reference variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Počeradý do 2024, nové od 2025 2x 660 MW, Chvaletice do 2030</li> <li>■ JEDU do 2035–2037, JETE 3 a 4: nerealizováno</li> <li>■ OZE: Referenční scénář, denní akumulace od 2025</li> <li>■ Lokální fotovoltaika (FVE): Referenční scénář; lokální MKO: 5% odběrných míst</li> <li>■ Nové zdroje na zemní plyn ke konci období 1 400 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Shodně s Referenční variantou s přihlédnutím k rozmístění zdrojů</li> <li>■ In accordance with the Reference variant with respect to source distribution</li> </ul>
<b>Plynová</b>  <b>Gas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stejná jako v Referenční variantě</li> <li>■ Same as in the Reference variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Počeradý do 2020, Chvaletice do 2020</li> <li>■ JEDU do 2045–2047, JETE 3 a 4: nerealizováno</li> <li>■ OZE: Referenční scénář, denní akumulace od 2025</li> <li>■ Lokální FVE: Referenční scénář</li> <li>■ Lokální MKO: 10% odběrných míst</li> <li>■ paroplynový cyklus (CCGT) 840 MW od 2031; nové zdroje na zemní plyn ke konci období celkem 2 100 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Shodně s Referenční variantou s přihlédnutím k rozmístění zdrojů</li> <li>■ In accordance with the Reference variant with respect to source distribution</li> </ul>
<b>Jaderná</b>  <b>Nuclear</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stejná jako v Referenční variantě</li> <li>■ Same as in the Reference variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Počeradý do 2020, nové od 2021 1x 660 MW, Chvaletice do 2020</li> <li>■ JEDU do 2035–2037, JEDU 5 a 6 2x 1 200 MW od 2035 a od 2038, JETE 3 a 4: 2026 a 2028</li> <li>■ OZE: Referenční scénář, denní akumulace od 2025</li> <li>■ Lokální FVE: Referenční scénář</li> <li>■ Lokální MKO: 5% odběrných míst</li> <li>■ Nové zdroje na zemní plyn ke konci období 900 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Shodně s Referenční variantou s přihlédnutím k rozmístění zdrojů</li> <li>■ In accordance with the Reference variant with respect to source distribution</li> </ul>

	SPOTŘEBA CONSUMPTION	ZDROJE SOURCES	SÍTĚ NETWORKS
<b>Obnovitelné zdroje</b> <b>Renewable Sources</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stejná jako v Referenční variantě</li> <li>■ Same as in the Reference variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Počerady do 2024, Chvaletice do 2020</li> <li>■ JEDU do 2025–2027, JETE 3 a 4: nerealizováno</li> <li>■ OZE: vysoký scénář, denní akumulace od 2025</li> <li>■ Lokální FVE: vysoký scénář</li> <li>■ Lokální MKO: 10% odběrných míst</li> <li>■ Počerady till 2024, Chvaletice till 2020</li> <li>■ Dukovany NPP till 2025–2027, Temelín NPP 3 &amp; 4: not implemented</li> <li>■ RES: high scenario, daily accumulation from 2025</li> <li>■ Local PV: high</li> <li>■ Local micro-CHP: 10% of delivery points</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rozvoj přizpůsoben požadavkům většího objemu OZE</li> <li>■ Investice do akumulace</li> <li>■ Nové technologie zaměřené na regulace</li> <li>■ Development adjusted to requirements on higher RES volume</li> <li>■ Investments to accumulation</li> <li>■ New technologies focused on control</li> </ul>
<b>Nízká spotřeba</b> <b>Low Consumption</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nízká varianta spotřeby</li> <li>■ Low consumption variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Počerady do 2024, nové od 2025 1x 660 MW, Chvaletice do 2030</li> <li>■ JEDU do 2035–2037, JETE 3 a 4: nerealizováno</li> <li>■ OZE: Referenční scénář, denní akumulace od 2025</li> <li>■ Lokální FVE: Referenční scénář</li> <li>■ Lokální MKO: 5% odběrných míst</li> <li>■ Nové zdroje na zemní plyn ke konci období 2 100 MW</li> <li>■ Počerady till 2024, new from 2025 1x 660 MW, Chvaletice till 2030</li> <li>■ Dukovany NPP till 2035–2037, Temelín NPP 3 &amp; 4: not implemented</li> <li>■ RES: reference scenario, daily accumulation from 2025</li> <li>■ Local PV: reference</li> <li>■ Local micro-CHP: 5% of delivery points</li> <li>■ New natural gas sources by the end of the period 2,100 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rozvoj podobný jako v Referenční variantě s přihlédnutím k nižší spotřebě</li> <li>■ Development similar to the Reference variant with respect to lower consumption</li> </ul>
<b>Lokální energetika</b> <b>Distributed Generation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stejná jako v Referenční variantě</li> <li>■ Same as in the Reference variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Počerady do 2024, Chvaletice do 2020</li> <li>■ JEDU do 2035–2037, JETE 3 a 4: nerealizováno</li> <li>■ OZE: vysoký scénář, uplatnění denní akumulace od 2025 trvale roste</li> <li>■ Lokální FVE: vysoký scénář</li> <li>■ Lokální MKO: 30% odběrných míst</li> <li>■ Nové zdroje na zemní plyn ke konci období 3 200 MW</li> <li>■ Počerady till 2024, Chvaletice till 2020</li> <li>■ Dukovany NPP till 2035–2037, Temelín NPP 3 &amp; 4: not implemented</li> <li>■ RES: high scenario, application of daily accumulation continuously grows from 2025</li> <li>■ Local PV: high</li> <li>■ Local micro-CHP: 30% of delivery points</li> <li>■ New natural gas sources by the end of the period 3,200 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rozvoj PS podobný jako v Referenční variantě s přihlédnutím k menší centrální spotřebě</li> <li>■ Vyšší rozvoj DS a zejména nových technologií v DS</li> <li>■ TS development similar to the Reference variant with respect to the lower central consumption</li> <li>■ Higher development of DS and especially new technologies within DS</li> </ul>
<b>Minimální investice</b> <b>Minimum Investments</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stejná jako v Referenční variantě</li> <li>■ Same as in the Reference variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Počerady do 2024, Chvaletice do 2030</li> <li>■ JEDU do 2045–2047, JETE 3 a 4: nerealizováno</li> <li>■ OZE: Referenční scénář</li> <li>■ Lokální FVE: referenční scénář; lokální MKO: 5% odběrných míst</li> <li>■ Velmi malé investice do obnovy a nových zdrojů</li> <li>■ Počerady till 2024, Chvaletice till 2030</li> <li>■ Dukovany NPP till 2045–2047, Temelín NPP 3 &amp; 4: not implemented</li> <li>■ RES: reference scenario</li> <li>■ Local PV: reference; local micro-CHP: 5% of delivery points</li> <li>■ Very small investments to renewal and new sources</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Shodně s Referenční variantou s přihlédnutím k rozmístění zdrojů</li> <li>■ In accordance with the Reference variant with respect to source distribution</li> </ul>

## Stav a rozvoj ES středoevropského regionu

Středoevropský region má v současnosti exportní charakter (30 TWh), avšak přebytek výkonu není rozložen rovnoměrně. Existuje silná severojižní nerovnováha mezi ČR, Německem a Polskem na straně jedné a Rakouskem, Slovenskem a Maďarskem na straně druhé. Dominantní zůstává německá ES s roční výrobou 571 TWh, což je 61 % výroby regionu. Německo se drží plánu dalšího výrazného posílení OZE a odklonu od jaderné energetiky (Energiewende). Nově stavěné uhelné elektrárny jsou považovány spíše za náhradu jejich odstaveného výkonu. V ostatních zemích je výstavba nových uhelných zdrojů omezena a je, vyjma Rakouska, oproti tomu zvažována výstavba nových jaderných elektráren (Polsko, Maďarsko) nebo je vyhlášeno výběrové řízení na ně (ČR), či již probíhá jejich dostavba (Slovensko). Výstavba klasických bloků bez ekonomické podpory je považována za nerentabilní, charakteristické je odstupování od záměrů na výstavbu zdrojů či jejich zakonzervování kvůli situaci na trhu s elektřinou.

**Střednědobý horizont (období do roku 2020):** Lze očekávat pokles výkonu klasických zdrojů o 10 GW a naopak nárůst výkonu OZE o 40 GW (z toho 33 GW intermitentních). Výstavba klasických systémových zdrojů bude probíhat převážně v Německu. Do roku 2020 je možné udržení mírně exportního charakteru regionu.

**Dlouhodobý horizont (období 2021–2040):** Největší růstový potenciál se předpokládá u OZE (s výjimkou vodních elektráren), zatímco u výroby elektřiny z uhlí a topných olejů se očekává již klesající trend. Rovněž lze očekávat pokles instalovaného výkonu klasických zdrojů až o 40 GW a s tím související importní charakter středoevropského regionu s negativními dopady do spolehlivosti provozu jednotlivých ES z důvodu nedostatečné výstavby regulujících zdrojů a síťové infrastruktury.

## Trh s elektřinou

**Střednědobý horizont:** Existence investičních nejistot (ceny povolenek, výše emisních restrikcí, dotační politika OZE a s tím související cenová hladina elektřiny).

**Dlouhodobý horizont:** Růst cen elektřiny pro koncové zákazníky, vysoká nejistota budoucího vývoje ceny povolenek, prohloubení požadavků na snižování emisí.

Trh s elektřinou jednotlivých zemí je stále těsněji provázán a směřuje k vytvoření jednotného evropského trhu – sjednocují se pravidla obchodování na existujících burzách, přičemž se prosazují implicitní aukce. Market coupling zjednodušuje mezinárodní obchod s elektřinou, podporuje konvergenci cen elektřiny a omezuje vliv dominantních národních energetických subjektů na tvorbu ceny silové elektřiny. Zapojení jednotlivých zemí do společných trhů uvádí **obr. 1**. Německo a částečně i Rakousko a Polsko jsou od 4. února 2014 propojeny s více

## Conditions and Development of the Central European Power Systems

The Central European region is currently of export character (30 TWh), yet the excess of power is not distributed evenly. There is a major north-south imbalance between the Czech Republic, Germany and Poland on one side and Austria, Slovakia and Hungary on another side. The dominant position is held by the German power system with annual generation 571 TWh, which is 61% of electricity production of the whole region. Germany follows its plan for a significant strengthening of RES and withdrawal from nuclear energy (Energiewende). Newly constructed coal PPs are regarded rather as a replacement of decommissioned capacity. The construction of new coal sources in other countries is limited; with the exception of Austria, possible construction of new nuclear PPs is considered in Poland or Hungary. In the Czech Republic, the construction of a new nuclear PP is subjected to a running tender. In Slovakia a new nuclear PP is at the construction stage. The construction of classic generating units without public subsidies is considered unprofitable; a typical feature of Central European region is the withdrawing from intentions for the construction of sources or their mothballing due to the current situation at electricity markets.

**Medium-term horizon (period up to 2020):** The total capacity of classic power sources is expected to decrease by about 10 GW; in contrast, the total capacity of RES is expected to increase by about 40 GW (out of which 33 GW will be of intermittent nature). The construction of classic system sources will take place mostly in Germany. Up to about 2020, the whole region will probably retain its mildly exporting character.

**Long-term horizon (period 2021–2040):** The highest growth potential is expected for RES (with the exception of hydro PPs); whereas the production of electricity from coal and fuel oil will already get on the decreasing trend. In the same manner, one can anticipate the decrease of the installed capacity of classic power sources by up to 40 GW and the related import character of the Central European region with negative impacts on the reliability of operation of individual electric power systems in Central European countries due to insufficient construction of regulating sources and network infrastructure.

## Electricity Market

**Medium-term horizon:** the existence of investment risks and uncertainties (prices of emission allowances, magnitude of emission restrictions, policies for subsidizing RES and the related price level of electricity).

**Long-term horizon:** the growth of prices of electricity for end-use customers, a major uncertainty regarding the future development of the prices for emission allowances, advancing requests for emission reduction.

Electricity markets of the individual countries are becoming more closely linked, and are heading towards the creation of a single

trhy v západní Evropě do společného North-Western Europe Market Coupling (MC NWE), který se tak stal největším propojeným trhem v Evropě. Česká republika je přímo zapojena do společného Market Coupling se Slovenskem, Maďarskem a výhledově i Rumunskem. V obrázku jsou doplněny i další propojené trhy v Evropě. Jedná se o spojení trhů na Pyrenejském poloostrově (Mibel) a propojení trhů Itálie a Slovinska. Propojení zmíněných trhů do jediného celoevropského se neočekává dříve než v roce 2015, pravděpodobně však později.

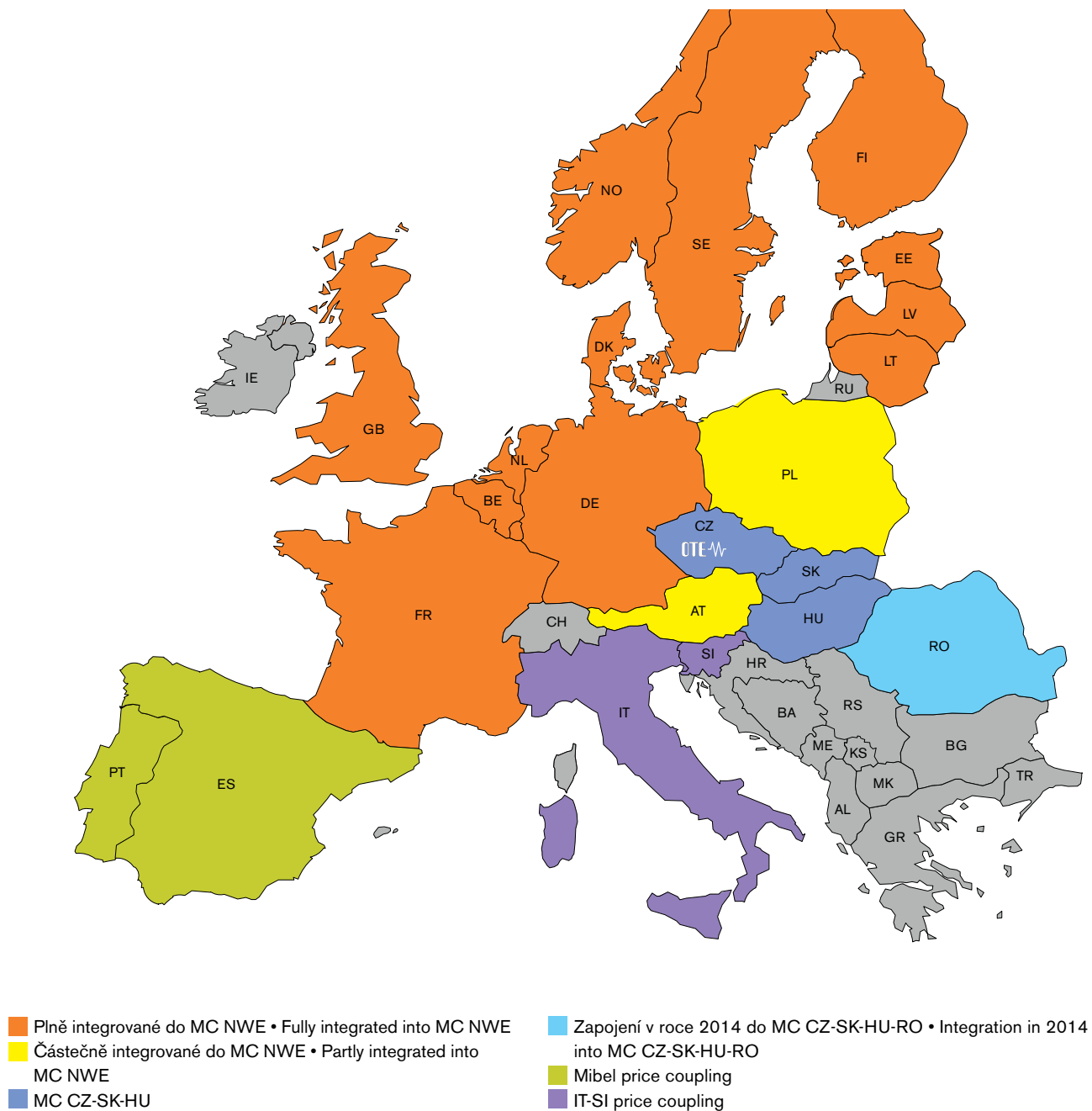
Významným rizikem budoucího vývoje propojování trhů je současná nestabilní situace na evropském trhu s elektřinou. V současnosti přibývá kritických názorů na dostatečnou funkčnost trhu s elektřinou v Evropě. V některých státech sílí přesvědčení, že dosavadní pojetí vnitřního trhu (energy-only market), nemusí zajistit dostatek výkonu pro zajištění spolehlivosti dodávek. Politická citlivost k blackoutům spolu s nejistotou, zda investoři budou budovat výrobní kapacity v dostatečném objemu a v racionální struktuře, vede řadu států k zavádění kapacitních mechanismů, jejichž cílem je poskytnout investorům stimul zajišťující v elektrizačních soustavách dostatečný pohotový výkon. Reformu energetického zákona zahrnující trh s kapacitami připravuje kromě Velké Británie i Německo. Sílí obavy, že nejednotný postup a nekoordinované národní podpory některých typů energetických zdrojů mohou narušit funkci trhu a znevýhodnit některé země, zejména při mezinárodním obchodu s elektřinou. Je nutné situaci sledovat, aby české energetické subjekty nebyly v tomto procesu znevýhodněny.

European market – the trading rules at existing exchanges are being unified while promoting implicit auctions. Market coupling simplifies the international trade in electricity, supports the convergence of electricity prices and limits the influence of dominant national energy companies on the pricing of electricity. The involvement of the individual countries in these common markets is shown in **Fig. 1**. Germany and also Austria and Poland partly are connected to more markets in Western Europe since 4 February 2014, in the joint North-Western Europe Market Coupling (MC NWE), which became the largest joint market in Europe. The Czech Republic is directly involved in joint Market Coupling with Slovakia and Hungary, and in the future will be so with Romania. The figure also shows other joint markets in Europe. These are the markets on the Iberian Peninsula (Mibel) and joint markets of Italy and Slovenia. The connection of the above mentioned markets into a single European market is expected in 2015, but probably later.

The current unstable situation on the European electricity market poses a great risk to the future development in joint markets. The sufficiency of the functionality of electricity market in Europe is subjected to multiplying critical opinions. In some countries, opinions concur that the current concepts of internal market (energy-only market) do not necessarily guarantee sufficient capacity that in turn could guarantee the security of supply. The political sensitivity toward blackouts together with uncertainties whether investors will build generation capacities in sufficient volume and in a rational structure, makes a number of countries introduce capacity mechanisms, the objective of which is to provide investors with an incentive guaranteeing sufficient available capacity in all electric power system. An amendment of the Energy Act, including the capacities market, is being prepared not only by the United Kingdom, but also by Germany. Concerns accumulate, that a disunited approach may impair market functions and put some countries in disadvantages, in particular in international trade with electricity. Therefore, the situation must be monitored so as to prevent any disadvantages to Czech energy subjects.

OBR. 1 PŘEDPOKLÁDANÝ STAV PROPOJENÝCH TRHŮ V EVROPĚ V ROCE 2014

FIG. 1 ANTICIPATED STATE OF JOINT MARKETS IN EUROPE IN 2014



## Očekávaný vývoj spotřeby elektřiny

I přes významné úspory a zefektivnění využití bude dlouhodobě podíl elektřiny na hrubé konečné spotřebě dále narůstat, což je způsobeno výsadním postavením elektřiny mezi ostatními hromadně distribuovanými formami energie (všeúčtečná nejušlechtilější forma s nízkou substituovatelností). Očekává se, že úroveň z roku 2008 (cca 61 TWh) dosáhne spotřeba opět kolem roku 2017. Potenciál úspor spotřeby elektřiny byl do značné míry vyčerpán, protože četná úsporná opatření byla již k roku 2013 provedena (zejména zateplování budov, zvyšování účinnosti řízení a přeměny, výměna inkandescenčních světelných zdrojů za úspornější). Těžko předvídatelný je dopad implementace Směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti, jejíž požadavky jsou v rozporu s tržně akceptovatelnými způsoby dosahování úspor. Předložené predikce (**obr. 2, tab. 3**) předpokládají velmi výrazné úspory, které budou pravděpodobně nad požadavky směrnice.

**Střednědobý horizont:** Poptávka po elektřině bude ovlivněna probíhajícím hospodářským útlumem, který je patrný na celosvětové úrovni. Krátkodobé predikce hospodářského vývoje jsou dále snižovány a s nimi dochází i ke snižování predikcí spotřeby hlavních energetických komodit. Očekává se však obnovení růstu ekonomiky a tím i spotřeby. Mezi roky 2013 a 2020 bude poptávka po elektřině v ČR růst průměrným meziročním tempem 0,9%.

**Dlouhodobý horizont:** Očekává se nárůst spotřeby elektřiny. Hlavním trendem je i přes úspory dlouhodobá ekonomická i politická snaha ČR přiblížit se vyspělým evropským státům s dnes výrazně vyššími ukazateli spotřeby elektřiny. Oproti závěrům z roku 2012 byly nicméně predikce sníženy pro celý sledovaný horizont, a to z důvodu nové demografické projekce. V horizontu roku 2040 bude spotřeba elektřiny růst meziročním tempem přibližně 0,4%.

Referenční varianta předpokládá v roce 2040 hodnotu tuzemské netto spotřeby 72,7 TWh. Oproti roku 2012 (tj. 58,7 TWh) naroste TNS o 14 TWh (24 %). V případě Nízké varianty je pak nárůst 10% a pro variantu Vysokou se očekává nárůst 38%. Šířka pásma mezi variantou Nízkou a Vysokou je dána především nejistotou budoucího ekonomického vývoje zemí EU i ČR, nejistotou demografického vývoje a nejistotou budoucích úsporných opatření. Nejvýraznější nárůst je očekáván pro sektor maloodběru podnikatelů, což souvisí zejména s očekávaným rozvojem sektoru služeb, nejméně výrazný pak pro maloodběr obyvatelstva (očekávaný pokles počtu domácností po roce 2030). Rozvoj využití elektřiny v automobilové dopravě je aktuálně uvažován jen pro segment osobních automobilů (kategorie M1); spotřeba sektoru elektromobilů dosáhne dle aktuálních očekávání nezanedbatelné hodnoty kolem roku 2030, kdy bude činit přibližně 0,5% tuzemské netto spotřeby; pro rok 2040 je pak očekávána spotřeba tohoto sektoru ve výši 1,9 TWh,

## The Expected Development of Electricity Consumption

Despite of significant savings and a more efficient use of electricity, the long-term share of electricity on the total gross consumption of energy will continue to grow up due to the privilege of electricity among other mass-distributed forms of energy (multi-purpose, finest form with low substitutability). It is expected that the consumption of electricity will achieve the level of the year 2008 (61 TWh) by the year 2017. The potential of savings in the consumption of electricity has been to a considerable extent exhausted, because numerous energy saving measures have been already carried out by the year 2013 (in particular thermal insulation of buildings, increase in efficiency of control and conversion, replacement of incandescent light sources by more economical ones). It is rather difficult to assess the impact of the implementation of the Directive 2012/27/EU, the requirements of which are in contradiction with market-compatible ways of reaching energy savings. Predictions presented (**Fig. 2, Tab. 3**) assume very significant savings, which will probably reach well beyond the requirements of the Directive.

**Medium-term horizon:** The demand for electricity will be affected by the ongoing economic downturn, which can be observed globally. Short-term predictions of economic development are still being lowered again and again which in turn brings about the lowering of predictions of consumption of main energy commodities. However, we anticipate the recovery of the consumption growth and we estimate that between 2013 and 2020 the demand for electricity in the Czech Republic will grow at the average annual rate of 0.9%.

**Long-term horizon:** An increase of the consumption of electricity is expected. The main trend, in spite of savings, is the long-term economic and political effort of the Czech Republic to get closer to the developed European countries with currently substantially higher indicators of the consumption of electricity. As compared with the last version of this report (September 2012), predictions have been reduced for the whole analyzed horizon, due to new demographic projections. By the year 2040, the demand for electricity will grow at the average annual rate of 0.4%.

The Reference variant assumes that the value of the net domestic consumption of electricity (NDCE) in the year 2040 will be 72.7 TWh. In comparison with the year 2012, NDCE will increase by 14 TWh (24%). In the Low variant, the increase amounts to 10%; in the High variant an increase by 38% is expected. The range between Low and High variant is mainly caused by uncertainty of future economical growth of EU countries and CR, by uncertainty in demographic growth and by uncertainty of future savings measures. The most pronounced increase is expected in the commercial sector (development of the services sector), whereas the least pronounced increase is expected in household consumption (due to the decrease of the number of households after the year 2030). Utilization of electricity in transport is currently anticipated only in the private cars segment (category M1); according to current anticipations,

což bude odpovídat přibližně 2,7 % tuzemské netto spotřeby; při úplné náhradě vozového parku vozidel kategorie M1 by spotřeba elektřiny tohoto sektoru mohla činit až 12,5 TWh ročně.

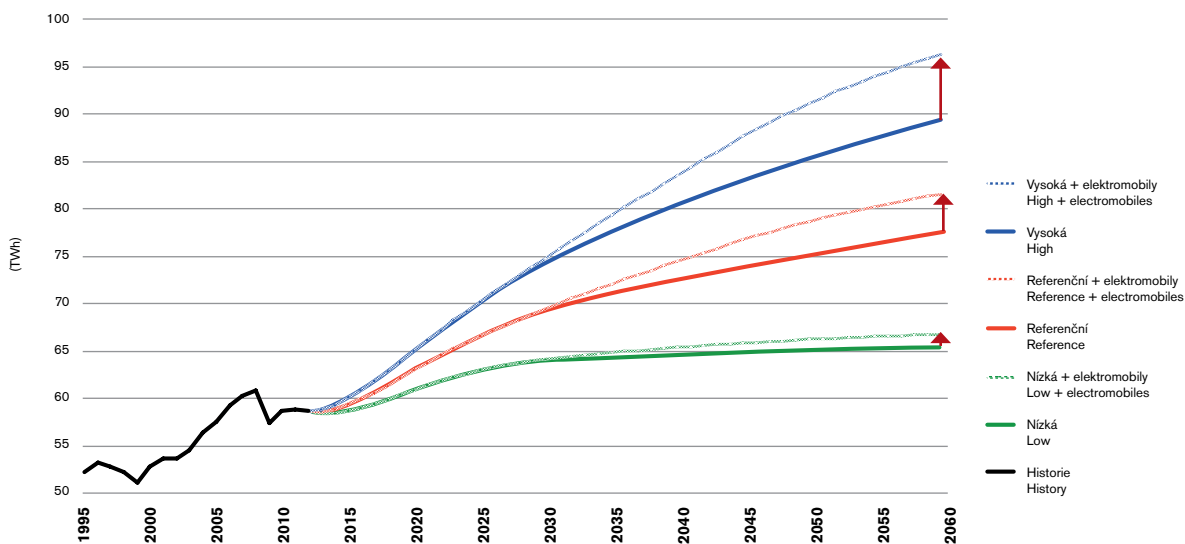
Tvar diagramu zatížení ES ČR se bude měnit jen pozvolna, přičemž bude docházet k mírnému vyrovnávání ročního profilu zatížení (zaplňování letního poklesu zatížení vlivem nižší soudobosti letních dovolených a vlivem rostoucího využívání klimatizačních jednotek).

consumption in electric cars segment will reach indispensable amount by 2030, when reaching circa 0.5% in domestic net consumption; anticipated consumption in this segment is 1.9 TWh by 2040, that is circa 2.7% of domestic net consumption; complete replacement of cars by M1 category vehicles might make the total consumption of this segment up to 12.5 TWh a year.

The shape of load curve of CR PS will change slowly while compensating yearly load profile moderately (by filling the summer decline of load due to the lower contemporaneity of summer holidays and due to the higher utilization of air conditioning units).

## OBR. 2 PREDIKCE TUZEMSKÉ NETTO SPOTŘEBY ELEKTŘINY (VČETNĚ PREDIKCE SPOTŘEBY ELEKTROMOBILŮ)

FIG. 2 PREDICTION OF DOMESTIC NET ELECTRICITY CONSUMPTION (INCLUDING CONSUMPTION OF ELECTROMOBILES)



**TAB. 3 VÝVOJ SPOTŘEBY ELEKTRINY (GWh) – REFERENČNÍ VARIANTA**

**TAB. 3 THE DEVELOPMENT OF ELECTRICITY CONSUMPTION (GWh) – REFERENCE VARIANT**

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Velkooběh • Wholesale</b>	<b>35 987</b>	<b>35 703</b>	<b>35 879</b>	<b>36 231</b>	<b>38 793</b>	<b>41 399</b>	<b>43 278</b>	<b>44 672</b>	<b>45 733</b>
Maloooběh • Low consumption	22 669	22 876	22 978	23 154	24 231	25 188	25 926	26 489	26 949
Podnikatelský maloooběh • Commercial	8 091	8 213	8 250	8 330	8 939	9 575	10 070	10 464	10 798
Maloooběh obyvatelstva • Households	14 578	14 663	14 727	14 823	15 292	15 613	15 856	16 025	16 150
<b>Tuzemská netto spotřeba • Domestic net consumption</b>	<b>58 656</b>	<b>58 579</b>	<b>58 857</b>	<b>59 385</b>	<b>63 024</b>	<b>66 586</b>	<b>69 204</b>	<b>71 161</b>	<b>72 682</b>
Ztráty celkem • Losses	4 187	3 944	3 953	3 979	4 187	4 393	4 535	4 632	4 699
Ztráty PS • Losses in transmission system	828	692	692	696	730	765	789	805	815
Ztráty DS • Losses in distribution system	3 359	3 252	3 261	3 283	3 457	3 629	3 747	3 828	3 884
<b>TNS včetně ztrát • DNC inc. losses</b>	<b>62 843</b>	<b>62 523</b>	<b>62 810</b>	<b>63 364</b>	<b>67 211</b>	<b>70 980</b>	<b>73 739</b>	<b>75 793</b>	<b>77 381</b>

### Současná situace a očekávaný rozvoj zdrojů

**Ve střednědobém horizontu** má ES ČR dostatek zdrojů, ale vzhledem k docházejícím zásobám hnědého uhlí bude docházet ke změně struktury stávajících zdrojů. Očekává se, že bude přibývat především zdrojů decentralního charakteru. Půjde zejména o mikrokogenerace a fotovoltaické zdroje na střechách a konstrukcích budov, v každém případě půjde o zdroje spíše s nízkou dobou využití.

**V dlouhodobém horizontu** bude v soustavě ubývat tradičních zdrojů základního výkonu, zejména bloků vhodných jednotkových výkonů, které jsou dnes spolehlivými poskytovateli regulačních služeb, a naopak budou přibývat spíše obtížně regulovatelné zdroje.

Trendem současnosti, který je i odrazem evropského vývoje, je to, že nové systémové zdroje se budují s velkými jednotkovými výkony až nad 1 000 MW. Záměry na výstavbu jakýchkoliv zdrojů na fosilní paliva, a uhelných především, jsou značně nejisté, protože investoři se kromě nejistoty v oblasti dostupnosti paliv obávají dalších zpřísnujících se požadavků na ekologii provozu. Současný stav zdrojů ES ČR v členění dle primárních paliv je uveden na **obr. 3**.

### The Current Situation and the Expected Development of Power Sources

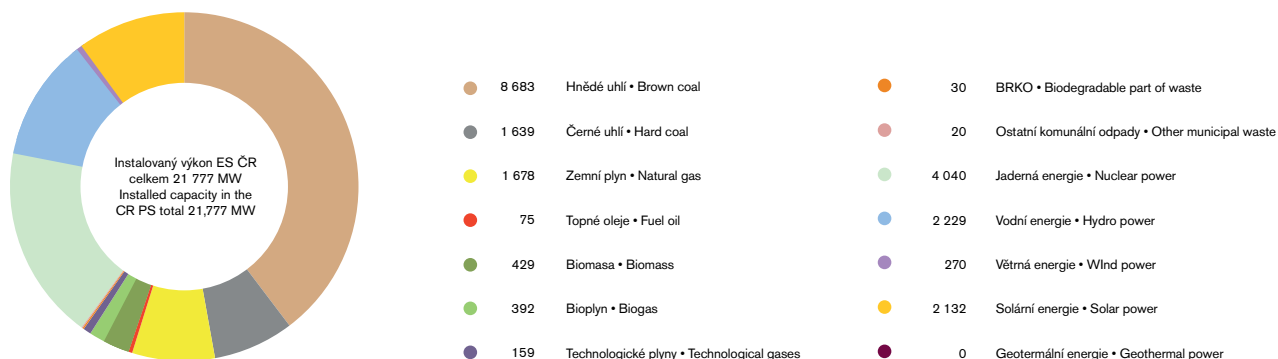
**In the medium-term horizon**, the CR PS has enough sources; however, in view of the declining deposits of brown coal, a substantial change of the structure of existing sources is likely to occur. It is expected that the increase will be primarily in the number of sources of decentralized nature. These will be especially micro-CHP and photovoltaic sources at the roofs and walls of buildings. In any case, they will be sources with a rather low utilization.

**In the long-term horizon**, traditional base load sources will be on the retreat. This will in particular apply to generating units with suitable capacity, which are nowadays reliable providers of ancillary services. On the contrary, advances will be done by sources that are rather difficult to regulate.

The current trend, which indeed reflects the development in Europe, is that new system power sources are being constructed with high unit capacities up to above 1,000 MW. Intentions for the construction of any fossil fuel sources, notably coal ones, are quite uncertain, because investors are afraid – aside from uncertainties in the field of fuel availability – of further more stringent environmental requirements. Total overview of the installed capacities of all sources in the CR PS according to primary sources is shown in **Fig. 3**.

### OBR. 3 ROZDĚLENÍ INSTALOVANÉHO VÝKONU ZDROJŮ ES ČR KE KONCI ROKU 2013 (MW)

FIG. 3 DISTRIBUTION OF INSTALLED CAPACITIES OF CR PS SOURCES BY THE END OF 2013 (MW)



#### Jaderné elektrárny

V energetické bilanci se stávající jaderné elektrárny budou výrazným způsobem uplatňovat jako zdroj základního výkonu. Periodizace odstavení stávajících jaderných bloků i výstavba nových bloků je vzhledem ke značnému stupni nejistot řešena variantně. V některých variantách se uvažuje s výstavbou až čtyř nových bloků o výkonu 1 200 MW v lokalitách Temelín i Dukovany, v některých variantách je naopak prověřován provoz ES ČR pro případ, že k výstavbě nových bloků nedojde. Výstavba nových jaderných bloků je nově dávána do souvislosti s využitím kapacitních mechanismů, které vyvolávají v Evropě velké diskuse o jejich vlivu na energetický trh a o míře jeho možné deformace. Nestabilita v oblasti politik ochrany klimatu a ovzduší a nízká cena volně obchodované silové elektřiny (způsobená převážně masivním rozvojem velmi výrazně dotovaných OZE) aktuálně vzbuzuje obavy o dlouhodobou návratnost investice do nových výrobních bloků. Jaderné bloky jsou navíc mezi ostatními typy zdrojů investičně nejnáročnější.

#### Uhelné elektrárny

Uhelné elektrárny budou do roku 2040 výrazně snižovat svůj podíl na výrobě, což je dáno dožíváním zásob, územně-ekologickými limity a požadavky na snižování emisí (Směrnice 2010/75/EU). Obnova uhelných výroben po skončení jejich technické životnosti je možná jen v rozsahu zbývajících zásob příslušných primárních zdrojů za předpokladu plnění náročných emisních požadavků. Ve střednědobém horizontu tak bude docházet k útlumu těch výroben, u nichž není reálné zajištění palivových zdrojů pro dlouhodobý provoz, a současně se budou realizovat modernizační opatření včetně ekologických, u těch zdrojů, které bude možné zásobovat tuzemským palivem. V dlouhodobém výhledu se uplatní pouze omezený rozsah

#### Nuclear Power Plants

In electricity balance, nuclear power plants will be significantly utilized as primary power sources. Periodization in decommissioning of current nuclear units and construction of new units is due to the considerable degree of uncertainty evaluated in variants. In some variants, there is up to four new 1,200 MW units considered to be built in Temelín and Dukovany, on contrary, some variants evaluate operation of CR PS in case when no new units are built. Construction of new nuclear power plants is newly being associated with the use of capacity mechanism, that cause great debate in Europe about their impact on the electricity market and about the extent of possible risk of market distortion. Uncertainty in the climate policy and air quality and low price of freely traded electricity (mainly due to the massive development of significantly subsidized RES) currently raises concerns about the long-term return of investments in new production units. In addition, nuclear units are among the other types of sources the most investment demanding.

#### Coal Power Plants

This group of power sources will substantially decrease in the period up to 2040 its share in electricity generation, which is due to diminishing coal deposits, land ecological limits and emissions restrictions (Directive 2012/27/EU). The renewal of coal units after the end of their technical lifespan is possible only in the extent determined by the remaining deposits of primary sources under the assumption that the ever more demanding emission targets will be met. Thus in the medium-term horizon we will see the decommissioning of those units, for which the provision of fuel sources for a long-term operation is not realistic. At the same time, updating and upgrading, including environmental measures, will be implemented at those power sources, for which domestic fuel supplies will be available. In the long-term outlook, only a limited

uhelných zdrojů, které budou plnit ekologické požadavky, nároky na účinnost a současně budou mít zajištěné palivo.

## Zdroje na zemní plyn

Současné cenové poměry neposkytují pro výstavbu a provoz těchto zdrojů dostatečné stimuly. Přes značný rozsah záměrů byl zrealizován jen projekt PPC Počerady. Oproti dřívějším představám o uplatnění těchto zdrojů v pološpičkovém režimu se ukazuje, že tyto zdroje jsou v současné době z ekonomického hlediska málo uplatnitelné a uplatní se nyní zejména jako záložní zdroje. Tato situace se však může v pozdějších letech změnit (změna ceny povolenek, reálný nedostatek produkce elektřiny z jiných zdrojů). V dlouhodobém výhledu lze očekávat, že dojde k významnějšímu uplatnění zemního plynu jakožto paliva pro výrobu elektřiny a centralizovaného tepla:

- Vzhledem k výkonové a výrobní disproporcii v bilanci ES, zejména ve vzdálenějších časových horizontech, dojde k výstavbě paroplynových nebo spalovacích zdrojů větších výkonů.
- Změna palivové základny u některých stávajících zdrojů jako důsledek nedostatku jejich dosavadního paliva, tj. hnědého uhlí (veřejné teplárenské zdroje, závodní elektrárny).
- Uplatnění mikrokogeneračních jednotek; v neoptimističtějších variantách může jít v roce 2040 až o 2 500 MW.

## Obnovitelné zdroje

Ve střednědobém horizontu do roku 2020 se předpokládá rozvoj OZE v souladu s požadavky NAP tak, aby v roce 2020 byly dosaženy jeho cíle. Rozvoj lze předpokládat především u FVE a VTE, omezený bude rozvoj bioplynových elektráren a zdrojů na biomasu. V dlouhodobém výhledu do roku 2040 doznají OZE značný nárůst výkonu, což je v souladu s aktualizovanou Státní energetickou koncepcí (ASEK). Vývoj lze očekávat ve všech kategoriích, nejvíce u fotovoltaických zdrojů na střechách a větrných elektráren. Uplatnění u biomasy a bioplynu lze očekávat v případě jejich konkurenceschopnosti. Očekávaný rozvoj OZE je ovlivněn tím, nakolik bude politicky přijatelné navyšování příspěvků na OZE, a také tím, jaké mohou při vysokém uplatnění OZE vznikat technické problémy. Další navyšování ekonomické podpory je neúnosné pro obyvatelstvo i pro průmyslové spotřebitele.

Na **obr. 4** je pro časové profily let 2025 a 2040 uvedeno členění celkového instalovaného výkonu na jednotlivé hlavní technologické skupiny pro všechny řešené varianty. **Obr. 5** uvádí vývoj instalovaného výkonu pro referenční variantu.

number of coal sources will exist; these coal sources will have to meet environmental requirements, high efficiency requirements and at the same time, these sources will have to have a secured access to fuel.

## Natural Gas Plants

The current price situation does not provide sufficient incentives for the building and operation of sources firing natural gas. Regardless of originally quite extensive range of intentions, just a single CCGT project is in Počerady. In comparison with original concepts of the application of sources of this type rather in the semi-peak mode, now it turns out that these sources are from the economic point of view only very little applicable and they will probably find their application only as reserve sources. This situation may, however, change in the years to come. This may be caused either by changes in the price of CO<sub>2</sub> allowances or by the real deficit of electric power from other types of power source. In the long-term outlook, one can expect that the importance of natural gas will be substantially enhanced as the fuel for the generation of electricity and central heating:

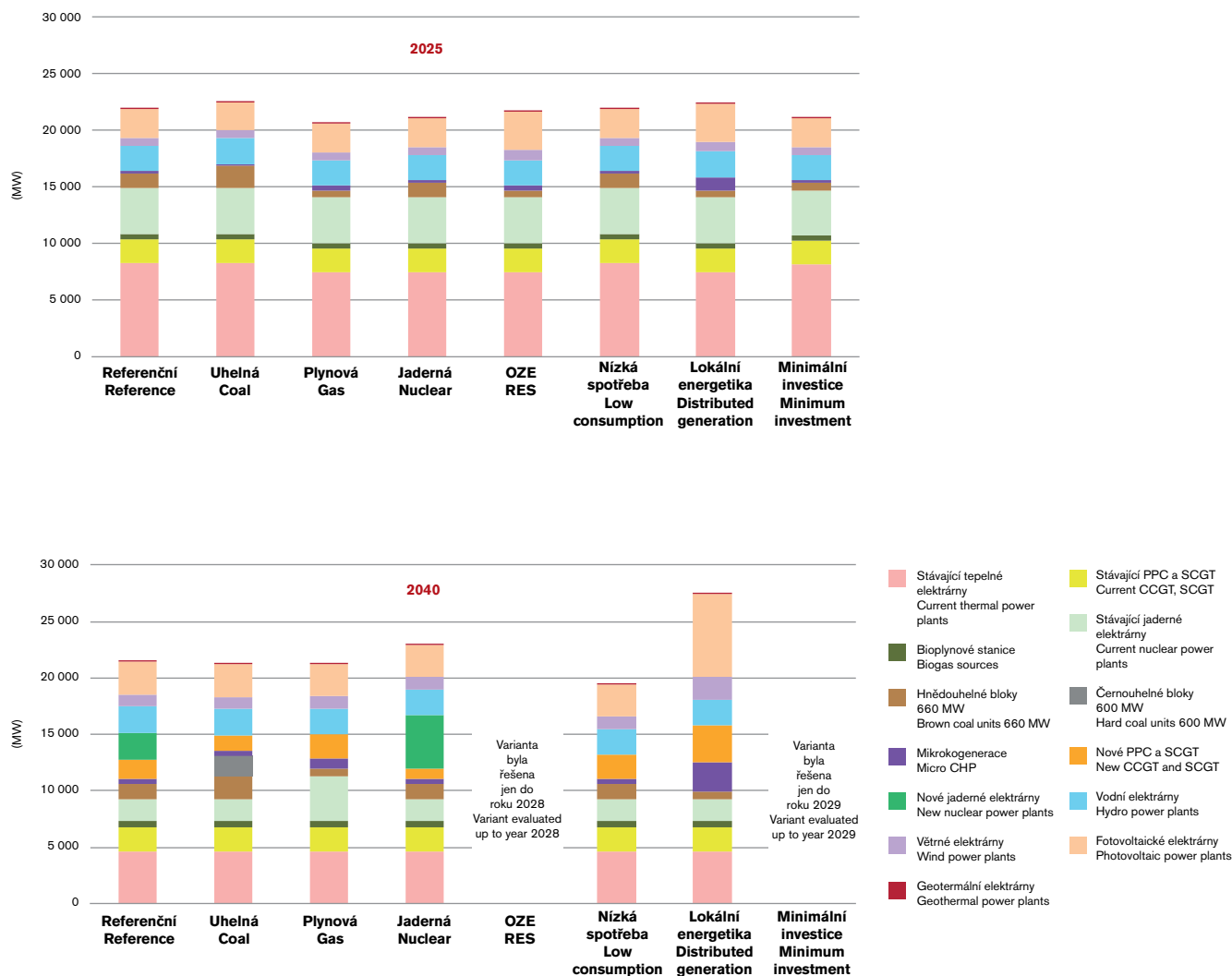
- In view of the capacity and production disproportions in the balance of the power system, in particular in more distant time horizons, the construction of steam-gas or combustion power sources with large capacity will come to play.
- The fuel base of some of the current power sources will change as a consequence of the lack of brown coal (public heat sources, autoproducers).
- Implementation of micro-CHP. The most optimistic variants exhibit the volume of 2,500 MW in the year 2040.

## Renewable Sources

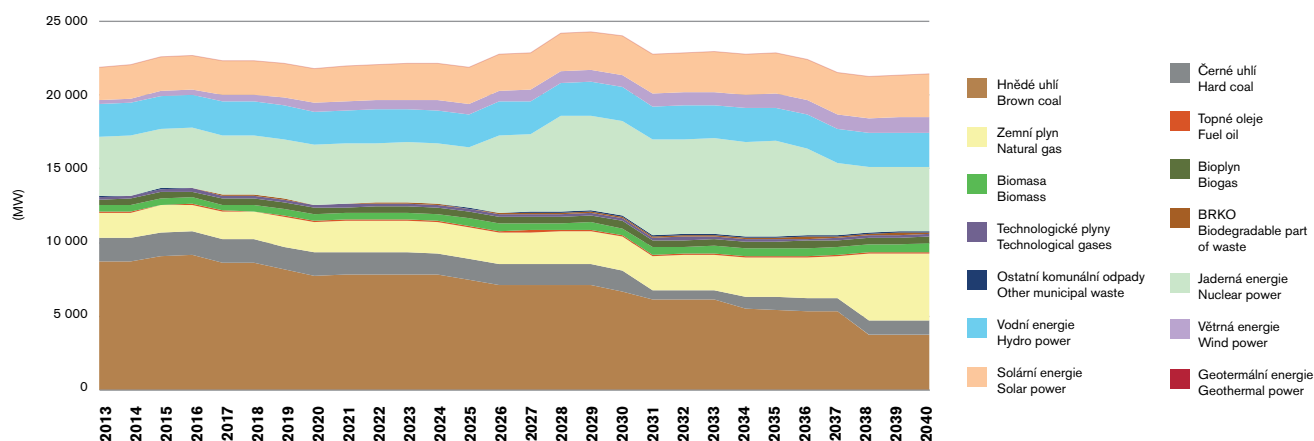
In the medium-term horizon, up to the year 2020, the development of RES is expected to be in line with the requirements set by the National Action Plan for Energy from Renewable Sources so the targets could be fulfilled by the year 2020. The major development is assumed to take place mainly in the field of photovoltaic and wind PPs, whereas the development of biogas and biomass firing power sources will remain limited. In the long-term outlook up to the year 2040, RES are expected to accomplish a considerable increase of installed capacity, which is in agreement with the updated version of the State Energy Policy. The development can be expected in all categories, mostly in photovoltaic sources and in wind PPs. The development for biomass and biogas can be expected in case of their competitiveness. All expected development of RES is, however, affected by the fact, to what extent a further increase in subsidies to RES will be politically acceptable, and also by what technical problems may arise in case of high share of RES in the electric power system. Further increase of public subsidies appears unbearable both for the population and for industrial consumers.

**Fig. 4** shows structure of the total installed capacity in individual main technological groups for all the involved variants for time profiles of 2025 and 2040. For the Reference variant, **Fig. 5** shows installed capacity of sources.

**OBR. 4 POROVNÁNÍ SKLADBY INSTALOVANÉHO VÝKONU ZDROJŮ ES ČR V JEDNOTLIVÝCH VARIANTÁCH**  
**FIG. 4 COMPARISON OF THE INSTALLED CAPACITY OF THE CR PS SOURCES IN INDIVIDUAL VARIANTS**



**OBR. 5 INSTALOVANÝ VÝKON ZDROJŮ ES ČR - DLE PRIMÁRNÍCH ZDROJŮ - VARIANTA REFERENČNÍ**  
**FIG. 5 INSTALLED CAPACITY OF THE CR PS - ACCORDING TO PRIMARY SOURCES - THE REFERENCE VARIANT**



### Provoz ES ČR v období do roku 2040

Provoz zdrojů ES v dlouhodobém období je ovlivňován především měnící se skladbou zdrojů, palivovými omezeními na straně hnědého uhlí, výraznými omezujícími emisními požadavky (současnými i připravovanými), podporou nebo omezením výstavby vybraných typů zdrojů ze strany státu či EU a rovněž měnícími se tržními podmínkami a dosahovanými cenami elektřiny. Nově přibývají také úvahy o budoucím vysokém uplatnění smart systémů v distribučních sítích, které by vedly k modifikaci dnešní centrálně orientované a řízené energetiky. Zde je nutno poznamenat, že úvahy o plošném využití technologií smart grids nebyly, s ohledem na značnou nekonkrétnost záměrů, simulací ES prověřovány.

**Střednědobý horizont:** Provoz soustavy bude navazovat na jeho dnešní charakter. Existuje zde postupně narůstající nedostatek paliv, zprovoznily se rovněž některé nové zdroje, skladba zdrojů se výrazně nemění, množství OZE a malých zdrojů stoupá, avšak nepodstatně. Provozoschopnost je s ohledem na zastoupení klasických tepelných zdrojů dobrá. Soustava je trvale bilančně přebytečná (exportní). Problémem ke konci tohoto horizontu je nutnost ekologizace zdrojů v návaznosti na požadavky Směrnice 2010/75/EU o průmyslových emisích. Využití plynových zdrojů pro výrobu elektřiny je nízké (jen pro zálohu, či špičkový provoz). Spolehlivost soustavy odpovídá požadované hodnotě. Rozvoj zdrojové základny je téměř invariantní.

### Operation of the CR PS till 2040

The operation of sources existing in the power system in the long-term period is affected primarily by the changing mix of power sources, fuel restrictions (brown coal), stringently restricting emission requirements (both current and future ones), support or restriction of the construction of selected types of power sources by the Czech government or by EU and also by changing market situation and attainable prices of electricity. Newly appear also analyses concerning the future widespread use of smart systems in distribution networks, which would lead to the modification of the current centrally-oriented and centrally-managed electricity industry. Let us note that the considerations about a massive deployment of smart grid technologies have not been verified by any simulation of power system; this was due to a substantial lack of details about intentions in the field of Smart Grids.

**Medium-term horizon:** The operation of the PS will maintain its present character. There is a gradually, albeit not dramatically, increasing fuel deficit; some new sources will be put in operation, the structure of sources is not markedly changed, the share of RES and small power sources increases, but this increase is not substantial. The operability of the PS is, because of the presence of classic thermal power sources, good. The PS permanently exhibits an excess of the electricity balance (it is exporting). The issue at the end of this horizon is the necessity to substantially upgrade the environmental compatibility of power sources with regard to the requirements of Directive 2010/75/EU on industrial emissions. The use of gas firing sources for the production of electricity is low (just for reserve

**Dlouhodobý horizont:** S ohledem na nejistoty vývoje se uplatňuje variantnost rozvoje ES. Varianty se provozně značně liší, a to od charakteristik blízkých dnešku (tj. provozovatelné) až po varianty vykazující velmi špatnou provozovatelnost. Provoz systémových zdrojů je v tomto období již výrazně omezen snižujícími se možnostmi těžby hnědého uhlí, jaderné elektrárny se musí nově více podílet na regulaci. Mění se proti současnosti skladba zdrojů, kdy na jedné straně výrazně přibývá malých a obnovitelných zdrojů (většinou neregulujících), na druhé straně skladba systémových bloků směřuje k vyšším jednotkovým výkonům.

Provozní schopnost soustavy se zhoršuje a bez přidavných kompenzačních opatření (nová akumulace na úrovni ES, vyšší využití plynových zdrojů, účast zdrojů i spotřebitelů na regulaci) by byla již značně nevyhovující, zejména ve variantách s vysokým podílem intermitentních zdrojů (varianta OZE a Lokální energetika). S ohledem na zastoupení intermitentních zdrojů i nových velkých bloků rostou značně požadavky na podpůrné služby, a proto se také očekává vyšší účast plynových zdrojů v ES (i v návaznosti na očekávanou vyšší cenu povolenek) i nová akumulace (např. přečerpávací vodní elektrárna). Varianty s vysokým zastoupením OZE a decentrální výrobou jsou pro provoz ES velmi problematické hlavně s ohledem na regulaci ES. Na úrovni soustavy je toto řešitelné, ale s vysokými novými požadavky na regulační zdroje, na dovozy regulační energie atd. V důsledku nedostatku tuzemského hnědého uhlí ztrácí ES ČR svůj exportní charakter a ke konci období jsou již potřebné i dovozy elektřiny. Jako problematický se jeví v tomto případě rovněž pokles točivých hmot zdrojů v soustavě s dopady do provozu soustavy i na odolnost vůči poruchám a rozběhům. To se ve velké míře netýká variant Referenční a Jaderné, tedy variant s novými jadernými bloky.

Příjemný provoz ES bez větších investic do zdrojů (varianta Minimální investice) je možné udržet cca do roku 2025, v případě dalších odkladů by návazné vynucené investice byly již znatelně vyšší.

Z hlediska provozu ES je nejpříznivější varianta Uhelná, která vykazuje dobré spolehlivostní parametry a dostatek regulačních rezerv. Z hlediska udržení soběstačnosti soustavy, omezení dovozní závislosti a z hlediska vlivu na životní prostředí se jeví jako nejvýhodnější varianty s novými jadernými bloky (Referenční a Jaderná). Rozdíly mezi variantami jsou dobře patrné z **obr. 6** a **obr. 7**.

purposes or for peak operation). The reliability of the system corresponds to the required value. The development of the source base is almost invariant.

**Long-term horizon:** With regard to uncertainties of the future development, the expected development of the Czech PS depends on the selected variant. As regards the operation of the PS, predictions in different variants vary considerably, starting from features close to those of today (i.e., operable variants) up to variants featuring very poor operability. The operation of system power sources is in this period already substantially restricted by declining deposits of brown coal; nuclear power plants must take a higher share in power regulation. In comparison with the present time, the structure of sources experiences changes. On one side, the number of small and renewable sources (mostly without the ability to participate in power regulation) increases; on the other side, the structure of system units shifts to higher unit capacities.

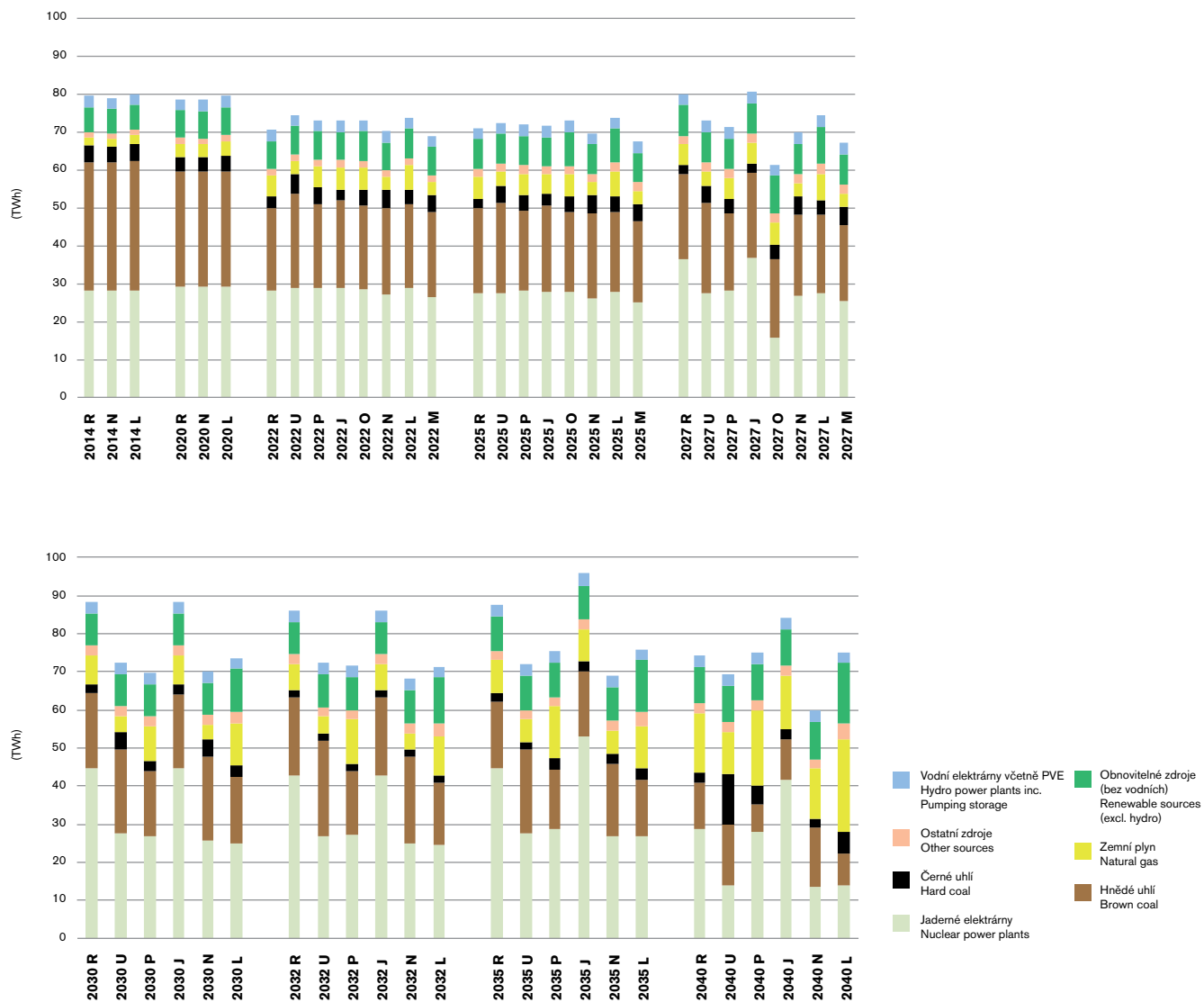
The operability of the system deteriorates and without additional compensation measures (new accumulation at the PS level, higher use of gas firing power sources, participation of both power sources and consumers in power regulation), the operability would be very unsatisfactory, particularly in variants with a high share of intermittent sources (variants RES and Distributed generation). Because of the increasing share of intermittent sources and new large generating units, requirements for ancillary services increase considerably, and that is why a higher participation of gas firing power sources in the PS is expected (also as a consequence of higher prices of allowances) and also new accumulation (e.g. hydro pumped storage). Variants with a high share of both RES and decentralized generation are for the PS operation very questionable, mainly from the point of view of the PS regulation. This issue can be solved at the PS level, yet with new high requirements for regulating sources, for regulation energy imports etc. As a consequence of the shortage of domestic brown coal, the Czech PS loses its exporting character and at the end of the analyzed period, a need for energy imports emerges. Also questionable is in this case the decrease of rotating masses of power sources in the system with impacts on the operation of the system and its ability to withstand failures and start-ups. This largely does not apply to Reference and Nuclear variants, i.e., variants with new nuclear units.

An acceptable operation of the PS without larger investments into power sources (Minimum investments variant) can be kept up to about 2025; in case of further delays, the subsequent forced investments would be considerably higher.

From the point of view of the operation of the electric power system, the most favorable variant is Coal, which exhibits good reliability parameters and sufficient regulation reserves. From the point of view of maintaining the self-sufficiency, limiting the dependence on fuel imports and environmental impacts, the most advantageous variants are those with new nuclear generating units (Reference and Nuclear). Differences between variants are clearly visible on **Fig. 6** and **Fig. 7**.

**OBR. 6 DODÁVKY ELEKTRINY DLE PALIV VE VYBRANÝCH LETECH PRO ŘEŠENÉ VARIANTY**

**FIG. 6 ELECTRICITY SUPPLY BY FUEL TYPE FOR SELECTED YEARS OF EVALUATED VARIANTS**

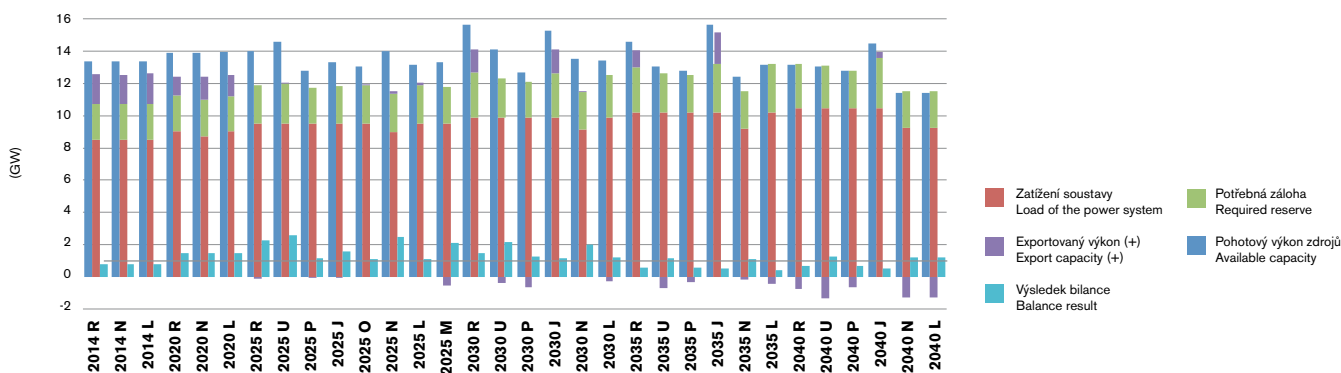


## OBR. 7 NETTO VÝKONOVÁ BILANCE ES ČR

Průměrné roční hodnoty výkonů v hodinách denních maxim zatížení pracovních dnů úterý až pátek

FIG. 7 NET CZECH POWER SYSTEM POWER BALANCE

Average yearly values of power at daily maximum load hour; for workdays (Tue to Fri)



**Tab. 4** ukazuje srovnání variant rozvoje z pohledu provozu a výkonové dostatečnosti ES v letech 2012 až 2040. Ukazatel je definovaný jako rozdíl *Remaining Capacity Reference Margin* pro dva referenční body v roce: 19. hodinu třetí středy v lednu a 11. hodinu třetí středy v červenci.

**Tab. 4** shows comparison of the development variants in view of the PS operation and capacity sufficiency between 2012 and 2040. The indicator is defined as the difference of the *Remaining Capacity Reference Margin* for two reference points in a year: 7.00 p.m. on the third Wednesday in January and 11.00 a.m. on the third Wednesday in July.

## TAB. 4 SROVNÁNÍ VARIANT ROZVOJE – PROVOZ A SPOLEHLIVOST ES ČR MEZI ROKY 2012 A 2040

### TAB. 4 COMPARISON OF THE DEVELOPMENT VARIANTS – CR PS OPERATION AND RELIABILITY (2012–2040)

	PROVOZ ES ČR • CR PS OPERATION	VÝKONOVÁ DOSTATEČNOST ENTSO-E • ENTSO-E CAPACITY SUFFICIENCY
<b>Referenční Reference</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>V oblasti regulačních rezerv je situace příznivá</li> <li>Poměrně nízké využívání systémových zdrojů na pevná paliva v období let 2022 až 2029</li> <li>Favourable situation in the field of regulation reserves</li> <li>Rather low utilization of the solid fuel system sources between 2022 and 2029</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kladné hodnoty výkonové dostatečnosti jsou dosahovány až do roku 2036 pro oba referenční body (a to ve značné míře)</li> <li>Počínaje rokem 2037 jsou hodnoty záporné pro oba referenční body, je tedy indikován mírný nedostatek výkonu, který pokračuje až do konce sledovaného období</li> <li>Positive values of capacity sufficiency are achieved up until 2036 for both the reference points (to a considerable extent)</li> <li>Beginning with 2037, the values are negative for both reference points; moderate shortage of generating capacity is therefore indicated which continues till the end of the observed period</li> </ul>
<b>Uhelná Coal</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>V oblasti regulačních rezerv je situace velmi příznivá</li> <li>S výjimkou vzdálenějších let nízké využívání systémových paroplynových zdrojů</li> <li>Very favourable situation in the field of regulation reserves</li> <li>Low utilization of the steam-gas system sources with the exception of further years</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kladné hodnoty výkonové dostatečnosti jsou dosahovány až do roku 2033 pro oba referenční body (do roku 2030 ve značné míře)</li> <li>Od roku 2034 se projevuje nedostatek jen v lednových hodnotách, od roku 2038 už i v červencových</li> <li>Positive values of capacity sufficiency are achieved up until 2033 for both the reference points (till 2030 to a considerable extent)</li> <li>Beginning with 2034, the shortage appears solely in January values; from 2038 also in July values</li> </ul>
<b>Plynová Gas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>V oblasti regulačních rezerv je situace příznivá</li> <li>U všech systémových zdrojů ve srovnání s ostatními variantami nejpříznivější využití</li> <li>Favourable situation in the field of regulation reserves</li> <li>The most favourable utilization of all system sources compared to other variants</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Výkonovou dostatečnost je možno považovat za podmíněně vyrovnanou do roku 2033 s občasnými většími přebytky v letních měsících, které se udrží až do roku 2038</li> <li>Lednové záporné hodnoty výkonové dostatečnosti od roku 2034 pokračují téměř ve stejné výši až do roku 2040</li> <li>Capacity sufficiency may be considered conditionally balanced till 2033 with occasional greater surpluses in summer months which remain up until 2038</li> <li>Negative January values of capacity sufficiency continue from 2034 in nearly the same size up until 2040</li> </ul>

	PROVOZ ES ČR CR PS OPERATION	VÝKONOVÁ DOSTATEČNOST ENTSO-E ENTSO-E CAPACITY SUFFICIENCY
<p><b>Jaderná</b></p> <p><b>Nuclear</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Velké jednotkové výkony, zvýšené požadavky na regulaci JE, snížené využití JE ke konci horizontu</li> <li>V závěru období nastávají dílčí nedostatky primární (PR) a sekundární regulace (SR) související s umístěním rezerv na menší počet větších bloků</li> <li>Great unit capacity, increased requirements on NPP regulation, lower NPP utilization by the end of the time horizon</li> <li>Partial problem with the PR and SR allocation in the end of the period</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Variantu je možno považovat z hlediska výkonové dostatečnosti dle ENTSO-E, kromě roku 2038 a částečně 2040, za vyhovující, se značnými přebytky výkonu</li> <li>With the exception of 2038 and partially 2040, the variant may be considered acceptable in terms of capacity sufficiency according to ENTSO-E with considerable capacity surpluses</li> </ul>
<p><b>Obnovitelné zdroje</b></p> <p><b>Renewable Sources</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Potřeba velkých importů již kolem roku 2025</li> <li>Nepříjatelné využití JE z důvodu jejich účasti na regulaci</li> <li>Výše uvedené problémy se budou v dalším období výrazně zhoršovat</li> <li>Provozně nevyhovuje po roce 2028 a není dále řešena</li> <li>Řešení po roce 2028 obdobné jako ve variantě Lokální energetika</li> <li>Need of great imports as soon as in approx. 2025</li> <li>Unacceptable NPP utilization with respect to ensuring the regulation</li> <li>Negative outlook of further development</li> <li>After 2028 unsuitable in terms of operation and not dealt with for later years</li> <li>Replaced by the Distributed Generation variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vyhovuje požadavkům ENTSO-E jen do roku 2025</li> <li>Od roku 2026 se projevuje nedostatek přinejmenším v lednových hodnotách</li> <li>Variant fulfils ENTSO-E requirements only to 2025</li> <li>Beginning with 2026 the shortage appeared at least in January values</li> </ul>
<p><b>Nízká spotřeba</b></p> <p><b>Low Consumption</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Riziko sníženého zájmu provozovatelů nabízet podpurné služby (PpS)</li> <li>Zvýšená potřeba regulace JE kolem roku 2030</li> <li>S výjimkou vzdálenějších let nízké využívání systémových paroplynových a jaderných zdrojů</li> <li>Risk of decreased operators' interest in offering ancillary services</li> <li>Increased need of NPP regulation in around 2030</li> <li>Low utilization of the steam-gas and nuclear system sources with the exception of further years</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Obdobná jako v Referenční, tj. jen s mírnějšími nedostatky v závěru sledovaného období</li> <li>The situation is similar as in the Reference variant, i.e. with only moderate shortages in the end of the observed period</li> </ul>
<p><b>Lokální energetika</b></p> <p><b>Distributed Generation</b></p>	<p>Zásadní potřeba nestandardních opatření:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>instalace větších výkonů v denní akumulaci</li> <li>nutnost účasti FVE a denní akumulace na regulaci</li> <li>zvýšená potřeba regulace JE kolem roku 2030</li> <li>vyšší potřeba mezinárodní spolupráce v oblasti regulačních rezerv</li> </ul> <p>Principal need of non-standard measures:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>commissioning of larger capacities in daily accumulation</li> <li>daily accumulation and PV participate as a regulation reserve</li> <li>increased need of NPP regulation in around 2030</li> <li>higher need of international cooperation in the field of regulation reserves</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Výkonovou dostatečnost v červencových hodnotách je možno považovat za vyhovující (jen rok 2040 je lehce záporný)</li> <li>Výkonová dostatečnost u lednových hodnot je vyhovující jen do roku 2029, pak začínají mírně narůstat deficity až do roku 2040</li> <li>July values of capacity sufficiency may be considered acceptable (only 2040 is slightly negative)</li> <li>January values of capacity sufficiency are suitable till 2029, then the deficits slightly grow up until 2040</li> </ul>
<p><b>Minimální investice</b></p> <p><b>Minimum Investments</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Potřeba velkých importů již kolem roku 2025</li> <li>Nepříjatelné využití JE z důvodu zajištění regulace</li> <li>Výše uvedené problémy se budou v dalším období výrazně zhoršovat</li> <li>Provozně nevyhovuje po roce 2029 a není dále řešena</li> <li>Need of great imports as soon as in approx. 2025</li> <li>Unacceptable NPP utilization with respect to ensuring the regulation</li> <li>Negative outlook of further development</li> <li>After 2029 unsuitable in terms of operation and not dealt with for later years</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vyhovuje požadavkům ENTSO-E v období 2021 až 2029</li> <li>Provozně nevyhovuje po roce 2029 a není dále řešena</li> <li>This variant fulfils ENTSO-E requirements between 2021 and 2029</li> <li>After 2029 unsuitable in terms of operation and not dealt with for later years</li> </ul>

## Zajištění provozu ES ČR palivy

**Střednědobý horizont:** ES ČR je relativně dobře zabezpečena primárními zdroji energie. Pro toto období se nepředpokládá nedostatek zdrojů, ale průběžně se budou snižovat zásoby hnědého uhlí, což bude znamenat postupné zhoršování exportní schopnosti naší soustavy. Zásobování tepláren hnědým uhlím není v tomto horizontu ohroženo. Současně je však střednědobý horizont období, kdy se musí většina tepelných zdrojů připravovat i na plnění požadavků Směrnice 2010/75/EU o průmyslových emisích, a to jak v rovině rozhodování o investicích, tak v rovině administrativně-správních rozhodnutí. Konkrétně se musí řešit dvě základní otázky, a to problematika dalšího vývoje těžby hnědého uhlí a otázka obstarání náhradních paliv včetně přípravy příslušné infrastruktury. Tato otázka je závažná zejména pro sektor teplárenství, které má v našich podmínkách dlouhodobou tradici. Je zde nastaven celý systém centralizovaného zásobování teplem, který není snadné radikálně změnit v krátkém čase.

**Dlouhodobý horizont:** V dlouhodobém výhledu bude zásadním problémem nedostatek hnědého uhlí. Hnědé uhlí bude chybět pro elektrárny i teplárny. Zatímco dnes je toto palivo základním primárním zdrojem pro výrobu elektřiny a pro výrobu centralizovaného tepla a současně také jediným zdrojem, v němž je ČR soběstačná, jeho role do budoucna poklesne. Je to dáno přirozeným dožíváním stávajících ložisek, kdy se budou snižovat jak roční objemy těžby, tak někdy i výhřevnost paliva, protože se bude těžit v okrajových částech ložisek. Kromě toho existuje v hnědouhelném hornictví závažný administrativní faktor územně-ekologických limitů, které výrazným způsobem omezují postup hnědouhelných lomů. Nedostatek takto blokováného uhlí ohrožuje další vývoj sektoru teplárenství a v širších souvislostech má dopad na celou energetiku.

Energetika ČR se sice může dále rozvíjet i bez prolomení limitů, toto s sebou však nese řadu závažných souvisejících problémů v oblasti teplárenství a plynárenství. Řešení těchto problémů existuje, ale je potřebné tento náhradní postup, který má technickou i ekonomickou stránku, začít včas hledat, neboť toto náhradní řešení bude s obou hledisek značně náročné. V případě, že by teplárenství muselo řešit v masivním měřítku přechody na nové technologie, například paroplynová zařízení, je otázkou, zda bude možné zajistit projekčně a dodavatelsky takový rozsah investic včas. Problémem může být i plynárenská infrastruktura. I když kapacita přepravní soustavy na dodávky zvýšených objemů plynu je až na některé výjimky, jako je oblast severní Moravy a Slezska, dostačující, problémy se mohou vyskytnout v distribuci. Málokterá ze současných tepláren má dostatečnou kapacitu plynové přípojky. Její vybudování může být náročné, přičemž primárním důvodem mohou být spíše problémy s trasou než s financemi. Závažná je i ekonomická stránka přechodu na nová paliva. Nejedná se jen o cenu zemního plynu, který je nákladnější než hnědé uhlí, ale i o investice. Tyto

## Provision of CR PS Operation with Fuel

**Medium-term horizon:** The Czech PS is relatively well provided with primary energy sources. In this period no deficit of sources is expected; however, brown coal reserves will gradually decrease, which will mean a gradual deterioration of exporting abilities of the Czech PS. In this horizon, supplies of brown coal to heating plants are not endangered. However, at the same time, the medium-term horizon is the period when most thermal sources will have to prepare to meet the requirements of the Directive 2010/75/EU, on both investments decision making and administrative decisions. In particular, two basic questions will have to be solved, namely the issue of a further development and mining of brown coal and the question of the provision of replacement fuels including the preparation of the corresponding infrastructure. This question is important in particular for the heating industry sector, which has in Czech conditions a long-time tradition. In the CR, there is a whole system of centralized heating, which is not easy to change radically within a short time.

**Long-term horizon:** In the long-term outlook, the basic issue will be the shortage of brown coal. Brown coal will be missed both for power plants and for heating plants. Whereas today this fuel is the basic primary source for the production of electricity and for the production of centralized heat and at the same time the only source, in which the Czech Republic is self-sufficient, in the future its role will decrease. This is due to the natural end of the life of current deposits which will face both the decreasing volumes of annual extraction and decreasing heating values of fuels, because the mining will proceed to border parts of deposits. Besides that, the brown coal mining industry has been confronted with a major administrative factor of the mining limits, which in a marked manner restrict the advance of brown coal mines. The deficit of the coal thus blocked puts under threat a further development of the heating industry and, in a wider context; it impacts the energy industry as a whole.

The electricity industry of the Czech Republic may keep on developing even without breaking mining limits; this, however, carries a number of serious mutually related issues for heating and electricity industry. These issues can be solved, but it is necessary to investigate alternative ways with both its technical and economic parts. Looking for it must start early since this replacement solution will be from both points of view very demanding. In case the heating industry had to implement, on a massive scale, a transition to new technologies, e.g. steam-gas equipment, then there is a question, whether this range of investments can be met by the existing capacity of designing, engineering and supply companies. Another issue may be the gas industry infrastructure. Even though the capacity of the transport system allowing the deliveries of increased volumes of gas is, with some exceptions, as e.g. the regions of Northern Moravia and Silesia, sufficient, some problems may arise at the distribution level. Very few of the existing heating plants have a sufficient capacity of the gas connection. Its construction might be exacting, with problems

všechny faktory se promítnou do ceny tepla s veškerými dopady na obyvatelstvo, které tak bude nést nejen tyto přímé důsledky, ale i dopady ceny elektřiny vyrobené z plynu, která se projeví ve všech sektorech hospodářství. Setrvávání na platnosti limitů by znamenalo, že kolem roku 2022 by byla ukončena těžba na lomu ČSA. Pokud nebude rozhodnuto ani o odstranění limitů na lomu Bílina, bude ohrožen i provoz budovaného bloku v Ledvicích.

V dlouhodobém horizontu se mohou projevit i problémy v zabezpečení černým uhlím. Přestože se očekává ukončení provozu elektrárny Dětmárovice jakožto největšího spotřebitele černého uhlí, bude současně docházet i k omezení jeho tuzemské těžby. V případě, že by se náhrada za docházející hnědé uhlí hledala i v černém uhlí, musela by se část černého uhlí dovážet, přičemž tento objem by se patrně postupem času průběžně zvyšoval. Pro jakýkoliv významný systémový zdroj, který by se budoval na černé uhlí, by se již od počátku muselo uvažovat s tím, že veškeré palivo by bylo z dovozu, obstarané na světových trzích s černým uhlím, tedy i v zámoří. V této souvislosti je nutno zmínit, že jako rezerva existuje ložisko Frenštát s poměrně značnými zásobami. Možné budoucí využití uhlí z této oblasti je však nyní negativně přijímáno ze strany místních obyvatel.

Významnou otázkou je zajištění zemního plynu pro výrobu elektřiny. Ten je nutno považovat za dovozové palivo, neboť jeho tuzemská těžba zajišťuje jen asi 2 % spotřeby. Přestože kapacita přepravní soustavy se nejvíce jako limitující prvek, stěžejním problémem by bylo obstarání plynu po obchodní stránce i cena samotná. K vyřešení disproporce v bilanci, zejména ke konci řešeného období před rokem 2040, by byla nutná instalace značného objemu výkonu v paroplynových zdrojích. Jednalo by se o zdroje určené i na dodávku energie, nikoliv jen pro regulační služby.

Pro zajištění výrazně většího podílu uplatnění biomasy při výrobě elektřiny a centralizovaného tepla oproti současnému stavu by se patrně muselo přistoupit k jejímu cílenému pěstování. To ale již znamená určitý systémový zásah. Naproti tomu v podmínkách ČR existuje nezanedbatelný potenciál pro výrobu elektřiny včetně centralizovaného tepla ve spalování komunálního odpadu, ať již biologicky rozložitelného nebo jiných druhů. V tomto směru zatím ČR zaostává za řadou vyspělých evropských zemí. Jako nejvýraznější problém se jeví obecný odpor obyvatelstva a místních orgánů.

Spotřeba paliv pro elektroenergetiku a teplárenství je uvedena na **obr. 8**.

arising rather in the route determination than in finances. A serious issue might also be the economic side of the transition to new fuels. The problem might be not only with the price of natural gas itself, which is more costly than brown coal, but also with investments. All these factors will find their reflection in the price of heat with all impacts on the population, which will thus bear not only these direct consequences but also the impacts of prices of electricity generated from gas, which will be felt in all sectors of the economy. Maintaining the limits would mean that around the year 2022 the mining would finish in the ČSA site. The failure to reach the cancellation of limits on the Bílina mine will also threaten the operation of the generating unit in Ledvice that is being built just now.

In the long-term horizon, problems with provision of hard coal may also occur. Even though the end of operation of the Dětmárovice power plant – the major hard coal consumer – is expected, the domestic hard coal mining will be gradually diminishing. In case the substitution for brown coal is sought in hard coal, a part of hard coal would have to be imported, with the volume of hard coal imports increasing over the time. The construction of any major hard coal fired system power source would presuppose the consideration that all fuel would come from imports and would be purchased at world hard coal markets, this means also from overseas. In this context one should make note about the existence of the reserved Frenštát deposit, with its relatively large reserves. Possibility of hard coal usage from this area is negatively accepted by local residents.

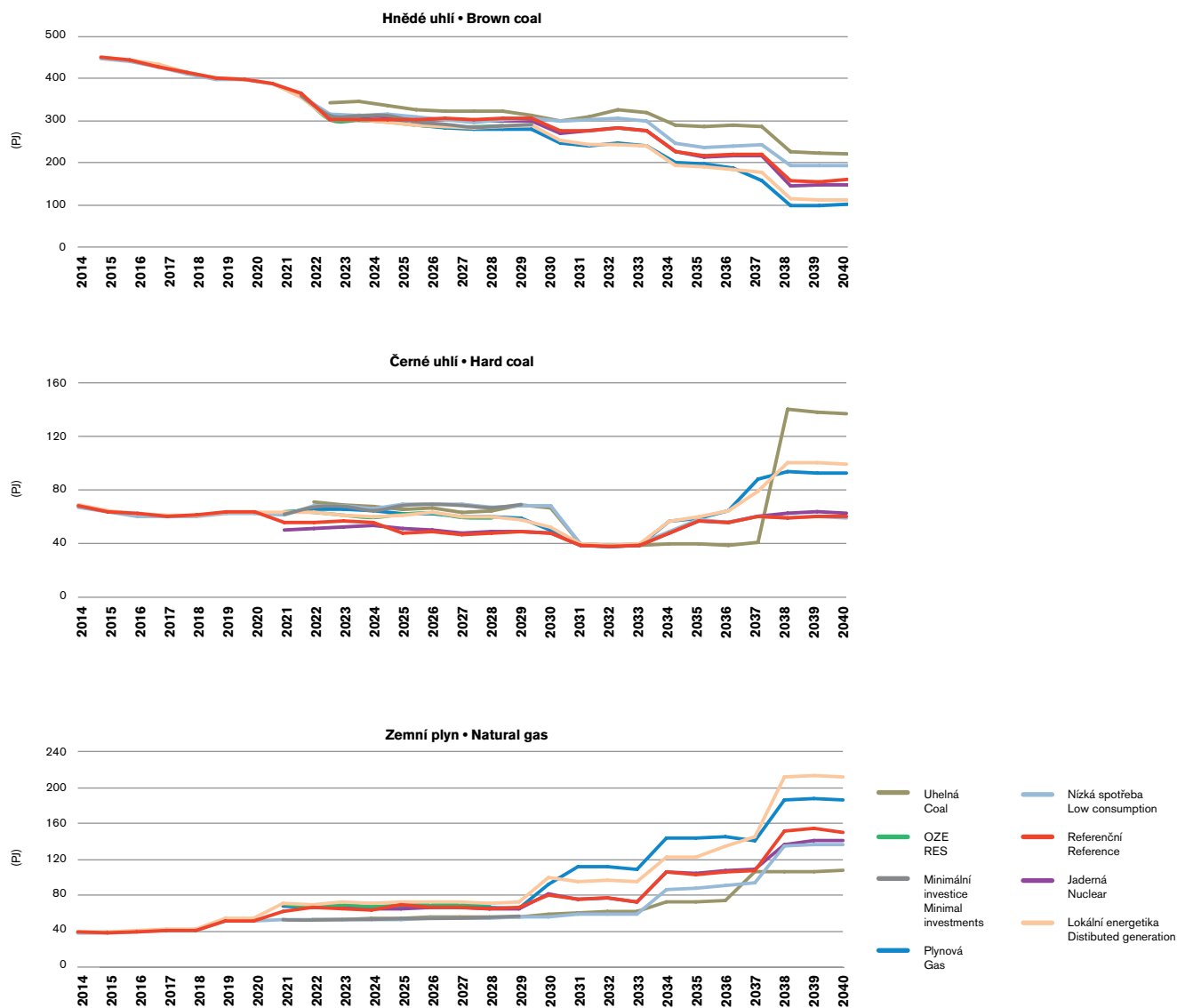
An important issue is securing the needed natural gas. Natural gas must be considered as import fuel, as its domestic extraction covers only about 2% of its consumption. Although the capacity of the transport system does not appear as the limiting element, the more serious issue might be the price of natural gas and its commercial provision. The removal of disproportions in the energy balance, in particular before the end of the period in 2040, would require the installation of a considerable volume in steam-gas sources. These sources would be sources intended for the supply of energy, not just for the provision of ancillary services.

In order to achieve a markedly higher share of biomass in the generation of electricity and central heat in comparison with the current state, steps would have to be taken toward growing it on a commercial scale. That means, however, a sort of system intervention. On the contrary, Czech Republic has a non-negligible potential for the generation of electricity and central heat in the incineration of communal waste, both biologically degradable and other types. In this regard, Czech Republic falls behind a number of developed European countries. The most pronounced problem consists in a general resistance of the population and of local administration.

Fuel consumption in electricity and heating industry is shown on **Fig. 8**.

### OBR. 8 SPOTŘEBA PALIV PRO ELEKTROENERGETIKU A TEPLÁRENSTVÍ

FIG. 8 FUEL CONSUMPTION IN ELECTRICITY AND HEATING INDUSTRY



ČR má oproti jiným zemím EU výhodu v tom, že je producentem uranového koncentrátu. Roční těžba, jež pokryje výrobu asi 250 tun polotovaru (žlutého koláče), se vyplácí a zaručuje hornickou kontinuitu. Rozhodující podíl těžby připadá na důl Rožná na Žďársku. Objem zásob na ložisku Rožná je však do budoucna limitovaný a bylo by vhodné uvažovat o otevření některé z perspektivních lokalit (např. Brzkov a Horní Věžnice). Za rezervu lze považovat rozsáhlé zásoby uranové rudy v severní části České křídové pánve. Celkově je evidovaných 135 tisíc tun zásob uranu, což je množství, které by pokrylo potřeby české jaderné energetiky na desítky let.

Výstavba nových jaderných zdrojů a prodloužení životnosti stávajících jaderných elektráren by do budoucna mohla řešit úbytek velkých hnědouhelných zdrojů, které by v každém případě musely ukončit svůj provoz v důsledku přirozeně se snižujících zásob hnědého uhlí. Neřeší se tím ale otázka teplotnosti, kde náhrada bude muset být hledána v zemním plynu, v omezeném rozsahu v černém uhlí, případně v dalších palivech. Existuje potenciál pro dodávku tepla do systémů centralizovaného zásobování teplem z jaderných elektráren, což by mohlo řešit např. otázku zásobování Brna a Českých Budějovic.

## Environmentální aspekty provozu a rozvoje ES ČR

**Ve střednědobém horizontu** se předpokládá takový rozvoj a provoz zdrojů, který bude odpovídat vydaným platným emisním směrnicím. Střednědobý horizont lze charakterizovat významným meziročním snižováním všech druhů emisí, přičemž k nejvýznamnějšímu snížení dochází na začátku a konci období (k roku 2022). Tato situace je způsobena jak poklesem výroby elektřiny z hnědého uhlí (vlivem snižující se roční dostupnosti hnědého uhlí pro elektrárny) a nutností dodržet emisní stropy, tak postupným zlepšováním parametrů odloučení škodlivin na zdrojích).

**Dlouhodobý horizont:** V období let 2023 až 2036 lze očekávat již jen mírný pokles, případně stagnaci, produkce emisí škodlivin a CO<sub>2</sub>. Nejvyšší objemy lze očekávat u varianty Uhelné, kde se počítá s využitím uhlí za územně-ekologickými limity. V letech 2037 až 2040 je opět vlivem rozdílného zdrojového mixu použitého v jednotlivých variantách různá produkce emisí, ale společný je trend výraznějšího poklesu TZL, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> a CO<sub>2</sub> k roku 2038 vlivem vyřazování retrofittovaných hnědouhelných zdrojů a doplnění výkonové bilance o zdroje na zemní plyn. Výjimku tvoří varianta Uhelná, kde dochází k instalaci nových bloků na dovozové černé uhlí, což vede k navýšení všech druhů emisí. Předpokládaný vývoj vybraných emisí v oblasti elektroenergetiky je pro jednotlivé varianty uveden na **obr. 9**.

Compared to other countries, the Czech Republic has the advantage of being a producer of uranium concentrate. Annual extraction, which covers the production of about 250 tonnes of uranium (yellowcake), is profitable and guarantees the continuity of mining. A significant proportion of mining falls to the mine Rožná. Nevertheless, the volume of reserves in the Rožná deposit is limited for the future, and it would be appropriate to consider opening one of the promising sites (e.g. Brzkov and Horní Věžnice). The extensive reserves of uranium ore in the northern part of the Czech Cretaceous Basin can be considered as reserve. 135 thousand tonnes of uranium is recorded, which is an amount that would cover the needs of the Czech nuclear energy industry for decades.

The construction of new nuclear sources and the extension of the operation life of the existing nuclear PPs could in the future solve the decline of large brown coal firing sources which would have to be decommissioned anyway as a consequence of naturally decreasing brown coal deposits. This, however, does not solve the issue in the heating industry, where the brown coal replacement will have to be sought in natural gas, in a limited range also in hard coal and eventually in other types of fuel. Nuclear PPs have a potential for supplies of heat to centralized heating systems, which could solve the problem of supplies of heat e.g. to Brno and České Budějovice.

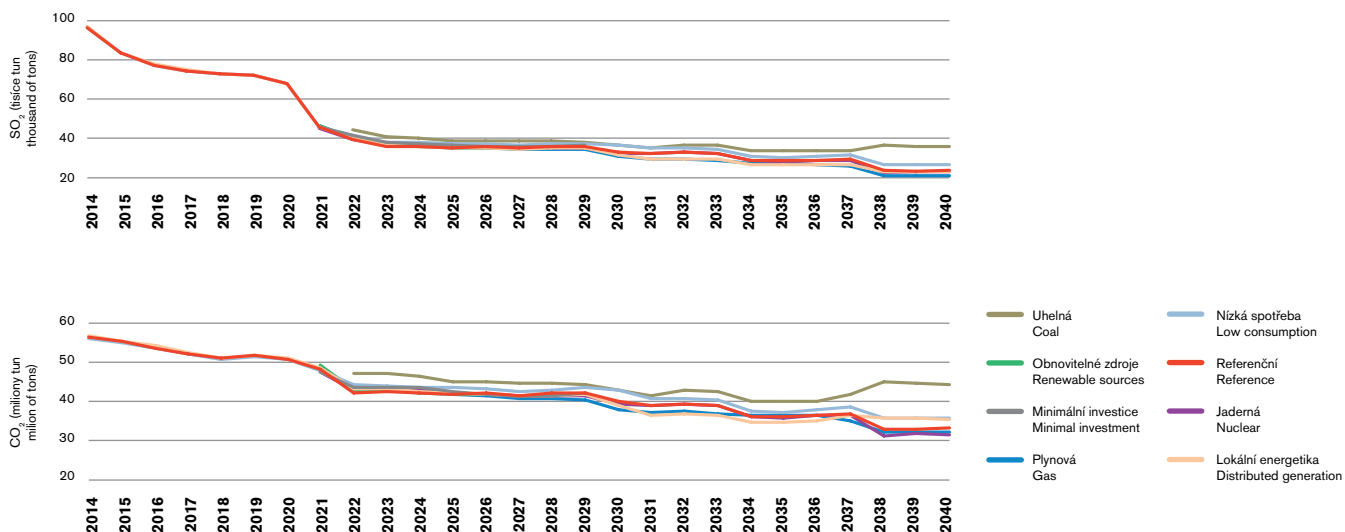
## Environmental Aspects of the CR PS Operation and Development

**The situation in the medium-term horizon** assumes such a development and operation of power sources, which will correspond with the published valid emission directives. Medium-term horizon can be characterized by a major annual rate of decrease of all types of emissions; the most important reduction occurs at the beginning and at the end of the period (as of the year 2022). This situation is brought about by the decrease of the production of electricity from brown coal (due to the diminishing annual availability of brown coal for power plants), by the need to meet emission limits and by a gradual improvement of parameters of the separation of pollutants in sources.

**Long-term horizon:** In the period 2023–2036 just a moderate decrease or stagnation of the emission of harmful substances and CO<sub>2</sub> is expected. The largest volumes are expected in the Coal variant, which counts with the availability of coal behind the mining limits. The period 2037–2040 exhibits again – due to a different source mix used in individual variants – a different production of emissions; however, a common trend is the more pronounced decrease of solid pollutants, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and CO<sub>2</sub> as of 2038. This decrease is caused by the decommissioning of retrofitted brown coal firing power sources and by the completion of the power balance with natural gas firing power sources. The Coal variant is an exception; this variant counts on the installation of new generating units firing imported hard coal, which in turn brings about an increase of all sorts of emissions. Anticipated development of selected emissions in electricity industry is documented per each variant on **Fig. 9**.

## OBR. 9 PŘEDPOKLÁDANÝ VÝVOJ VYBRANÝCH EMISÍ V OBLASTI ELEKTROENERGETIKY

FIG. 9 ANTICIPATED DEVELOPMENT OF EMISSIONS IN THE ELECTRICITY INDUSTRY



Česká energetika se do roku 2020 nebude pravděpodobně potýkat s nedostatkem povolenek vyhrazených pro energetiku a splní závazné cíle. Je třeba zdůraznit, že pouze menší část povolenek bude výrobcům přidělena zdarma a zbytek potřebných povolenek budou muset nakoupit v aukcích nebo využít případného přebytku z druhého období EU-ETS. Výraznější dopad povolenek na provoz nelze očekávat vzhledem k jejich očekávané nízké ceně do roku 2020. Po roce 2020 není pro energetiku dosud stanoven žádný závazný rámec dalšího snižování emisí skleníkových plynů. Panuje výrazná nejistota ohledně budoucích stanovených závazků na omezení emisí skleníkových plynů a výsledné ceny povolenek, která prakticky znemožňuje provést investorům strategická rozhodnutí o výstavbě nových zdrojů. Jedním z mála dokumentů, z něhož lze vyvozovat možné budoucí závazky na snižování emisí, je Roadmap 2050. Pokud bude další snižování emisí probíhat v souladu s tímto dokumentem, může se situace v poměrně snadné dostupnosti povolenek pro energetiku rychle změnit, jak naznačuje **obr. 10**. Ambice v oblasti redukce emisí jsou v tomto dokumentu značně vysoké a jejich případná realizace zatím spíše nejasná. Analýzy naznačují, že ve vybraných variantách (Uhelná, Nízká spotřeba) se můžou některé subjekty již od roku 2025 potýkat s problémy při jejich obstarávání. Nejpozději rokem 2028 lze obdobný problém indikovat ve všech variantách. Do roku 2030 bude nejspíše možné pokrýt očekávané deficity povolenek z přebytků

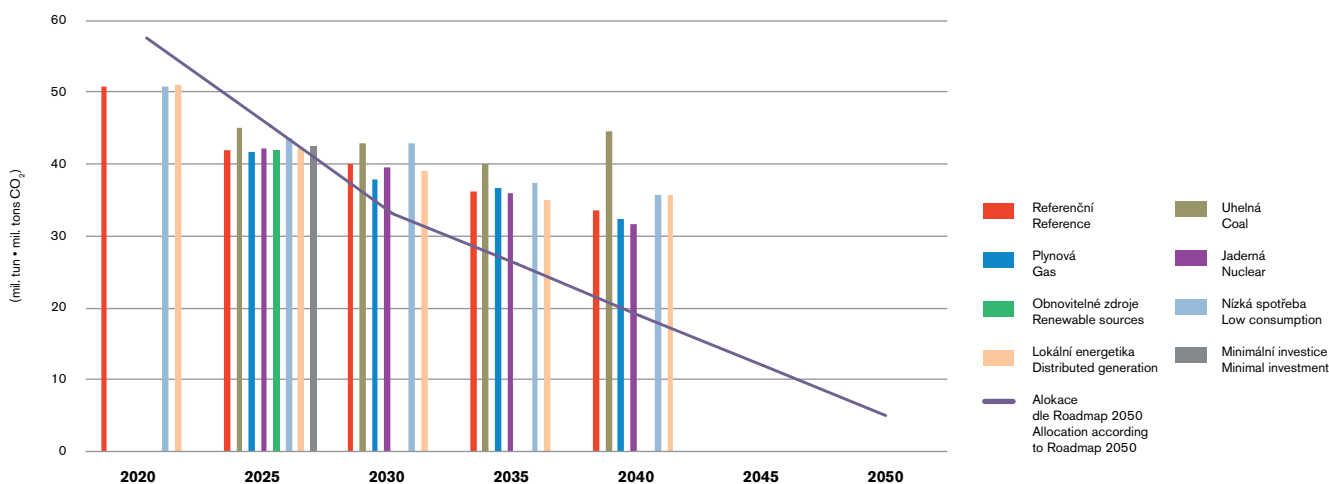
Up to the year 2020, the Czech electricity industry will probably not encounter a shortage of emission allowances set aside for the electricity industry and it will meet the binding targets. Here it is necessary to emphasize, that only a smaller portion of emission allowances will be assigned to producers free of charge and that the producers will have to purchase the rest of needed emission allowances in auctions or make use of eventual excess of emission allowances from the second period of the EU Emission Trading System. A more pronounced impact of emission allowances on the operation of the Czech PS cannot be expected in view of their – as expected – low prices up to 2020. After the year 2020, the electricity industry has no binding framework of further reduction of emissions of greenhouse gases. There is a strong uncertainty regarding the future commitments for the restrictions of emissions of greenhouse gases and also regarding the resultant prices of emission allowances, which practically make it for investors impossible to reach strategic decisions about the construction of new sources. One of the few documents, which allow inferring future possible commitments for the reduction of emissions, is the Roadmap 2050. If a further reduction of emissions follows in agreement with this document, the relatively effortless availability of emission allowances for the electricity industry may quickly change (**Fig. 10**). Ambitions in the reduction of emissions are in this document relatively high and their eventual implementation is up to now rather unclear. Analyses indicate that in selected variants (Coal, Low consumption) some

vytvořených do roku 2025 (2028), nicméně po tomto datu již nikoliv a bude patrně nutné přistoupit buď k výraznému omezení provozu zbývajících uhelných elektráren, nebo k rozsáhlému programu omezení emisí CO<sub>2</sub> vhodnou technologií.

subjects may encounter as early as from the year 2025 problems with a procurement of allowances. The latest in the year 2028, similar problems will arise in all variants. Up to the year 2030 it will probably be possible to cover the expected deficits of allowances from surpluses established by the year 2025 (2028), yet after this date this will be no more possible. Probably, it will be necessary to start with marked restrictions of the operation of remaining coal PPs, or with an extensive program of the reduction of CO<sub>2</sub> emissions by means of a suitable technology.

## OBR. 10 SROVNÁNÍ OČEKÁVANÉ PRODUKCE CO<sub>2</sub> S MOŽNOU ALOKACÍ PRO ENERGETIKU V LETECH 2020–2040

FIG. 10 COMPARISON OF THE ANTICIPATED PRODUCTION OF CO<sub>2</sub> WITH THE POSSIBLE ALLOCATION (2020-2040)



### Provoz a rozvoj elektrických sítí

**Střednědobý horizont:** Rozvoj sítí odpovídá klasickému pojetí rozvoje ES s důrazem na centrální úlohu PS včetně odpovědnosti za provoz ES. Rozvoj sítí je charakteristický postupnou obnovou dožívajících prvků sítí všech napěťových hladin, výstavbou vedení v nových koridorech pro vyvedení výkonu nových jaderných bloků a řešením problému neplánovaných přenosů na mezistátních profilech. Do roku 2020 se připravuje výstavba **507 km** nových vedení 400 kV, z čehož **224 km** bude realizováno zdvojením linek ve stávajících koridorech.

### Operation and Development of Electric Networks

**Medium-term horizon:** The development of networks corresponds to the classic concept of the TS development with the focus on central task of the system including the responsibility for the operation of the Czech PS. The development of networks is characterized by a gradual renewal of ageing elements of networks at all voltage levels, construction of lines in new corridors for connection of new nuclear units and a solution of the problem of unplanned power flows at international profiles. Till 2020, we prepare construction of **507 km** of new 400 kV lines of which **224 km** will involve doubling of lines in the existing corridors.

**Dlouhodobý horizont:** Rozpětí názorů na koncepci rozvoje sítí lze charakterizovat od klasického pojetí zaměřeného na centrální úlohu silné přenosové sítě s velkými zdroji až po výrazný odklon k menším samostatným a bilančně vyrovnaným sítím s téměř autonomním řízením. Předpokládá se koncepční rozvoj PS s postupným útlumem systému 220 kV a jeho náhradou, posilování mezistátního propojení a postupná změna charakteru provozu sítí s ohledem na rozvoj decentralizované výroby, akumulace a elektromobility. Do roku 2030 by mělo přibýt dalších **722 km** nových vedení PS, z čehož **634 km** bude provedeno zdvojením vedení 400 kV ve stávajících koridorech.

Konkrétní rozvoj sítí a posilování příslušných transformačních kapacit tak, jak jsou uvažovány ve střednědobých rozvojových plánech provozovatelů sítí, odpovídá požadavkům a potřebám na zabezpečení budoucí spotřeby a vyvedení výroby zdrojů. Pro zabezpečení spolehlivého provozu přenosové soustavy je třeba zajistit obnovu stávajících dožívajících prvků PS a vybudovat nová vedení především pro zabezpečení vyvedení nových zdrojů. Rozvoj transformační vazby PS/110 kV je do značné míry vázán na rozvoj či útlum zdrojů v distribučních sítích. Na jedné straně rozvoj decentralní výroby snižuje potřebu posilování transformační vazby PS/DS, na druhé straně odstavení dožívajících zdrojů v DS vyvolává potřebu jejich náhrady transformační vazbou z PS. Instalace zařízení PST na přeshraničním profilu 400 kV Hradec–Röhrsdorf jako opatření k omezení neplánovaných přetoků výkonu ohrožujících spolehlivost provozu přenosové sítě se jeví jako opodstatněné. Toto technické opatření umožní zachování mezistátního propojení a současně omezení velikosti transportovaného výkonu na přijatelnou mez. Rostoucí zastoupení zdrojů rozptýlené výroby mění dosavadní charakter provozu distribučních sítí a klade vyšší nároky na jejich řízení. V rámci síťových výpočtů bylo testováno zvýšené nasazení zdrojů rozptýlené výroby na hladinách vn a nn. Ve vzdálenějším časovém horizontu ovlivní provoz sítí také rozvoj elektromobility. Zajištění těchto požadavků si vyžádá nezanedbatelné investice nad rámec v současnosti připravovaného rozvoje sítí. Úpravy a nezbytné investice potřebné pro zajištění nových požadavků bude nutné provést na straně sítí (distributorů), na straně zdrojů (výrobců) i na straně spotřebitelů (akumulace, řízení spotřeby). Při zavádění nových technologií se doporučuje věnovat pozornost jejich testování v rámci pilotních projektů a zajistit spolehlivost při přenosu a správě dat. Nezbytný je rovněž odpovídající legislativní rámec pro aplikování nových technologií. Obtížné a zdoluhavé povolovací procesy při přípravě liniových staveb výrazně prodlužují dobu pro jejich realizaci. Je třeba v maximální míře využít koridorů a tras stávajících vedení a uplatňovat i nové technologie pro zvýšení přenosových schopností síťových prvků. Rozvoj a výstavba nových síťových prvků jsou bez změny legislativního zázemí na jejich podporu omezené.

**Long-term horizon:** Opinions regarding the concept of the development of networks range from a classic concept based on the central task of a strong transmission network with large sources up to a marked deflection toward smaller and power balanced networks with an almost autonomous control. An implementation of a conceptual development of the transmission network is expected, with a gradual retirement of the 220 kV system and with its replacement, with the strengthening of international interconnections and with a gradual change of the character of the operation of networks with regard to the development of decentralized generation, accumulation and electric vehicles. Till 2030, other **722 km** of new TS lines shall be provided of which **634 km** will involve doubling of lines in the existing corridors.

The particular development of networks and the strengthening of the corresponding transformation capacities in the manner, which is anticipated in medium-term plans of development by network operators, corresponds to the requirements and needs to secure the future consumption and connection of sources. Securing a reliable operation of the transmission network requires the renewal of existing TS elements coming closer to the end of their operation life and the construction of new lines primarily for connection of new sources. The development of the transformation bound between TS/110 kV system is to a considerable extent linked to the development or retirement of power sources in distribution networks. On one hand, the development of decentralized generation lowers the need to strengthen the transformation capacity TN/DN; on the other hand, the decommissioning of retiring sources in the distribution network brings about the need for their replacement by the transformation capacity from the transmission network.

The installation of the phase-shifting transformer at the cross-border 400 kV profile in Hradec – Röhrsdorf as a measure to restrict unplanned excessive power flows, endangering the reliability of the operation of the transmission network, appears to be justified. This technical measure will allow maintaining the interstate connection and, at the same time, limiting the magnitude of transported power to an acceptable limit. The increasing share of distributed generation sources changes the character of the operation of distribution networks and sets higher requirement on their management. Higher utilization of distributed generation on HV and LV levels was tested in network calculations. In the more remote horizon, the operation of networks will also be affected by the development of electric vehicles. Securing these requirements will demand non-negligible investments in excess of the framework of currently prepared development of networks. Modifications and necessary investments needed in order to secure new requirements will have to be carried out on the side of networks (distributors), on the side of sources (producers) and on the side of consumers (accumulation, consumption management). When introducing new technologies, attention should also be paid to their testing within

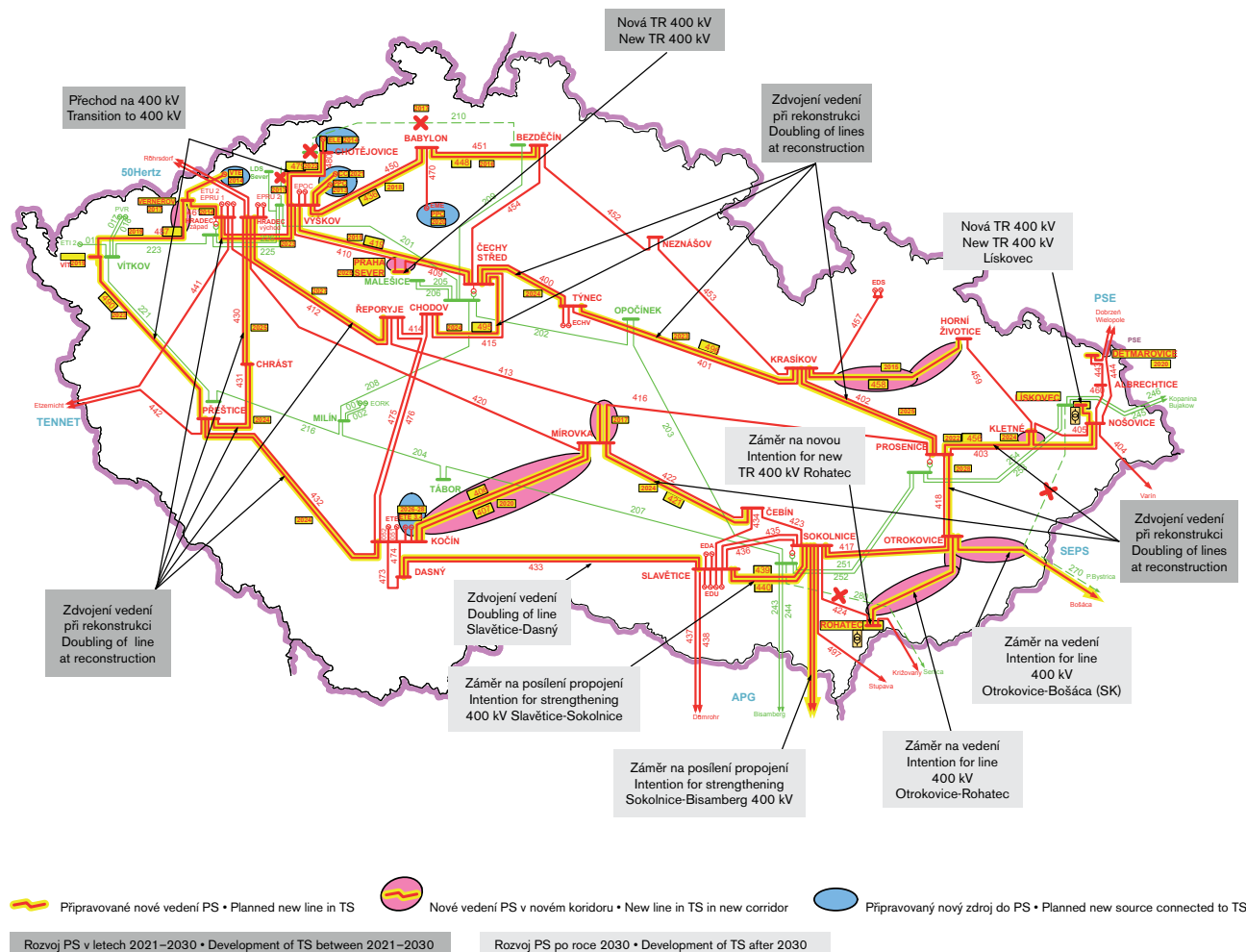
Připravovaný rozvoj přenosové sítě ES ČR včetně uvažovaných záměrů na výstavbu dalších přenosových prvků je uveden na obr. 11.

the framework of pilot projects and to securing the reliability in the process of data transfer and management. It is also necessary to establish the corresponding legislative framework for the application of new technologies. Difficult and time-consuming authorization processes in the preparation of line constructions make the time for their completion substantially longer. It is necessary, in the maximum possible extent, to make use of corridors and routes of existing lines and also to apply new technologies for the increase of transmission capacities of network elements. The development and construction of new network elements, without changes of the supporting legislative background, is seriously limited.

The prepared development of the CR PS transmission network including intentions to construct more transmission elements is shown on Fig. 11.

### OBR. 11 ROZVOJ PŘENOSOVÉ SÍTĚ ČEPS

FIG. 11 DEVELOPMENT OF THE CZECH TRANSMISSION SYSTEM ČEPS



## Ekonomické faktory provozu a rozvoje ES

**Střednědobý horizont:** Ve střednědobém horizontu do roku 2020 se očekává postupná stabilizace evropského trhu s elektřinou i trhu s emisními povolenkami. Budou dokončeny investice do rozestavěných bloků (elektrárna Ledvice) a může dojít k zahájení investic do dostavby JE Temelín. Aktuální ceny elektřiny na trhu jsou v současné době na velmi nízké úrovni, která je způsobena z velké části objemem dotovaných obnovitelných zdrojů s přednostním právem přístupu. Nejvýrazněji se ve středoevropském regionu projevuje dopad podpory OZE na ceny elektřiny v Německu a zprostředkovaně, přes vzájemnou provázanost trhů, i v okolních zemích. Svůj podíl na nízké ceně elektřiny má i nízká cena povolenek a celosvětový pokles ceny uhlí. V očekávaném vývoji cen dlouhodobých kontraktů v jednotlivých zemích regionu do roku 2020 postupně dochází k jejich sblížení. Některé základní relace platné dnes, např. deficitní charakter Maďarska s regionálně vyšší cenou nebo naopak silně propojený a výrobně přebytečný česko-slovenský trh, však zůstávají zachovány. Do roku 2020 lze očekávat pouze mírné nárůsty cen (okolo 10 %). Situaci se současnými nízkými cenami nelze v dlouhodobém výhledu považovat za stabilní a udržitelnou. Může vést k omezení až úplnému zastavení výstavby nových konvenčních zdrojů. Určujícím tržním prvkem ceny silové elektřiny je cena ročního pásma (ročního baseloadu). V posuzovaném období tato hodnota nejprve stagnuje na úrovni 900 Kč/MWh (36 EUR/MWh) a teprve od roku 2017 pozvolna vzrůstá až na 1 000 Kč/MWh (40 EUR/MWh) v roce 2020. Očekávaný trend vývoje ceny elektřiny, díky propojení trhů, prakticky výhradně sleduje cenové trendy na německé burze. V české ES postupně dochází k odstranění nerovnováhy mezi průměrnou roční cenou baseloadu na burze a průměrnou roční cenou na denním trhu (spotu). Snížení koncové ceny elektřiny pro spotřebitele lze očekávat od roku 2014. Důvodem je výrazný pokles ceny silové elektřiny na trhu s elektřinou a omezení poplatku na OZE u koncových zákazníků. Silová elektřina se na koncové ceně elektřiny na hladině nn pro rok 2014 podílí ze 44 %, poplatek za OZE z 15 % a zbylé regulované složky koncové ceny tvoří 41 %. Do budoucna lze očekávat tlak na další snižování regulované složky ceny ze strany ERÚ. Poplatek za provoz OZE je legislativně omezen částkou 495 Kč/MWh a zbylá část potřebné dotace na jejich provoz (tzn. 15,6 mld. Kč) bude uhrazena ze státního rozpočtu. V nejbližších letech (do roku 2016) by tak mohla cena elektřiny pro koncové zákazníky ještě, ale jen velmi mírně, klesnout. Předpoklad stagnace či poklesu cen pro koncové zákazníky mohou výrazně změnit možné kapacitní platby, které budou přirozeně promítnuty do ceny elektřiny.

**Dlouhodobý horizont:** Obnova a rozvoj ES ČR bude v období do roku 2040 značně investičně náročná, jak je patrné z obr. 12. Odhad celkových investic na obnovu a rozvoj výrobní základny elektroenergetiky za celé období 2014 až 2040

## Economic Factors of the Operation and Development of the Czech PS

**Medium-term horizon:** In the medium-term horizon, up to the year 2020, a gradual stabilization of the European market with electricity as well as the market with emission allowances is expected. Investments in generating units under construction (power plant Ledvice) will be finalized and investments may start to flow in the completion of the construction of the nuclear power plant Temelín. The topical prices of electricity at the market are at the current time at a very low level, which is to a major extent caused by the volume of subsidized renewable sources with preferential right to access to the network. The most marked impact in the Central European region is exhibited by subsidies for RES. Affected are the prices of electricity in Germany and, indirectly through the mutual interdependence of markets, in other neighboring countries. The low price of emission allowances and the world-wide decrease of the price of coal have also their share in the low price of electricity. In the expected development of prices of long-term contracts up to the year 2020, differences between prices in individual countries tend to decrease. Some basic features valid today, e.g. the deficient character of Hungary with a regionally higher price or, on the contrary, densely interconnected Czech-Slovak market with excess of generation stay, however, maintained. Up to the year 2020, only a modest increase of prices (about 10%) can be expected. The situation with current low prices cannot be in the long-term outlook considered stable and sustainable. Too low prices may lead to restrictions in or to complete halting of the construction of new conventional power sources. The decisive market element for the prices of electricity is the price of the yearly band (yearly base load). In the period examined, this value stays approximately constant at the level of 900 CZK/MWh (36 EUR/MWh) and only from the year 2017 gradually increases up to 1,000 CZK/MWh (40 EUR/MWh) in the year 2020. The expected trend in the development of the prices of electricity, thanks to mutual interconnection of markets, follows almost exclusively price trends at the German power exchange. In the Czech PS, the imbalance between the average yearly price of base load at the power exchange and the average yearly price at the day market (spot) is gradually being removed. The decrease of the end price for consumers may be expected from the year 2014. The reason is a marked decrease of the price of electricity at the electricity market and the limitation of the RES fee for end-use customers. The share of the price of electricity alone in the final price of electricity at the low-voltage level for the year 2014 makes 44%, the RES fee is 15% and the remaining components of the final price, which are subjected to price regulation, make 41%. A pressure toward a further decrease of prices of regulated components will be – as expected – exerted by the Energy Regulation Office (ERO). The fee for the operation of RES is restricted by the law to the amount of 495 CZK/MWh and the remaining part of the subsidies for their operation (i.e., 15.6 billion CZK) will be paid by the state budget. In the

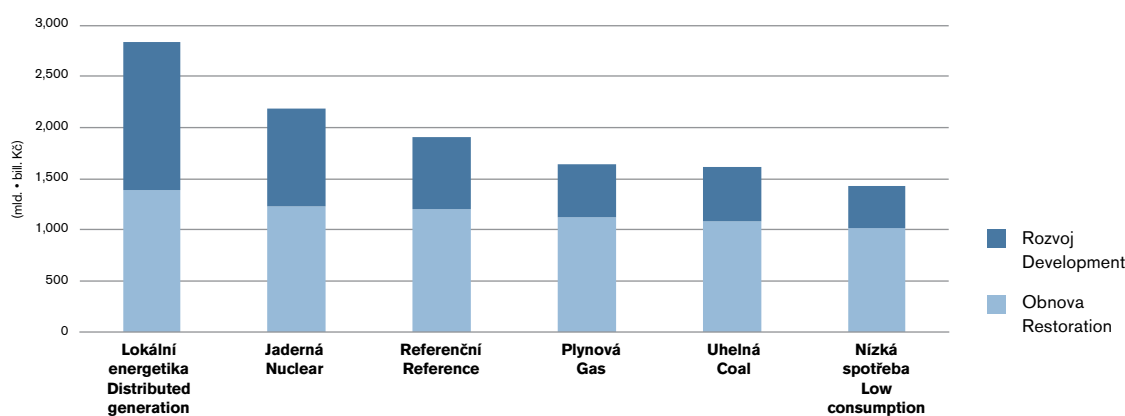
se pohybuje v závislosti na variantě rozvoje výrobní základny od 1,4 bil. Kč do 2,8 bil. Kč, což dokumentuje fakt, že skladba rozvojové varianty má velmi silný vliv na investiční náročnost. Kromě rozvoje výrobní základny je nutno v období 2014 až 2040 počítat s dalšími 400 až 600 mld. Kč do rozvoje přenosové a distribučních soustav, takže celkové investice do ES ČR by se pro řešené varianty měly pohybovat v rozmezí 1,6 (varianta Nízká spotřeba) až 3,3 bil. Kč (varianta Lokální energetika). Nižší investice (pod 1 bil. Kč) pro variantu Minimální investice jsou nereálné, neboť tato varianta je neprovzovatelná již v blízkých časových horizontech.

nearest years (up to the year 2016) the price of electricity for end-use customers could further decrease, but only by just a little value. Assumptions about the stagnation or the decrease of prices for end-use customers can substantially change potential capacity payments, which will be naturally reflected in the prices of electricity.

**Long-term horizon:** The renewal and development of the Czech PS in the period of up to the year 2040 will be very demanding with respect to investments (**Fig. 12**). An estimate of the total volume of investments for the renewal and development of the Czech PS for the whole period 2014–2040 is, depending on the variant of the development of the generation base, in the range between 1.4 trillion CZK and 2.8 trillion CZK, which documents the fact that the structure of the development variant has a very strong impact on investment requirements. Apart from the development of the generation base, about 400–600 billion CZK will be required in the period 2014–2040 for the development of the transmission and distribution networks, so that the total investments in the Czech PS should range for variants analyzed from 1.6 trillion CZK (Low consumption variant) to 3.3 trillion CZK (Distributed generation variant). Minimal investments (below 1 trillion CZK) in case of the Minimal investments variant are not realistic as this variant is inoperable as early as in short time horizons.

**OBR. 12 ODHAD INVESTIC DO VÝROBNÍ ZÁKLADNY ES ČR ZA OBDOBÍ 2014 AŽ 2040 (NOMINÁLNÍ CENY)**

**FIG. 12 INVESTMENTS ESTIMATION IN THE SOURCE BASE OF THE CR PS IN 2014–2040 (NOMINAL PRICES)**



### Srovnání variant rozvoje elektroenergetiky

V následujících tabulkách je provedeno srovnání navržených variant z různých pohledů. **Tab. 5** ukazuje srovnání variant rozvoje z pohledu vývoje spotřeby elektřiny, její výroby a salda elektrizační soustavy ČR.

### Comparison of Electricity Industry Variants

Following tables depict comparison of proposed variants from different points of view. **Tab. 5** shows the comparison of the development variants in view of the electricity consumption, its production and the CR power system balance.

**TAB. 5 SROVNÁNÍ VARIANT ROZVOJE – VÝVOJ SPOTŘEBY, VÝROBY A SALDA ES ČR MEZI ROKY 2012–2040**

**TAB. 5 COMPARISON OF THE DEVELOPMENT VARIANTS – DEVELOPMENT OF THE CONSUMPTION, PRODUCTION AND THE CR PS BALANCE BETWEEN 2012 AND 2040**

	SPOTŘEBA CONSUMPTION	BRUTTO VÝROBA, SALDO ES GROSS PRODUCTION, PS BALANCE	
<b>Referenční</b>  <b>Reference</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Referenční rozvoj ekonomiky, demografie a uplatnění úspor</li> <li>TNS v roce 2040</li> <li>Navýšení oproti roku 2012 o 14 TWh (+24%)</li> <li>Spotřeba elektromobilů ve výši 1,9 TWh</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>Reference economic and demographic development and application of savings</li> <li>DNC in 2040: 72.7 TWh</li> <li>Compared to 2012 increase by 14 TWh (+24%)</li> <li>Electric cars consumption amounting to 1.9 TWh</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Výroba brutto: 78,2 TWh</li> <li>Saldo ES ČR: 6,2 TWh (import)</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gross production: 78.2 TWh</li> <li>CR PS balance: 6.2 TWh (import)</li> </ul>
<b>Uhelná</b> <b>Coal</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Spotřeba elektřiny stejná jako v Referenční variantě</li> <li>Same as in the Reference variant</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Výroba brutto: 73,5 TWh</li> <li>Saldo ES ČR: 11,1 TWh (import)</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gross production: 73.5 TWh</li> <li>CR PS balance: 11.1 TWh (import)</li> </ul>
<b>Plynová</b> <b>Gas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Spotřeba elektřiny stejná jako v Referenční variantě</li> <li>Same as in the Reference variant</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Výroba brutto: 79,1 TWh</li> <li>Saldo ES ČR: 5,4 TWh (import)</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gross production: 79.1 TWh</li> <li>CR PS balance: 5.4 TWh (import)</li> </ul>
<b>Jaderná</b> <b>Nuclear</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Spotřeba elektřiny stejná jako v Referenční variantě</li> <li>Same as in the Reference variant</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Výroba brutto: 88,7 TWh</li> <li>Saldo ES ČR: 3,8 TWh (export)</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gross production: 88.7 TWh</li> <li>CR PS balance: 3.8 TWh (export)</li> </ul>
<b>Obnovitelné zdroje</b> <b>Renewable Sources</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Spotřeba elektřiny stejná jako v Referenční variantě</li> <li>Same as in the Reference variant</li> </ul>	<b>Varianta kalkulována jen do roku 2028</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Výroba brutto: 61,6 TWh (2028)</li> <li>Saldo ES ČR: 16,1 TWh (import)</li> </ul>	<b>The variant is only calculated till 2028</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gross production: 61.6 TWh (2028)</li> <li>CR PS balance: 16.1 TWh (import)</li> </ul>
<b>Nízká spotřeba</b>  <b>Low Consumption</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nízký rozvoj ekonomiky, demografie a vyšší uplatnění úspor</li> <li>TNS v roce 2040: 64,7 TWh</li> <li>Navýšení oproti roku 2012 o 6 TWh (+10%)</li> <li>Spotřeba elektromobilů ve výši 0,7 TWh</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>Low economic and demographic development, higher application of savings</li> <li>DNC in 2040 64.7 TWh</li> <li>Compared to 2012 increase by 6 TWh (+10%)</li> <li>Electric cars consumption amounting to 0.7 TWh</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Výroba brutto: 63,1 TWh</li> <li>Saldo ES ČR: 10,9 TWh (import)</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gross production: 63.1 TWh</li> <li>CR PS balance: 10.9 TWh (import)</li> </ul>
<b>Lokální energetika</b> <b>Distributed Generation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Spotřeba elektřiny stejná jako v Referenční variantě</li> <li>Same as in the Reference variant</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Výroba brutto: 78,6 TWh</li> <li>Saldo ES ČR: 7,0 TWh (import)</li> </ul>	<b>2040</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gross production: 78.6 TWh</li> <li>CR PS balance: 7.0 TWh (import)</li> </ul>
<b>Minimální investice</b> <b>Minimum Investments</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Spotřeba elektřiny stejná jako v Referenční variantě</li> <li>Same as in the Reference variant</li> </ul>	<b>Varianta kalkulována jen do roku 2029</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Výroba brutto: 70,3 TWh (2029)</li> <li>Saldo ES ČR: 8,8 TWh (import)</li> </ul>	<b>The variant is only calculated till 2029</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Gross production: 70.3 TWh (2029)</li> <li>CR PS balance: 8.8 TWh (import)</li> </ul>

**Obr. 13 až 18** spolu s komentáři shrnují srovnání variant rozvoje elektroenergetiky ve světle nejdůležitějších veličin bilančních, provozních i investičních. Vodorovné červené čáry uvádějí stav v roce 2012, svislé čáry s uvedenými hodnotami ukazují meze rozvoje. Pro srovnání jsou uvedeny ty varianty, které byly analyzovány v horizontu roku 2040. Varianty Obnovitelné zdroje,

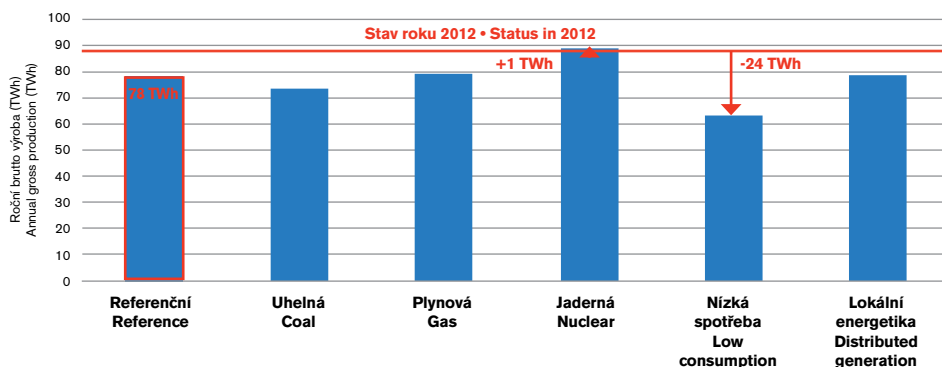
**Fig. 13 to 18** and the comments sum up the comparison of the electricity industry development variants in terms of the most important balance, operational and investment quantities. The red horizontal lines mark the status in 2012; vertical lines accompanied with values show the development limits. The comparison only shows the variants that were analysed in the time horizon till 2040. The Renewable Sources

resp. Minimální investice, byly vyhodnoceny jako neprovozovatelné bez dalších úprav, a to od roku 2029, resp. 2030.

and Minimum Investments variants were assessed as inoperable without further investments from 2029 and 2030.

### OBR. 13 VÝROBA ELEKTŘINY – TUZEMSKÁ BRUTTO VÝROBA (STAV ROKU 2040)

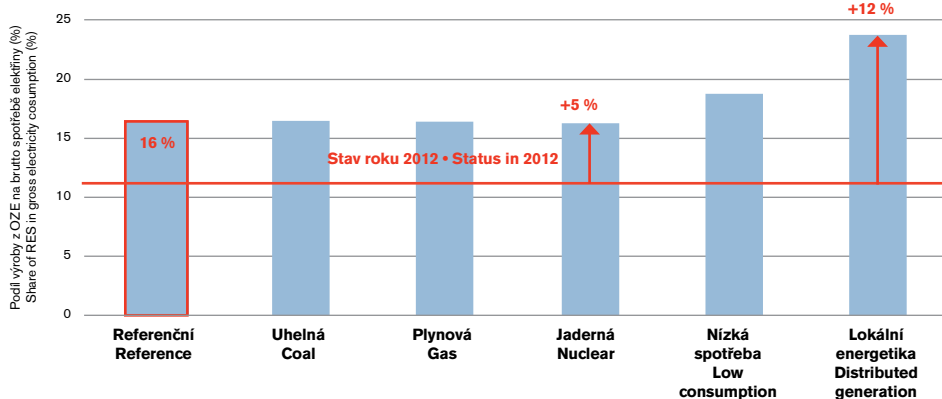
FIG. 13 ELECTRICITY PRODUCTION – GROSS DOMESTIC PRODUCTION (IN 2040)



- Vyjma varianty Jaderné ostatní zahrnují výrazný pokles tuzemské brutto výroby související zejména s výrazným snížením exportu (u varianty Nízká spotřeba rovněž s nižší spotřebou) a v závěru období dokonce s importním saldem ES.
- Jaderná varianta (prakticky až do roku 2036 i Referenční) zachovává úroveň brutto výroby, neboť počítá s exporty i v horizontu roku 2040 (cca 4 TWh ročně) a disponuje dočasně přebytkem výkonu vlivem instalace velkých jednotek JE.
- All the variants (except for the Nuclear variant) include a significant decline in gross domestic electricity production, mainly related to a significant decrease in exports (in the Low Consumption variant, power consumption is also lower) and at the end of the period even with import balance of PS.
- The Nuclear variant (and the Reference variant practically until 2036) maintains the level of gross production to the year 2040 because it allows for exports (circa 4 TWh a year) and has a temporary surplus of power due to the installation of large NPP units.

### OBR. 14 PODÍL VÝROBY OZE NA BRUTTO SPOTŘEBĚ ES ČR (STAV ROKU 2040)

FIG. 14 SHARE OF RES IN GROSS CONSUMPTION OF CR PS (IN 2040)



- Všechny rozvojové varianty předpokládají relativně výrazné navýšení podílu OZE na brutto spotřebě ČR; nejméně
- All development variants assume a relatively significant increase in the share of RES in the gross consumption of the Czech

výrazný je podíl u varianty Jaderné, v těsném závěsu Plynové, Uhelné a Referenční.

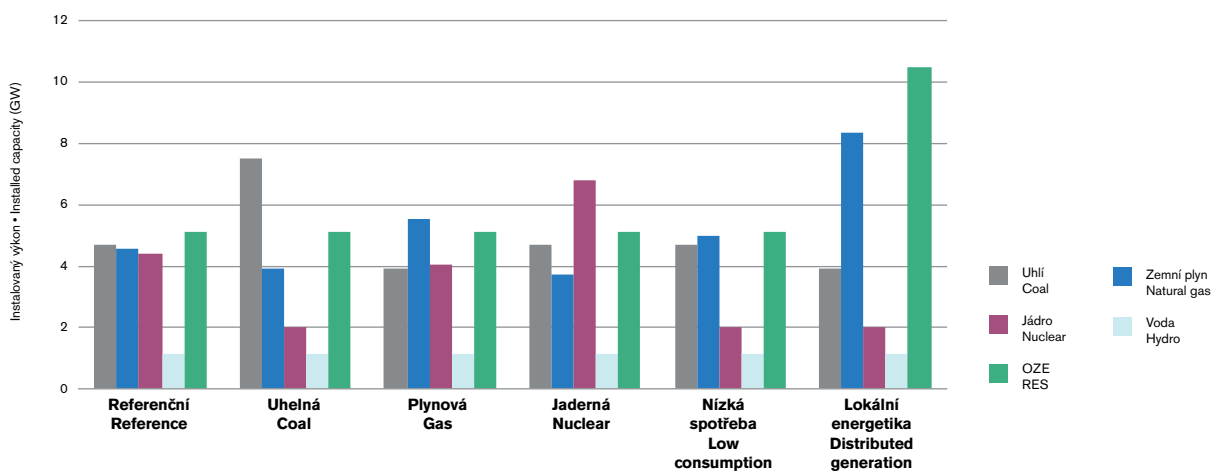
- Výraznější navýšení u varianty Nízká spotřeba je dáno nižší bruto spotřebou, nikoliv vyšší výrobou z OZE.
- Ve variantě Lokální energetika je předpokládán velmi výrazný nárůst zejména FVE ve formě rozptýlené výroby na úrovni nízkého napětí.

Republic; the least significant proportion is in the Nuclear variant, closely followed by Gas, Coal and Reference variants.

- A more significant increase in the Low Consumption variant is due to lower gross consumption rather than higher production from RES.
- In the variant Distributed generation is a very significant increase, especially in PV in the form of dispersed production at low voltage levels.

## OBR. 15 SKLADBA VÝROBNÍ ZÁKLADNY ES ČR (STAV ROKU 2040)

FIG. 15 STRUCTURE OF THE PS PRODUCTION BASE IN THE CZECH REPUBLIC (IN 2040)

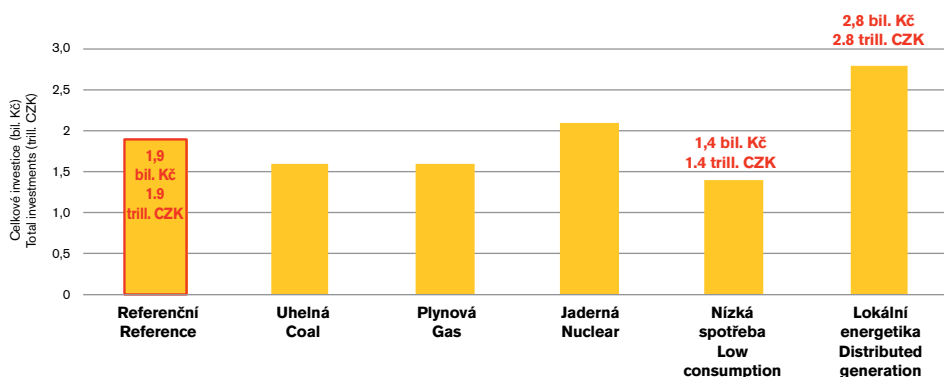


- Srovnání ukazuje skladbu výrobního mixu na úrovni instalovaných výkonů.
- Ze srovnání je dobře patrný charakter a rozdílnost jednotlivých variant, kde je na první pohled patrná výlučnost varianty Uhelné, Jaderné, a zejména varianty Lokální energetika.
- Zejména varianta Lokální energetika se snaží ukázat, jak by mohla soustava fungovat pro případ maximální možné penetrace decentrálních zdrojů (zejména mikrogenerace a FVE), zapojených do maloodběru podnikatelů a obyvatelstva.

- The comparison shows the composition of the production mix at the level of installed capacity.
- From the comparison there is evident the character and diversity of the various variants, where the distinctiveness of the Coal, Nuclear and, in particular, Distributed gen. variants is apparent at first glance.
- In particular the Distributed gen. variant is an attempt to show how the system could operate in the event of the maximum possible penetration of decentralized sources (especially micro-generation and PV), involved in commercial and household sector.

## OBR. 16 INVESTICE DO VÝROBNÍ ZÁKLADNY ES ČR (KUMULATIVNĚ MEZI ROKY 2012 A 2040)

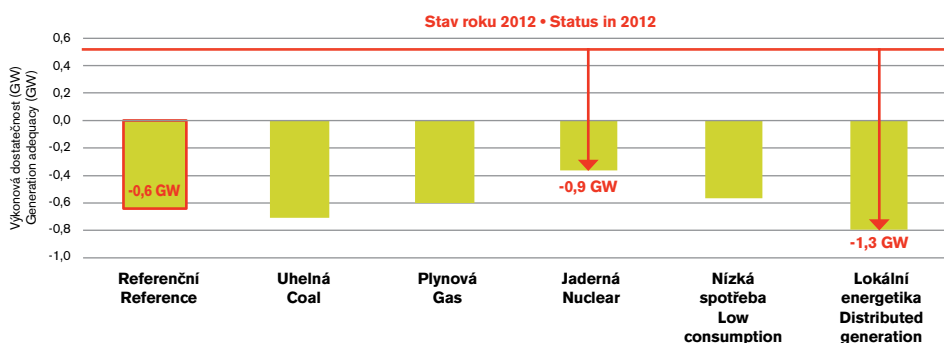
FIG. 16 INVESTMENT IN THE CR PS PRODUCTION BASE (CUMULATIVELY IN 2012-2040)



- Varianty jsou značně diferencované v množství i účelu potřebných investic.
- Nejvyšší investice si vyžádá rozvoj dle varianty Lokální spotřeba, ve které půjde zejména o investice do mikrokogenerace a FVE u podnikatelů a v domácnostech.
- Do rozptýlených výrobních jednotek budou investovat samotní koncoví odběratelé.
- U ostatních variant bude nutno investovat zejména do obnovy a rozvoje velkých výrobních jednotek.
- Variants differ significantly in the quantity and purpose of investments.
- The largest investment will be required for development for the Local Consumption variant, in which commercial and households sector will mainly invest in micro-CHP and PV.
- End customers will invest in dispersed production units.
- For other variants it will be necessary to invest mainly in the restoration and development of large production units.

## OBR. 17 VÝKONOVÁ DOSTATEČNOST ES ČR DLE METODIKY ENTSO-E (STAV ROKU 2040)

FIG. 17 CAPACITY SUFFICIENCY OF THE CR PS BY THE ENTSO-E METHODOLOGY (IN 2040)

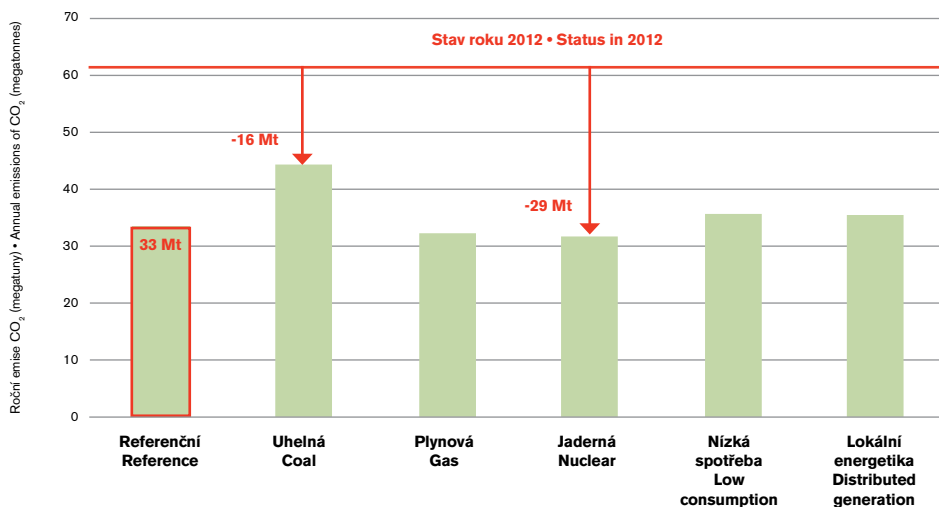


- Všechny varianty se vyznačují poklesem volné výkonové kapacity, až jejím deficitem, patrně nejvíce k závěru horizontu, což souvisí s malým přebytkem pohotového výkonu v ES.
- All the variants are characterized by a decrease of available generating capacity, even to a deficit, visible mostly toward the end of the period, which is associated with a diminishing surplus of available capacity in the PS.

- Nejméně nepříznivé hodnoty dosahuje parametr pro variantu Jadernou, která disponuje nejvyšším pohotovým výkonem.
- Výpočet ukazuje schopnost soustavy samostatně se vyrovnat s výkonovou bilancí (dle metodiky ENTSO-E výpočet nezahrnuje saldo, které může v konkrétní situaci dorovnat bilanci).
- The least unfavourable value of this indicator is reached for the Nuclear variant, which has the most available capacity.
- The calculation also shows the ability of the system to deal with given production balance (the calculation according to ENTSO-E does not include trade balance).

## OBR. 18 EMISE CO<sub>2</sub> ES ČR (STAV ROKU 2040)

FIG. 18 EMISSIONS OF CO<sub>2</sub> BY THE CR PS (IN 2040)



- Všechny rozvojové varianty počítají s výrazným snížením emisí CO<sub>2</sub>.
- I v případě nejpříznivějšího vývoje jsou nicméně emise CO<sub>2</sub> nad cíli dokumentu EU Roadmap 2050.
- Nejnižších emisí nedosahuje varianta s nejvyšším podílem obnovitelných zdrojů (Lokální energetika), ale varianta Jaderná, kterou tak lze doporučit jako nejméně rizikovou vzhledem k požadavkům EU na snižování emisí skleníkových plynů.
- All development variants include a significant reduction in CO<sub>2</sub> emissions.
- Even in the case of the most favourable developments, however, CO<sub>2</sub> emissions exceed the target limits set by the EU Roadmap 2050.
- The lowest emissions are not achieved by the variant with the highest share of renewable energy sources (Distributed gen.), but by the Nuclear variant, which can therefore be recommended as the least risky due to EU requirements to reduce greenhouse gas emissions.

Výběr závěrů z oblasti elektroenergetiky v hlavních rysech shrnuje **tab. 6.**

Selected conclusions of electricity industry in outline are summarized by **Tab. 6.**

**TAB. 6 VÝBĚR HLAVNÍCH ZÁVĚRŮ PRO OBLAST ELEKTROENERGETIKY**

**TAB. 6 MAIN SELECTED CONCLUSIONS OF ELECTRICITY INDUSTRY**

<b>Elektroenergetika Electricity industry</b>	<b>Střednědobý horizont (2014–2020) Mid-term horizon (2014–2020)</b>	<b>Dlouhodobý horizont (2021–2040) Long-term horizon (2021–2040)</b>
<b>ES střeoevropského regionu European power systems</b>	<p>Pokles výkonu klasických zdrojů o 10 GW a nárůst OZE o 40 GW (z toho 33 GW intermitentních). Výstavba klasických systémových zdrojů bude probíhat převážně v Německu. Do roku 2020 je možné udržení mírně exportního charakteru regionu.</p> <p>Decrease in classic sources capacities by 10 GW and increase in RES by 40 GW (33 GW of which is intermittent). Building new classical system power sources will be mostly in Germany. Moderate export type of balance is possible until 2020.</p>	<p>Největší růstový potenciál u OZE (mimo vodních), u výroby elektřiny z fosilních paliv klesající trend. Pokles výkonu klasických zdrojů o 40 GW, s tím související importní charakter regionu s negativními dopady do provozu jednotlivých ES – nedostatečná výstavba regulujících zdrojů a síťové infrastruktury.</p> <p>The biggest growth potential is in RES (excluding hydro), decreasing course in electricity production in fossil power plants. Decrease in classic capacities by 40 GW, which means import type of balance with negative impact in individual power systems operability – inadequate construction of regulatory power sources and network infrastructure.</p>
<b>Trh s elektřinou Electricity market</b>	<p>Investiční nejistoty – ceny povolenek, výše emisních restrikcí, dotační politika OZE a s tím související cenová hladina elektřiny. • Investment uncertainties – allowance prices, emission restrictions, RES funding policies along with electricity price level.</p>	<p>Růst cen elektřiny pro zákazníky, vysoká nejistota budoucího vývoje ceny povolenek, prohloubení požadavků na snižování emisí. • Electricity price for customers growth, high uncertainty of future course of allowance prices, deepen requirements on emission reduction.</p>
<b>Poptávka po elektřině v ČR Demand for electricity in the CR</b>	<p>Poptávka po elektřině bude ovlivněna hospodářským útlumem. Krátkodobé predikce hospodářského vývoje jsou dále snižovány. Očekává se obnovení růstu spotřeby; mezi roky 2013 a 2020 bude poptávka po elektřině růst průměrným meziročním tempem 0,9 %.</p> <p>Electricity demand will be affected by the economic downturn. Short-term predictions of economic development are further lowered. Consumption growth is expected, electricity demand will grow annually on average by 0.9% between 2013 and 2020.</p>	<p>Nárůst spotřeby elektřiny; hlavním trendem je i přes úspory dlouhodobá snaha ČR přiblížit se vyspělým evropským státům. Oproti minulé verzi byly predikce sníženy z důvodu nové demografické projekce.</p> <p>Increase in electricity consumption; despite the savings, the main trend is long-term effort to bring CR near advanced European states. Compared to the previous version, predictions were decreased according to new demographic projection.</p>
<b>Zdrojová základna ES ČR Power source base</b>	<p>Vzhledem k docházejícím zásobám hnědého uhlí bude docházet ke změně struktury stávajících zdrojů. Přírůstky budou především u zdrojů decentralního charakteru – mikrogenerace a FVE na střeších.</p> <p>Due to the dwindling brown coal reserves, structure of existing sources will change. There will be an increase in distributed generation – micro-CHP and PV on the rooftops.</p>	<p>Bude ubývat tradičních zdrojů základního výkonu, zejména bloků vhodných jednotkových výkonů, které jsou dnes poskytovateli PpS, naopak budou přibývat spíše obtížně regulovatelné zdroje.</p> <p>Traditional sources in source base will decline, mainly units with suitable base capacities, that are nowadays providers of ancillary services. On the contrary, advances will be done by sources that are rather difficult to regulate.</p>
<b>Provoz zdrojové základny ES ČR Czech power system operation</b>	<p>Provozuschopnost je s ohledem na zastoupení klasických zdrojů dobrá. Soustava je bilančně přebyteková. Využití plynových zdrojů pro výrobu elektřiny je nízké (jen pro zálohu či špičkový provoz). Spolehlivost soustavy odpovídá požadované hodnotě.</p> <p>The operability of the PS is, because of the presence of classic thermal power sources, good. The PS permanently exhibits an excess of the electricity balance. The use of gas firing sources for the production of electricity is low (just for reserve purposes or for peak operation). The reliability of the system corresponds to the required value.</p>	<p>Provoz systémových zdrojů je výrazně omezen snižujícími se možnostmi těžby hnědého uhlí, jaderné elektrárny se musí nově více podílet na regulaci. Oproti současnosti se mění skladba zdrojů, kdy na jedné straně výrazně přibývá malých a obnovitelných zdrojů (většinou neregulujících), na druhé straně skladba systémových bloků směřuje k vyšším jednotkovým výkonům.</p> <p>The operation of system power sources is in this period already substantially restricted by declining deposits of brown coal; nuclear power plants must take a higher share in power regulation. In comparison with the present time, the structure of sources experiences changes. On one side, the number of small and renewable sources (mostly without the ability to participate in power regulation) increases; on the other side, the structure of system generating units shifts to higher unit capacities.</p>

**Elektroenergetika**  
**Electricity industry**

**Zajištění provozu ES ČR palivy**  
**Provision of the CR PS operation with fuel**

**Střednědobý horizont (2014–2020)**  
**Mid-term horizon (2014–2020)**

Průběžně se budou snižovat zásoby hnědého uhlí, což bude znamenat postupné zhoršování exportní schopnosti ES ČR. Dodávky tepla ze systémů CZT nebudou ohroženy. Shortage of brown coal supplies will continue to decline, which will lead to gradual worsening the export possibilities of CR PS. Heat supplies from district heating won't be endangered.

**Dlouhodobý horizont (2021–2040)**  
**Long-term horizon (2021–2040)**

Hnědé uhlí bude chybět pro elektrárny i teplárny. Je to dáno přirozeným dožíváním stávajících ložisek a územně-ekologickými limity. Nedostatek uhlí ohrožuje další vývoj sektoru teplárenství a má dopad na celou energetiku. There will be lack of brown coal for power plants and heating plants. This is due to dwindling reserves of existing sites and territorial-economical limits. Lack of brown coal endanger further development of heating industry and has an impact on power industry.

**Environmentální aspekty**  
**Environmental aspects**

Významné meziroční snižování všech druhů emisí způsobené jak poklesem výroby elektřiny z hnědého uhlí a nutností dodržet emisní stropy, tak postupným zlepšováním parametrů odloučení škodlivin na zdrojích. Rozvoj a provoz zdrojů odpovídá Směrnici 2010/75/EU. Significant annual decrease of all emissions is caused by decline in electricity generation from brown coal along with the necessity to maintain emission limits as well as by continuous improvement of toxic substances isolation in power sources. Development and operation of sources corresponds to Directive 2010/75/EU.

V období 2023 až 2036 lze očekávat již jen mírný pokles, případně stagnaci, produkce emisí škodlivin a CO<sub>2</sub>. Společný je trend výraznějšího poklesu TZL, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> a CO<sub>2</sub> k roku 2038 vlivem vyřazování retrofytovaných hnědouhelných zdrojů a doplnění výkonové bilance o zdroje na zemní plyn. Moderate decline or even stagnation in toxic substances and CO<sub>2</sub> may be expected in 2023–2036. There is a common trend in significant decline of SPS, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and CO<sub>2</sub> by 2038 due to the decommission of retrofitted brown coal firing sources and by the completion of the power balance with natural gas firing power sources.

**Elektrické sítě**  
**Electrical networks**

Důraz na centrální úlohu PS včetně odpovědnosti za provoz ES. Rozvoj sítí je charakteristický obnovou dožívajících prvků sítí všech napěťových hladin, výstavbou vedení v nových koridorech pro vyvedení výkonu nových jaderných bloků a řešením problému neplánovaných přenosů na mezistátních profilech. An emphasis is put on central task of TS including PS operability responsibility. Development of networks is specific by renewal of lingering elements on all voltage levels, construction of lines in new corridors for power output of new nuclear units and by solving unplanned transmissions on interstate profiles.

Realizace koncepčního rozvoje přenosové sítě s postupným útlumem systému 220 kV a jeho náhradou, posilování mezistátního propojení a postupná změna charakteru provozu sítí s ohledem na rozvoj decentralizované výroby, akumulace a elektromobility. An implementation of a conceptual development of the transmission network is expected, with a gradual retirement of the 220 kV system and with its replacement, with the strengthening of international interconnections and with a gradual change of the character of the operation of networks with regard to the development of decentralized generation, accumulation and electric vehicles.

**Ekonomické faktory**  
**Economic factors**

Postupná stabilizace evropského trhu s elektřinou. Budou dokončeny investice do rozestavěných bloků (elektrárna Ledvice) a může dojít k zahájení investic do výstavby nových jaderných bloků. Gradual stabilization of European electricity market. Investments to units under construction will be completed (Ledvice power plant) and new nuclear units investments may be initiated.

Odhad celkových investic na obnovu a rozvoj výrobní základny elektroenergetiky za období 2014 až 2040 se pohybuje dle varianty rozvoje výrobní základny od 1,4 bil. Kč do 2,8 bil. Kč. Kromě rozvoje výrobní základny je nutno počítat s dalšími 400 až 600 mld. Kč do rozvoje PS a DS. Estimated total investments in renewal and development of the electricity source base is fluctuating from 1.4 trill. CZK to 2.8 trill. CZK based on development variant by 2014–2040. Apart from source base development, 400–600 bill. CZK in TS and DS must be taken into account.

Dynamický vývoj evropské i české energetiky potvrzuje potřebu variantního řešení problematiky dlouhodobé rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu a značnou závislost budoucího rozvoje energetiky na politických rozhodnutích na úrovni ČR i EU.

Dynamic development in European and Czech energy industry confirms needs for variant evaluation of long-term balance between electricity and gas supply and demand and substantial dependence of future energy industry on political decisions in both CR and EU.



Zpracování analýz v oblasti plynárenství a navržené varianty rozvoje navazují na rozvojové varianty ES ČR a výsledky simulace provozu a obchodu ES ČR, neboť provoz jednotek vyrábějících elektřinu spalováním plynu významně ovlivňuje jeho spotřebu. Pro každou variantu jsou uvedeny její předpoklady (souhrn podmínek, za kterých může daná varianta nastat), spotřeba plynu, tržní podmínky, rozvoj síťové infrastruktury (především zásobníků plynu, jejichž kapacita je důležitým parametrem ovlivňujícím budoucí provoz plynárenské soustavy ČR). Výhledové bilance plynárenské soustavy byly vytvořeny variantně, a to na úrovni ročních diagramů s denní diskretností. Řešení je provedeno jednoduše, bez ověření síťové průchodnosti možných toků. Analyzována je rovněž bezpečnost provozu plynárenské soustavy v normálních i extrémních podmínkách.

### Varianty rozvoje plynárenství ČR

Pro oblast plynárenství byla navržena pětice variant. Varianty jsou navrženy tak, aby v době velké nejistoty budoucí podoby energetiky pokrývaly velmi široké spektrum možných cest rozvoje. S předpoklady navržených variant přehledně seznamuje **tab. 7**. Obdobně jako u variant rozvoje elektroenergetiky i zde tento zvolený přístup umožňuje potenciálním čtenářům dále kombinovat jednotlivé varianty i při změně uvažovaných předpokladů.

Elaboration of the gas sector analyses and proposed development variants follow development variants of the CR PS and also operation and trades simulation results of CR PS as the operation of gas firing units generating electricity significantly affects its consumption. Assumptions (set of conditions under which given variant may occur), gas consumption, market conditions, transport infrastructure development (mainly gas storages capacity is important parameter affecting future operability of the CR gas system) are stated by each variant. Outlook balances of gas system were prepared as variants, as annual diagrams with daily discretion. Evaluation of the system is done as single-noded without throughput verification of possible network flows. Reliability of gas system operability is being analyzed under normal conditions as well as extreme conditions.

### Gas Development Variants

For the area of the gas industry, five variants have been proposed. Variants are proposed so that in times of great uncertainty the future form of the energy industry covers a very wide range of possible ways of development. **Tab. 7** shows the assumptions of the proposed variants. Similarly as in the electricity industry variants, this approach allows potential reader to further combine variants even under change in studied assumptions.

**TAB. 7 PŘEDPOKLADY VARIANT ROZVOJE PLYNÁRENSTVÍ**

**TAB. 7 ASSUMPTIONS FOR VARIANTS OF DEVELOPMENT IN THE GAS INDUSTRY**

	UVAŽOVANÉ PŘEDPOKLADY • PRESUMPTIONS	ANALYZOVANÁ VARIANTA • VARIANT
<p><b>Budoucí rozvoj je dán zejména faktory:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. ekonomickými</li> <li>2. demografickými</li> <li>3. politickými</li> </ol> <p><b>Nejdůležitější a těžko predikovatelné pak budou:</b></p> <p>A. politika EU v rámci systému obchodování s povolenkami (EU-ETS), a tedy cena povolenek na emise CO<sub>2</sub></p> <p>B. vývoj poměru ceny elektřiny a ostatních energetických komodit (rovněž výrazně závisí na politikách EU)</p> <p><b>Future development is given especially why by the following factors:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. economic</li> <li>2. demographic</li> <li>3. political</li> </ol> <p><b>The most important ones which are hard to predict will be:</b></p> <p>A. EU politics within EU-ETS and therefore the CO<sub>2</sub> allowance price</p> <p>B. development of the price ratio of electricity and other energy commodities (also strongly dependant on EU politics)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Cena povolenek na úrovni 4 až 10 EUR (po roce 2020 až 40 EUR)</li> <li>■ Price of allowances up to between 4 and 30 EUR (after 2020, up to 40 EUR)</li> </ul>	<p><b>Referenční</b></p> <p><b>Reference</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Cena povolenek na úrovni 30 až 40 EUR</li> <li>■ Elektřina bude vůči plynu relativně zdražovat</li> <li>■ Price of allowances 30–40 EUR</li> <li>■ The price of electricity will increase compared to gas</li> </ul>	<p>... dojde k velkému růstu spotřeby a výraznému využití plynu v nových oblastech</p> <p>... a great increase in consumption will occur and significant usage of gas in new areas</p> <p><b>Maximální rozvoj • Maximum development</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Cena povolenek na úrovni 30–40 EUR</li> <li>■ Cena plynu poroste přiměřeně ceně elektřiny či mírně pomaleji</li> <li>■ Price of allowances 30–40 EUR</li> <li>■ Price of gas will grow proportionately with the price of electricity, or slightly slower</li> </ul>	<p>... dojde k výraznému růstu spotřeby (využití v jednotkách CCGT)</p> <p>... a significant growth in consumption will occur (utilization in CCGT units)</p> <p><b>Vyšší využití v ES • Higher utilization in PS</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stejně jako pro variantu Vyšší využití v ES</li> <li>■ Nedostatečné investice do zásobníků či infrastruktury jejich napojení</li> <li>■ The same as in the Higher utilization in PS variant</li> <li>■ Insufficient investment in gas storage facilities or the infrastructure</li> </ul>	<p>... dojde k disproporcii mezi nárůstem spotřeby a růstem kapacity zásobníků</p> <p>... a disproportion between the increase in consumption and the capacity of gas storage facilities</p> <p><b>Nedostatek zásobníků • Lack of gas storage</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Předpokladem je nízká cena povolenek</li> <li>■ Elektřina bude vůči plynu relativně zlevňovat, nebo bude poměry stagnovat</li> <li>■ The assumption is the low price of allowances</li> <li>■ The price of electricity will decrease relative to gas, or the ratio will stagnate</li> </ul>	<p>... dojde k nízkému růstu spotřeby (větší úspory a malé využití v jednotkách CCGT)</p> <p>... a low increase in consumption will occur (bigger savings and small utilization in CCGT units)</p> <p><b>Nízká spotřeba • Low consumption</b></p>

Navržené varianty jsou analyzovány a ověřovány z hlediska potřebného importu plynu. Instalované elektrické výkony a rozvoj kapacity zásobníků dle jednotlivých variant ukazuje **obr. 19** (varianta Nedostatek zásobníků má rozvoj zásobníků shodný s variantou Nízká spotřeba a rozvoj spotřeby s variantou Vyšší využití v ES).

### Varianta Referenční

Varianta **Referenční** reprezentuje aktuálně nejpravděpodobnější cestu vývoje plynárenství. Cena povolenky bude relativně nízká až do roku 2020, potom je očekáván nárůst na hodnotu až 40 EUR. Cenová parita elektřiny a zemního plynu v maloobchodu naroste, ale jen velmi mírně (elektřina vůči zemnímu plynu velmi mírně zdraží). Varianta zahrnuje předpoklad růstu ekonomiky, který je odborným konsenzem, vychází z referenční verze demografické projekce, uplatňují se v ní střední úspory jak v domácnostech, tak ve výrobní sféře. Tato varianta rozvoje plynárenství vychází z Referenční varianty rozvoje elektroenergetiky, která je koncipována na stejných předpokladech.

Podle Referenční varianty dojde k relativně výraznému navýšení monovýroby elektřiny v blocích CCGT, které bude akcelerováno zejména v období po roce 2035, kdy bude odstaven velký výkon ve hnědouhelných a jaderných jednotkách. Významné bude rovněž navýšení výroby z kogenerační výroby elektřiny a tepla (KVET), které ale bude podobné jako u ostatních variant. Ve variantě je počítáno rovněž s mírným rozvojem sektoru mikrokogenerace, a to na 5% odběrných míst elektřiny, čemuž odpovídá 10% odběrných míst plynu. Dle Referenční varianty bude docházející tříděné hnědé uhlí nahrazeno zemním plynem z 58%. Rozvoj CNG je pro variantu volen na střední úrovni; podíl osobních vozidel na CNG (kategorie M1) a nákladních vozidel na CNG (kategorie N1 až N3) bude k roku 2040 přibližně 12%, podíl autobusů na CNG přibližně 27%.

V Referenční variantě je počítáno s relativně výrazným navýšením zásobníkové kapacity ve čtyřech lokalitách a s adekvátním rozvojem potrubní části infrastruktury – výstavbou plynovodu Moravia, napojením Dolních Bojanovic na českou soustavu a proporcionálním rozvojem distribuční soustavy.

### Varianta Maximální rozvoj

Varianta **Maximální rozvoj** reprezentuje horní krajní mez možného rozvoje využití zemního plynu v energetice ČR. Aby došlo k vývoji dle této varianty, bylo by nutné, aby cena povolenky co nejdříve vystoupala na úroveň okolo 30 až 40 EUR. Zároveň je předpokládáno, že cenová parita elektřiny a zemního plynu v maloobchodu výrazněji naroste (elektřina vůči zemnímu plynu zdraží). Varianta zahrnuje předpoklad vyššího než konsenzuálního růstu ekonomiky, vychází z vyšší verze demografické projekce a uplatňují se v ní vyšší úspory ve výrobní sféře (vyšší ekonomický růst znamená větší pokles plynoenergetické náročnosti), ale

The prepared variants are analysed and verified in terms of the required import of gas. The installed electric capacity and the development in the capacity of gas storage facilities in the individual variants is shown in **Fig. 19** (the Lack of gas storage facilities variant contains the same development of gas storage as the Low consumption variant and the same development of consumption as the Higher utilization in PS variant).

### Reference Variant

The **Reference** variant currently represents the most likely path of development for the gas industry. The price of allowances will be relatively low until 2020; after that, an increase is anticipated to the value of 40 EUR. The retail parity price of electricity and natural gas will grow, but only slightly (the electricity price will slightly increase compared to natural gas price). This variant includes the assumption of economic growth, which is the expertise and is based on the Reference variant of demographic projection. Medium savings in both households and the production sector are applied here. This variant of gas industry development is based on the Reference variant of the electricity industry, which is created using the same assumptions.

According to the Reference variant, there will be relatively significant growth in electricity mono-production in CCGT blocks, which will accelerate particularly after 2035, when the shutdown of a significant amount of basic power capacity in brown coal and nuclear sources will occur. The increase in the production in CHP will be significant, but it will be similar in other variants. In this variant, a moderate development of the micro-CHP sector is expected of up to 5% of electricity delivery points, which corresponds to 10% of gas delivery points. According to the Reference variant, 58% of the graded brown coal will be replaced by natural gas. A medium level of development of CNG utilization was chosen for this variant; the proportion of CNG-run cars (category M1) and CNG-run trucks (categories N1 to N3) will be 12% towards 2040, and the proportion of CNG-buses approximately 27%.

The Reference variant assumes a relatively significant increase in gas storage capacity in four locations and adequate development of the pipeline infrastructure – the construction of the Moravia gas pipeline with connection to the Czech system in Dolní Bojanovice, and a proportionate development of the distribution system.

### Maximum Development Variant

The variant **Maximum development** represents the upper limit of the possible development in utilization of natural gas in the Czech energy industry. For development to proceed according to this variant, it would be necessary for the price of allowances to climb to around 30 to 40 EUR as soon as possible. At the same time, it is assumed that the parity price of electricity and natural gas in retail will grow significantly (the price of electricity will rise in comparison to natural gas). This variant includes the assumption of a higher growth of economy than the consensus of opinion predicts;

nižší úspory v domácnostech. Tato varianta rozvoje plynárenství vychází z varianty Lokální energetika rozvoje elektroenergetiky, pro kterou je charakteristické výrazné navýšení výroby elektřiny na nejnižší distribuční úrovni, zejména v jednotkách MKO (bude tomu nahrávat zdražování elektřiny vůči plynu) a v malých instalacích OZE.

Podle této varianty dojde k výraznému navýšení monovýroby elektřiny v blocích CCGT, které bude akcelerováno zejména v období po roce 2035, kdy bude odstaven velký výkon ve hnědouhelných a jaderných jednotkách. Významné bude rovněž navýšení výroby z KVET, které ale bude podobné jako u ostatních variant. Ve variantě je počítáno s velmi výrazným rozvojem sektoru mikrokogenerace, a to na 30 % odběrných míst elektřiny, čemuž odpovídá 60 % odběrných míst plynu. Dle varianty Maximální rozvoj bude docházející tříděné hnědé uhlí nahrazeno zemním plynem z 68 %. Rozvoj CNG je zde volen na vyšší úrovni.

V této variantě je počítáno s nejvýraznějším navýšením zásobníkové kapacity v pěti lokalitách, která zahrnuje i méně pravděpodobné záměry na výstavbu nových zásobníků, a dále počítá s adekvátním rozvojem potrubní části infrastruktury. Jedná se o výstavbu plynovodu Moravia, napojení Dolních Bojanovic na českou soustavu a proporcionální rozvoj distribuční soustavy.

### Varianta Vyšší využití v ES

Varianta **Vyšší využití** zemního plynu **v ES** reprezentuje rozvoj, který je charakteristický zejména vyšším využitím zemního plynu pro monovýrobu elektřiny v jednotkách CCGT. Aby došlo k vývoji dle této varianty, bylo by stejně jako u předešlé varianty nutné, aby cena povolenky co nejdříve vystoupala na úroveň okolo 30 až 40 EUR. Maloobchodní cena elektřiny a zemního plynu se však na rozdíl od varianty Maximální rozvoj bude vyvíjet podobně (elektřina vůči zemnímu plynu nebude zdražovat). Varianta zahrnuje předpoklad konsenzuálního růstu ekonomiky, vychází z referenční verze demografické projekce a uplatňují se v ní střední úspory jak v domácnostech, tak ve výrobní sféře. Tato varianta rozvoje plynárenství vychází z varianty Plynová rozvoje elektroenergetiky, pro kterou je charakteristické výrazné navýšení výroby elektřiny v paroplynových blocích.

Podle této varianty dojde k výraznému navýšení monovýroby elektřiny v blocích CCGT, které bude akcelerováno už v období po roce 2030. Významné bude rovněž navýšení výroby z KVET, které ale bude podobné jako u ostatních variant. Ve variantě je počítáno s výraznějším rozvojem sektoru mikrokogenerace, a to na 10 % odběrných míst elektřiny, čemuž odpovídá 20 % odběrných míst plynu. Dle varianty Vyšší využití v ES bude docházející tříděné hnědé uhlí nahrazeno zemním plynem z 58 %. Rozvoj CNG je zde volen ve střední úrovni.

V této variantě je počítáno se stejným rozvojem zásobníků jako u předešlé varianty, tedy nejvýraznějším navýšením, a to v pěti lokalitách, které zahrnuje i méně pravděpodobné záměry

it is based on the higher demographic projection and it assumes higher savings in the production sector (greater economic growth means a larger decrease in gas energy intensity), but lower savings in households. This variant of the development of the gas industry is based on the variant Distributed generation in development of electricity industry, for which a significant increase in electricity production at the lowest distribution level is characteristic, especially in micro-CHP units (it will show an increase in the price of electricity relative to gas) and in small RES.

According to this variant, a significant increase in electricity mono-production in CCGT blocks will occur, which will accelerate particularly after 2035, when the shutdown of a significant amount of basic power capacity in brown coal and nuclear sources will occur. Also significant will be the increase in CHP, which, however, will be similar in other variants. In this variant a very significant development of the micro-CHP sector is expected – to 30% of electricity delivery points, which corresponds to 60% of gas delivery points. According to the Maximum development variant, 68% of graded brown coal will be replaced by natural gas. For this variant, a higher level of development of CNG is chosen.

This variant expects the highest increase in gas storage capacity in five locations, including unlikely plans for the construction of new gas storage facilities, and further expects adequate development in the pipeline infrastructure. This means the construction of the Moravia gas pipeline, the connection of Dolní Bojanovice to the Czech system and the proportionate development of the distribution system.

### Higher Utilization in PS Variant

The variant **Higher utilization** of natural gas **in PS** represents development which is characterised in particular by higher utilization of natural gas for electricity mono-production in CCGT units. For development to proceed according to this variant, it would be necessary (as in the previous variant) for the price of allowances to climb to around 30 to 40 EUR as soon as possible. Unlike in the Maximum development variant, the retail price of electricity and natural gas will develop similarly (the ratio of the price of electricity to gas will not increase). This variant includes the assumption of economic growth according to the consensus of opinion, and is based on the Reference demographic projection. Medium savings in households as well as in the production sector are applied here. This variant of the development of the gas industry is based on the variant Gas in electricity industry development, which is characterised by a significant increase in electricity production in steam-gas power plants.

According to this variant, a significant increase in electricity mono-production in CCGT units will occur, which will accelerate after 2030. The increase in the production in CHP will be significant, but it will be similar in other variants. In this variant a strong development of the micro-CHP sector is expected – to 10% of electricity

na výstavbu zásobníků, a dále počítá s adekvátním rozvojem potrubní části infrastruktury. Jedná se o výstavbu plynovodu Moravia, napojení Dolních Bojanovic na českou soustavu a proporcionální rozvoj distribuční soustavy.

### Varianta Nedostatek zásobníků

Varianta **Nedostatek zásobníků** slouží k analýze situace, kdy rozvoj zásobníkové kapacity nebude adekvátní spotřebě zemního plynu. Cílem analýz je stanovení mezí provozu a jeho bezpečnosti pro provozně nepříznivý rozvoj plynárenství. Co do spotřeby je varianta shodná s variantou předešlou (Vyšší využití v ES), zahrnuje však nižší rozvoj zásobníků plynu i jejich napojení.

V této variantě je počítáno s navýšením kapacity zásobníků jen v jedné lokalitě. Realizace veškeré uvažované nové kapacity dle této varianty se předpokládá za jistou. Další, byť jen mírně nejisté záměry, nebyly zahrnuty. Kapacita zásobníků zůstává po celé sledované období prakticky na úrovni roku 2013 (oproti roku 2013 dojde do roku 2017 ke zvýšení o 1,8 %, potom se kapacita již nemění).

### Varianta Nízká spotřeba

Varianta **Nízká spotřeba** reprezentuje spodní krajní mez možného rozvoje využití zemního plynu v energetice ČR. Aby došlo k vývoji dle této varianty, bylo by nutné, aby cena povolenky nebyla vyšší než přibližně 5 EUR. Poměr ceny elektřiny a zemního plynu zůstane dle této varianty zachován (elektřina vůči zemnímu plynu nezdraží). Varianta zahrnuje předpoklad nižšího než konsenzuálního růstu ekonomiky, vychází z nižší verze demografické projekce a uplatňují se v ní nižší úspory ve výrobní sféře (nižší ekonomický růst znamená méně výrazný pokles plynoenergetické náročnosti), ale vyšší úspory v domácnostech. Tato varianta rozvoje plynárenství vychází z varianty Nízká spotřeba rozvoje elektroenergetiky, která je koncipována podobně.

Podle této varianty dojde k výraznějšímu navýšení monovýroby elektřiny v blocích CCGT až po roce 2036. V tomto období bude, navzdory nízké uvažované spotřebě elektřiny a energií obecně, odstaven velký výkon ve hnědouhelných a jaderných jednotkách a nebude možnost jiné náhrady, než právě bloky na zemní plyn. Navýšení výroby z KVET bude podobné jako u ostatních variant. Ve variantě je počítáno s jen mírným rozvojem sektoru mikrokogenerace, a to na 5 % odběrných míst elektřiny (10 % odběrných míst plynu). Dle varianty Nízká spotřeba bude docházející tříděné hnědé uhlí nahrazeno zemním plynem z 50 %. Rozvoj CNG je zde volen na nižší úrovni.

V této variantě je počítáno se stejným navýšením kapacity zásobníků jako ve variantě Nedostatek zásobníků jen v jedné lokalitě, a to rovněž o stejnou hodnotu. Na rozdíl od varianty Nedostatek zásobníků bude pro variantu Nízká spotřeba zásobníkové kapacity méně zapotřebí, a navíc je předpokládáno,

delivery points, which corresponds with 20% of gas delivery points. According to the variant Higher Utilization in PS, 58% of graded brown coal will be replaced by natural gas. For this variant, a medium level of development of CNG is chosen.

This variant expects the same increase in gas storage capacity as in previous variant which is the highest, that is in five locations, including unlikely plans for the construction of new gas storage facilities, and further expects adequate development in the pipeline infrastructure. This means the construction of the Moravia gas pipeline, the connection of Dolní Bojanovice to the Czech system and the proportionate development of the distribution system.

### Lack of Gas Storage Variant

The variant **Lack of gas storage** serves for the analysis of a situation in which the development of gas storage capacity will not be adequate for the consumption of natural gas. The aim of the analysis is to determine operational limits and security in the adverse development of the gas industry. As for consumption, this variant is almost identical with the previous one (Higher utilization in PS), but it involves lower development of gas storage facilities and their connection.

In this variant, an increase in gas storage capacity in one location is anticipated. The realization of all contemplated new capacity is taken as a certainty in this variant. Other, even slightly uncertain intentions were not included. The gas storage capacity stays practically at the level of 2013 for the whole examined period (compared to 2013, an increase of 1.8% will occur by 2017; after that, the capacity will not change).

### Low Consumption Variant

The variant **Low consumption** represents the lower limit of possible development in the utilization of natural gas in the Czech energy industry. For development to proceed according to this variant, it is necessary for the price of allowances not to exceed approximately 5 EUR. The retail parity price of electricity and natural gas will remain the same (the price of electricity will not grow compared to natural gas). This variant includes the assumption of less economic growth than the consensus of opinion predicts. It is based on a lower demographic projection and expects fewer savings in the production sector (lower economic growth means a less significant decline in gas energy intensity) but also higher savings in households. This variant of the development of the gas industry is based on the Low consumption variant of the development of the electricity industry, which is designed similarly.

According to this variant, a significant increase in electricity mono-production in CCGT plants will occur only after 2036. In this period, a significant amount of power capacity in brown coal and nuclear plants will shut down, despite a low projected consumption of electricity and energy in general, and there will be no other option for its replacement than natural gas power plants. The increase in CHP

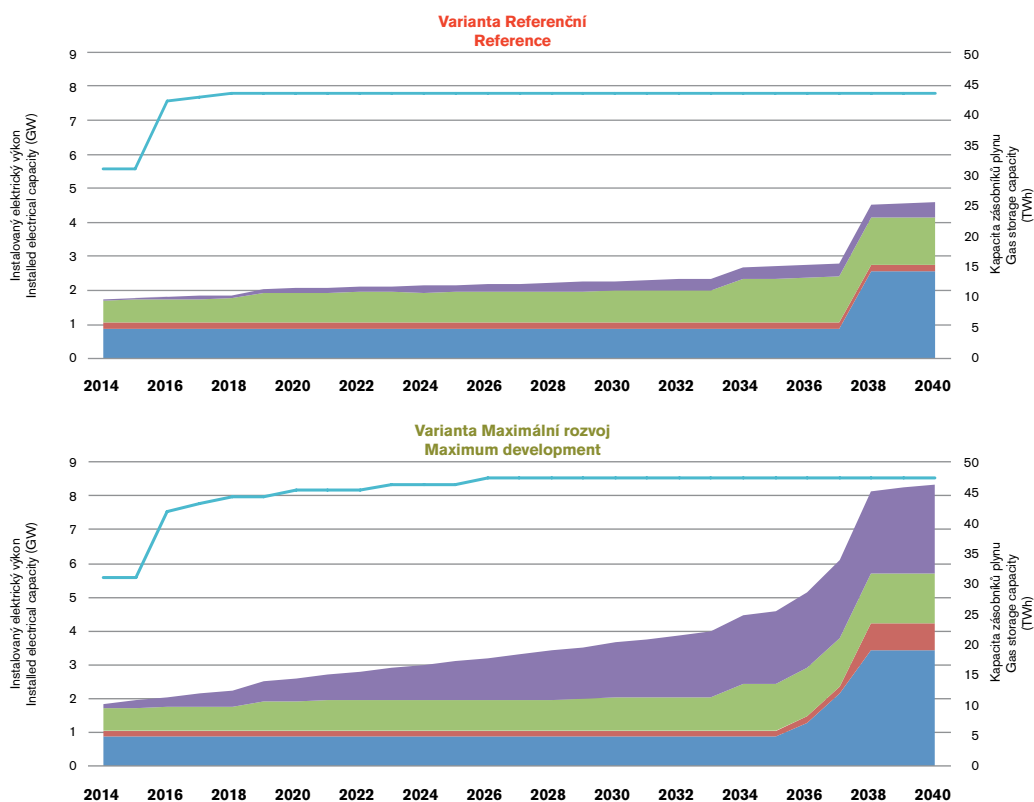
že nízké navýšování spotřeby nebude vytvářet podmínky pro investiční návratnost nových zásobníků. Základní charakteristické rysy rozvojových variant plynárenství jsou uvedeny v **tab. 8**.

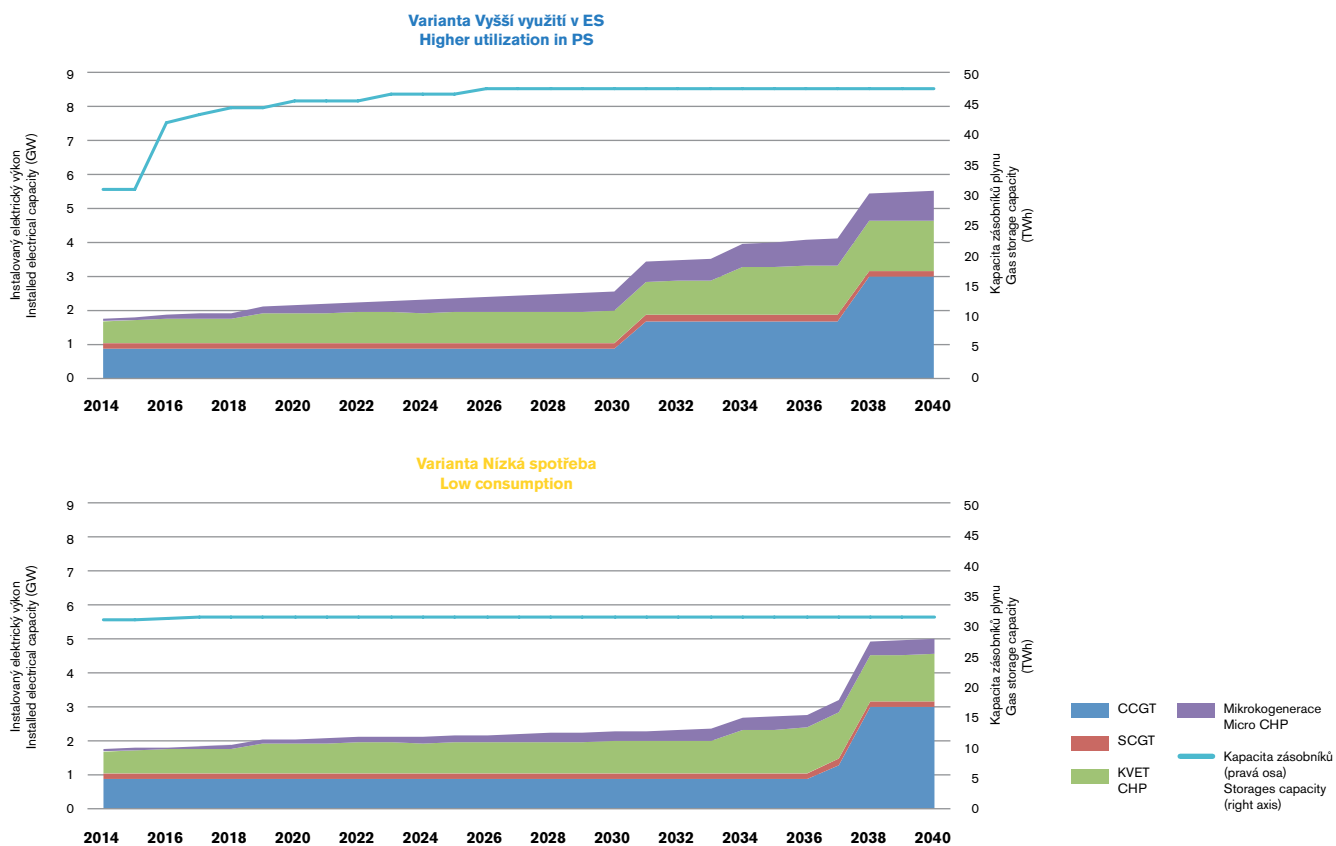
will be similar as in the other variants. In this variant, only a moderate development of the micro-CHP sector is expected, and it is up to 5% of electricity delivery points (10% of gas delivery points). According to the Low consumption variant, 50% of the dwindling graded brown coal will be replaced by natural gas. For this variant, a lower level of development of CNG is chosen.

In this variant, the same increase in gas storage capacity is expected as in the variant Lack of gas storage, only in one location and by the same amount. Unlike in the variant Lack of gas storage, less gas storage capacity will be needed in Low consumption variant, and moreover, it is assumed that a low increase in consumption will not create conditions for return on investments in new gas storage facilities. The main characteristics of gas development variants are shown in **Tab. 8**.

## OBR. 19 INSTALOVANÝ ELEKTRICKÝ VÝKON ZDROJŮ NA ZEMNÍ PLYN A KAPACITA ZÁSOBNÍKŮ PLYNU – POROVNÁNÍ VARIANT

**FIG. 19 INSTALLED ELECTRIC CAPACITY OF NATURAL GAS SOURCES AND THE CAPACITY OF GAS STORAGE – COMPARISON OF VARIANTS**





**TAB. 8 VARIANTY ROZVOJE PLYNÁRENSTVÍ – SROVNÁNÍ DLE ATRIBUTŮ**

**TAB. 8 VARIANTS FOR THE DEVELOPMENT OF THE GAS INDUSTRY – COMPARISON OF ATTRIBUTES**

	SPOTŘEBA CONSUMPTION	ROZVOJ ZÁSObNÍKŮ DEVELOPMENT OF GAS STORAGE	SÍŤE NETWORKS
<b>Referenční</b>  <b>Reference</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Referenční navýšení spotřeby plynu na výrobu elektřiny</li> <li>■ Mírný rozvoj mikrokogenerace 10% odběrných míst plynu na hladině malooběru (MO) a domácností (DOM)</li> <li>■ Referenční navýšení ostatní spotřeby plynu</li> <li>■ Střední navýšení spotřeby pro dopravu ve formě CNG</li> <li>■ Střední náhrada tříděného hnědého uhlí (HU) zemním plynem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Referenční rozvoj zásobníků</li> <li>■ Rozvoj zásobníků ve čtyřech lokalitách</li> <li>■ Mezi roky 2012 a 2040 přibližně 12,6 TWh nových kapacit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Referenční rozvoj přepravní a distribučních soustav</li> <li>■ Jen známé projekty s vyšší pravděpodobností realizace (plynovod Moravia, připojení zásobníku Dolní Bojanovice)</li> </ul>
<b>Maximální rozvoj</b>  <b>Maximum development</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nejvýraznější navýšení spotřeby plynu pro výrobu elektřiny a pro teplárenství</li> <li>■ Velmi výrazný rozvoj mikrokogenerace (60% odběrných míst plynu na MO a DOM)</li> <li>■ Nejvýraznější navýšení ostatní spotřeby plynu</li> <li>■ Nejvyšší nárůst spotřeby pro dopravu (CNG)</li> <li>■ Vysoká náhrada tříděného HU zemním plynem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Vysoký rozvoj zásobníků</li> <li>■ Rozvoj zásobníků v pěti lokalitách a připojení Dolních Bojanovic do přepravní soustavy</li> <li>■ Mezi roky 2012 a 2040 přibližně 16,8 TWh nových kapacit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nad rámec Referenční varianty všechny další projekty, u kterých je alespoň malá pravděpodobnost, že budou realizovány</li> <li>■ Budou realizována 2 propojení na rakouskou síť, další propojení na polskou síť</li> </ul>
<b>Vyšší využití v ES</b>  <b>Higher utilization in PS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Výrazné navýšení spotřeby plynu pro výrobu elektřiny a pro teplárenství</li> <li>■ Výrazný rozvoj mikrokogenerace (20% odběrných míst plynu na MO a DOM)</li> <li>■ Referenční navýšení ostatní spotřeby plynu</li> <li>■ Střední nárůst spotřeby pro dopravu ve formě CNG</li> <li>■ Střední náhrada tříděného HU zemním plynem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stejný jako ve variantě Maximální rozvoj</li> <li>■ Same as in the Maximum development variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nad rámec Referenční varianty všechny další projekty, u kterých je střední pravděpodobnost, že budou realizovány</li> <li>■ Bude realizováno 1 propojení na rakouskou síť</li> </ul>

	SPOTŘEBA CONSUMPTION	ROZVOJ ZÁSObNÍKŮ DEVELOPMENT OF GAS STORAGE	SÍŤ NETWORKS
<b>Nedostatek zásobníků</b>  <b>Lack of gas storage</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stejná jako ve variantě Vyšší využití v ES</li> <li>■ Same as in the variant Higher utilization in PS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nízký rozvoj zásobníků</li> <li>■ Rozvoj zásobníků jen v jedné lokalitě</li> <li>■ Mezi roky 2012 a 2040 přibližně 800 GWh nových kapacit</li> <li>■ Low development of gas storage</li> <li>■ Development of gas storage in only one locations</li> <li>■ Approximately 800 GWh of new capacity by 2040</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nad rámec Referenční varianty všechny další projekty, u kterých je střední pravděpodobnost, že budou realizovány</li> <li>■ Bude realizováno 1 propojení na rakouskou síť, nedojde k připojení zásobníku Dolní Bojanovice na českou soustavu</li> <li>■ Beyond the Reference variant, all other projects with a medium likelihood of being realized</li> <li>■ 1 interconnection to the Austrian network will be realized, the connection of gas storage in Dolní Bojanovice to the Czech system will not take place</li> </ul>
<b>Nízká spotřeba</b>  <b>Low consumption</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nejmeně výrazné navýšení spotřeby plynu pro výrobu elektřiny a pro teplárenství</li> <li>■ Mírný rozvoj mikrokogenerace (10% odběrných míst plynu na MO a DOM)</li> <li>■ Nízké navýšení ostatní spotřeby plynu</li> <li>■ Nízký nárůst spotřeby pro dopravu ve formě CNG</li> <li>■ Nízká náhrada tříděného HU zemním plynem</li> <li>■ The least significant increase in gas consumption for electricity generation and in the heating industry</li> <li>■ Moderate development of micro-CHP 10% of gas delivery points in low consumption sector and household sector)</li> <li>■ Low increase of other gas consumption</li> <li>■ Low increase for transport in the form of CNG</li> <li>■ Low replacement of graded brown coal by natural gas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Stejný jako ve variantě Nedostatek zásobníků</li> <li>■ The same as in the Lack of gas storage variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Oproti Referenční variantě nebude realizován plynovod Moravia a napojení Dolních Bojanovic</li> <li>■ In contrast to the Reference variant, the gas pipeline Moravia and connection of Dolní Bojanovice storage will not be built</li> </ul>

## Současný stav a rozvoj plynárenství ve světě

Celkové světové zásoby zemního plynu dosahují 773 bil. m<sup>3</sup>. V tomto množství jsou zahrnuty jak prokázané, tak odhadované konvenční i nekonvenční zásoby plynu. Zahrnut je tedy například nejistý břidlicový plyn i další nekonvenční druhy plynu. Nejslibnější z pohledu objemu zásob je oblast Kaspického moře, i když je Evropě přepravně hůře dostupná. O dodávkách z Turkmenistánu do Evropy byla podepsána formální dohoda, stavbě plynovodu ale není nakloněno Rusko. Pro zajištění spotřeby Evropy mohou být perspektivní ložiska ve východním Středozeří, teritoriálně náležící Sýrii, Libanonu a Izraeli, s celkovým objemem nově objevených ložisek plynu 3,4 bil. m<sup>3</sup>. Zemní plyn bude z pohledu celkových světových zásob v dnešních objemech roční spotřeby dostupný více než dalších 200 let.

Světové zásoby technicky těžitelného břidlicového plynu činí 204 bil. m<sup>3</sup>, z toho 17 bil. m<sup>3</sup> leží v Evropě. USA však zůstávají jedinou zemí, kde je plyn z břidlic těžen. Nejvíce břidlicového plynu v Evropě je přisuzováno Velké Británii, Polsku, Francii a Ukrajině. Nižší obsah metanu a nepříznivé geologické podmínky v Polsku

## Current State and Development of the World Gas Industry

World gas reserves amount to 773 trillion m<sup>3</sup>. This amount contains proven, as well as probable conventional and unconventional gas sources. There is also included uncertain shale gas and other unconventional types of gas. In terms of gas volumes, the most promising area seems to be the area of the Caspian Sea, though with difficult transport accessibility for Europe. A formal agreement on future supplies from Turkmenistan to Europe was signed but Russia is not in favour of the gas pipeline construction. In terms of satisfying Europe demand, there are promising deposits in eastern part of the Mediterranean such as Syria, Lebanon and Israel, with the volume of newly discovered gas up to 3.4 trillion m<sup>3</sup>. From the perspective of global reserve estimates and current consumption, natural gas will be available for more than 200 years.

The world resources of recoverable reserves of shale gas are 204 trillion m<sup>3</sup>, of which 17 trillion m<sup>3</sup> are in Europe. Nevertheless, the USA remains the only country where shale gas is extracted. Most shale gas in Europe is located in Great Britain, Poland, France and Ukraine. Lower methane content and unfavourable geological

způsobily, že rozsah zásob je v řádu stovek mld. m<sup>3</sup>, tedy násobně nižší než očekávané množství, což spolu s nízkou životností vrtů vedlo k upuštění od dalších průzkumů. V severní Anglii by mohly být zásoby břidlicového plynu až 13 bil. m<sup>3</sup>. Využití břidlicového plynu v Evropě je součástí komplexní environmentálně-ekonomicko-politické problematiky, do které vstupuje i vliv Gazpromu a těžebních společností USA. Produkce břidlicového plynu v Evropě se ve významných objemech do roku 2020 nejeví jako reálná, což se bude týkat i České republiky. Vedle břidlicového plynu jsou z nekonvenčních plynů evidovány zásoby 81 bil. m<sup>3</sup> plynu z málo propustného pískovce (tight gas) a 47 bil. m<sup>3</sup> plynu sorbovaného na uhelné sloje (coal bed methane).

Současná světová spotřeba zkapalněného zemního plynu (LNG) je saturována rozvojem exportu v Kataru, Austrálii a Rusku. V Evropě je 23 importních terminálů s kapacitou 213 mld. m<sup>3</sup>, která byla kontrakty v roce 2012 využita z 28%. Ve výstavbě je 32 mld. m<sup>3</sup> kapacit v Litvě, Polsku a Francii. Projektovaná kapacita importních terminálů v Evropě je až 164 mld. m<sup>3</sup>, při současných podmínkách je však realizace takového množství do roku 2020 málo pravděpodobná. S ohledem na stagnaci produkce břidlicového plynu a panující cenové podmínky se dovoz LNG z USA do Evropy ve významném množství jeví do roku 2020 jako nepravděpodobný, spíše lze počítat s importem LNG z tradičních, v současnosti již využívaných, exportních regionů.

Kapacita zásobníků za země EU28 v roce 2013 činila 96 mld. m<sup>3</sup>, což odpovídá 20% roční spotřeby plynu. Existují záměry na dalších 50,8 mld. m<sup>3</sup>. Ze zemí mimo EU je významná Ukrajina (33 mld. m<sup>3</sup>); v rámci celé Evropy (bez Ruska) činí podíl zásobníků 23% jejich roční spotřeby.

## Očekávaný vývoj spotřeby a průběhu spotřeby plynu

Poptávka po zemním plynu bude v následujících letech determinována zejména vývojem cenových proporcí základních energetických komodit (zejména poměrem ceny elektřiny a plynu) a budoucností politik ochrany klimatu a ovzduší. Aktuální ceny elektřiny a zemního plynu způsobují ztrátu konkurenceschopnosti výroby elektřiny v jednotkách CCGT a ztrátovost zejména nově realizovaných projektů (řada již realizovaných jednotek je v udržovacím režimu bez výroby elektřiny, velké množství záměrů na realizaci CCGT jednotek bylo odloženo či přímo zrušeno). Během následujících pěti let je očekávána změna cenových proporcí, která umožní opětovně adekvátní vyšší využití výroby elektřiny ze zemního plynu. Ve střednědobém a zejména dlouhodobém horizontu bude dle aktuálních předpovědí zemní plyn na trhu primárních zdrojů energie pro výrobu elektřiny a tepla konkurenceschopný. Vytvořené predikce však v podobě varianty Nízká spotřeba analyzují důsledky ztráty konkurenceschopnosti zemního plynu až do horizontu roku 2035.

conditions in Poland caused the volume of resources to be only hundreds of billions of m<sup>3</sup>, which is many times less than the anticipated amount. Together with the short lifespan of the wells, this leads to the abandonment of further surveys. In the north of England, the reserves of shale gas could amount to as much as 13 trillion m<sup>3</sup>. The exploitation of shale gas in Europe is tied up with complex environmental-economic-political issues, on which Gazprom and U.S. mining companies also have an influence. The production of shale gas in Europe in significant volumes by 2020 is deemed unrealistic, and this will probably apply to the Czech Republic, too. Apart from shale gas, there are 81 trill. m<sup>3</sup> of tight gas and 47 trill. m<sup>3</sup> of cold bed methane in reserves of unconventional gas.

Current world consumption of LNG is saturated by the development of exports in Qatar, Australia and Russia. There are 23 import terminals with a capacity of 213 billion m<sup>3</sup> in Europe, which were contracted in 2012 with a utilization of 28%. There are 32 billion m<sup>3</sup> of capacity under construction in Latvia, Poland and France. The projected capacity of import terminals in Europe is up to 164 billion m<sup>3</sup>; under current conditions, however, the realization of such amounts by 2020 is unlikely. Given the stagnation of shale gas production and the prevailing price conditions, the import of LNG from the USA to Europe in significant amounts by 2020 is unlikely. The import of LNG from traditional currently used export regions can be counted on.

The capacity of storage facilities in the E28 countries in 2013 amounted to 96 billion m<sup>3</sup>, which is the equivalent of 20% of the annual gas consumption. There are plans for a further 50.8 billion m<sup>3</sup>. Among the non-EU countries, Ukraine is significant (33 billion m<sup>3</sup>); in the whole Europe (excluding Russia), the capacity of storage facilities amounts to 23% of their annual consumption.

## Anticipated Development of Consumption and Courses of Gas Consumption

The demand for natural gas will be determined in the coming years mainly by developments in price ratio of basic energy commodities (particularly the parity of electricity and gas prices) and future air pollution and climate change policies. The current prices of electricity and natural gas are causing a loss of competitiveness of electricity production in the CCGT units and a high loss rate of newly completed projects in particular (many already implemented units are kept under the no electricity production regime and a large number of projects for the implementation of CCGT units have been postponed or even cancelled). Over the next five years, a change in price ratio is anticipated, which will again allow an adequate higher utilization of the production of electricity from natural gas. According to current predictions, for the medium and the long term period in particular, natural gas will be competitive on the market of primary energy resources for the production of electricity and heat. Nevertheless, the predictions made in the Low Consumption variant analyse the consequences of the loss of competitiveness of natural gas in the period to 2035.

Výrazný pokles spotřeby plynu, který sledujeme zejména po roce 2008, je částečně způsoben hospodářským poklesem. Dle aktuálních předpokladů dojde během let 2014 a 2015 k ekonomickému oživení; na předkrizovou úroveň se však spotřeba plynu, vlivem paralelně působícího efektu navyšování úspor, dostane až v roce 2021.

Budoucí poptávka po zemním plynu bude určena zejména rozvojem jeho využití pro monovýrobu elektřiny, pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla a pro mikrokogeneraci. Pro vyšší poptávky po plynu bude významné rovněž jeho použití jako náhrady za docházející tříděné hnědé uhlí. Méně významným faktorem rozvoje pak bude realizace úspor či navyšování počtu odběrných míst.

Referenční varianta předpokládá v roce 2040 celkovou spotřebu plynu 130 TWh (12,3 mld. m<sup>3</sup>) s pásmem +27 TWh a -13 TWh, jedná se o navýšení spotřeby o 54 % (s pásmem +38 % až +86 %) vůči roku 2012. Dle Referenční varianty rozvoje spotřeby plynu:

- Ostatní spotřeba se zahrnutím bilančního rozdílu vykazuje krátkodobý pokles, střednědobý růst a k horizontu roku 2040 opět mírný pokles; celkově tato kategorie spotřeby zaznamená pokles oproti roku 2012 o 1,5 TWh, který bude ovšem částečně způsoben přechodem monovýroby tepla na výrobu kombinovanou (přesun mezi položkami v členění).
- Spotřeba na monovýrobu elektřiny naroste mezi roky 2012 a 2040 o 22,6 TWh.
- Kategorie spotřeby plynu na KVET a MKO zaznamená mezi roky 2012 a 2040 nárůst o přibližně 18 TWh, a bude tedy druhým nejvýraznějším vlivem.
- Náhrada tříděného HU způsobí mezi roky 2012 až 2040 nárůst spotřeby plynu o 6,6 TWh.

Období let 2014 až 2018 bude dle stávajících předpokladů charakteristické jen velmi pozvolným nárůstem spotřeby; v tomto období nedojde pravděpodobně k instalaci žádné nové jednotky na výrobu elektřiny z plynu. V roce 2019 se předpokládá náhrada stávající hnědouhelné jednotky v Litvínově novou jednotkou částečně na zemní plyn; v období let 2020 až 2030 bude spotřeba navyšována v závislosti na instalaci množství jednotek na výrobu elektřiny i KVET dle variant, nicméně nárůst bude spíše proporcionální, nebude se jednat o výrazné skokové navyšování. Výraznější změny v letech 2021 a 2030 souvisí s předpokládaným skokovým nárůstem ceny povolenky v některých variantách, což navýší konkurenceschopnost plynových jednotek.

Od roku 2030 bude docházet jednak k výrazné náhradě tříděného hnědé uhlí, k náhradě energetického uhlí u některých výroben elektřiny počínaje rokem 2034 (ve variantě Maximální rozvoj již rokem 2030) a později k instalaci výrazného výkonu

The sharp decline in gas consumption that has been observed (particularly after 2008) is caused partially by economic decline. According to current predictions, economic recovery will occur during 2014 and 2015; the pre-crisis level of gas consumption, however, will be reached only in 2021, due to the contemporaneous effect of an increase in savings.

The future demand for natural gas will be determined particularly by the intensity of its development for its utilization in electricity mono-production, in the combined production of electricity and heat and in micro-CHP. For the level of gas demand, its utilization as a replacement for dwindling graded brown coal will also be significant. The realization of savings and an increase in the number of delivery points will be less significant factors.

The Reference variant assumes a total gas consumption of 130 TWh (12.3 trillion m<sup>3</sup>) in 2040, with a range of +27 TWh and -13 TWh; this means an increase in consumption of 54% (with a range of +38% to +86%) compared to 2012. According to the Reference variant of gas consumption development:

- Other consumption, including the balance difference, shows short-term decline, medium-term growth and a slight decrease again approaching 2040; overall, this category of consumption shows a decline of 1.5 TWh compared to 2012, which will be partially caused by the transition from heat mono-production to combined production (transfer between items in the structuring).
- Consumption for electricity mono-production will increase by 22.6 TWh between 2012 and 2040.
- The category of gas consumption in CHP and micro-CHP between 2012 and 2040 shows an increase by approximately 18 TWh, and will therefore be the second most significant factor.
- The replacement of graded brown coal between 2012 and 2040 will cause an increase in consumption of approximately 6.6 TWh.

According to current assumptions, the period 2014 to 2018 will be characterized by only a very slow increase in consumption; in this period, there will probably be no installation of new units for the production of electricity from gas. In 2019, the current prediction expects the replacement of the brown coal plant in Litvínov with a new one running partially on natural gas; in the period 2020 to 2030, consumption will increase depending on the number of installed electricity production units and CHP units, in accordance with the variants. Nevertheless, the increase will be more proportionate, and there will be no significant jump in the increase. The most significant changes in 2021 and 2030 are connected with the anticipated jump in the price of allowances in some variants, which will increase the competitiveness of gas units.

From 2030 on, the replacement of graded brown coal will take place; the replacement of steam coal in some electricity production plants will occur at the beginning of 2034 (2030 in the Maximum Development variant), and later the installation of significant capacity

v nových paroplynových blocích, která je velmi výrazně diferencovaná v závislosti na variantě rozvoje:

- Ve variantě Referenční a Vyšší využití v ES se jedná o 1 700 MW nového výkonu od roku 2038.
- Ve variantě Nízká spotřeba jde o 2 100 MW nového výkonu, z toho menší část v roce 2037.
- Ve variantě Maximální rozvoj se jedná o 3 200 MW nového výkonu, z toho menší část již v roce 2036.

Predikce spotřeby CNG je provedena samostatně mimo strukturu celkové spotřeby plynu (CSP). Kolem roku 2040 bude spotřeba CNG dle Referenční varianty činit přibližně 14 TWh (11 % CSP).

Předložené predikce jsou blíže charakterizovány na **obr. 20** a v **tab. 9**.

in new steam-gas power plants; the development of steam-gas units is differentiated depending on the development variant:

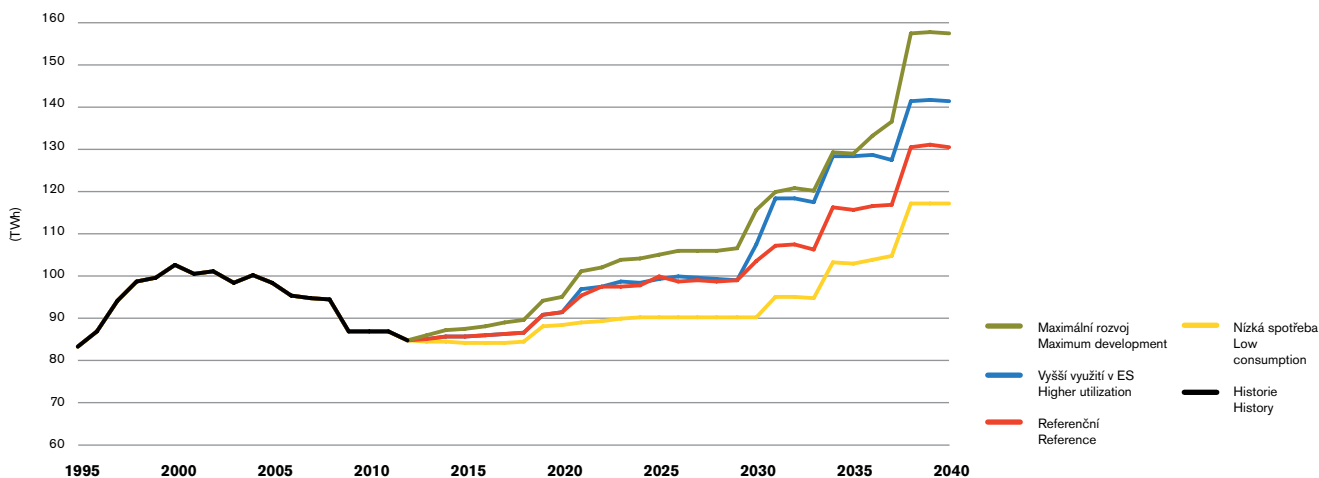
- In the Reference and Higher Utilization in PS variants, circa 1,700 MW of new installed capacity by 2038.
- Similarly, in the Low Consumption variant, circa 2,100 MW of new installed capacity, of which a small part by 2037.
- In the Maximum Development variant, circa 3,200 MW of new installed capacity, of which a small part by 2036.

The prediction of CNG consumption is made separately from TGC. In the Reference variant, CNG consumption around 2040 will be approximately 14 TWh (11% TGC).

Shown predictions are further characterized in **Fig. 20** and **Tab. 9**.

## OB. 20 PREDIKCE CELKOVÉ SPOTŘEBY PLYNU V ČR

FIG. 20 PREDICTION OF TOTAL GAS CONSUMPTION IN CR



**TAB. 9 PREDIKCE CELKOVÉ SPOTŘEBY PLYNU V ČR – VARIANTA REFERENČNÍ (GWh)**
**TAB. 9 PREDICTION OF TOTAL GAS CONSUMPTION IN CR – THE REFERENCE VARIANT (GWh)**

	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>Velkooběr • Wholesale</b>	<b>36 893</b>	<b>36 680</b>	<b>37 359</b>	<b>37 168</b>	<b>41 439</b>	<b>48 192</b>	<b>51 542</b>	<b>59 457</b>	<b>73 996</b>
VO monovýroba elektřiny • WS monoproduction of electricity	200	190	728	190	322	5 179	7 830	9 100	22 775
VO výroba elektřiny v KVET • WS CHP electricity production	2 429	2 743	2 817	2 985	4 906	5 235	5 578	7 019	7 891
VO výroba tepla v KVET • WS CHP heat production	5 705	6 129	6 264	6 370	7 699	7 763	7 803	11 127	11 445
VO ostatní • WS others	28 474	27 449	27 381	27 455	28 343	29 253	29 569	29 503	29 177
VO náhrada za hnědé uhlí • WS – substitute for brown coal	85	169	169	169	169	761	761	2 707	2 707
<b>Středoodběr • Medium consumption</b>	<b>8 266</b>	<b>8 389</b>	<b>8 420</b>	<b>8 498</b>	<b>9 375</b>	<b>9 877</b>	<b>10 096</b>	<b>11 325</b>	<b>11 512</b>
SO výroba elektřiny v KVET • MC CHP electricity production	455	513	526	558	919	981	1 045	1 226	1 354
SO výroba tepla v KVET • MC CHP heat production	1 069	1 147	1 173	1 192	1 442	1 454	1 461	1 967	2 026
SO ostatní • MC others	6 721	6 687	6 679	6 705	6 972	7 252	7 399	7 456	7 455
SO náhrada za hnědé uhlí • MC substitute for brown coal	21	42	42	42	42	190	190	677	677
<b>Maloodběr • Retail consumption</b>	<b>12 315</b>	<b>12 558</b>	<b>12 501</b>	<b>12 529</b>	<b>13 040</b>	<b>13 759</b>	<b>14 022</b>	<b>15 348</b>	<b>15 468</b>
MO výroba elektřiny v KVET • RC CHP electricity production	152	171	175	186	306	327	348	409	451
MO výroba tepla v KVET • RC CHP heat production	414	452	495	534	785	963	1 142	1 487	1 684
MO ostatní • RC others	11 707	11 850	11 746	11 724	11 864	12 088	12 151	12 098	11 978
MO náhrada za hnědé uhlí • RC substitute for brown coal	42	85	85	85	85	381	381	1 354	1 354
<b>Domácnosti • Households consumption</b>	<b>25 386</b>	<b>25 446</b>	<b>25 357</b>	<b>25 279</b>	<b>25 252</b>	<b>25 663</b>	<b>25 566</b>	<b>26 855</b>	<b>26 613</b>
DOM výroba elektřiny v mikrokogeneraci • HC microCHP electricity production	29	35	52	68	152	239	327	416	504
DOM výroba tepla v mikrokogeneraci • HC microCHP heat production	172	209	312	410	913	1 435	1 964	2 495	3 026
DOM ostatní • HC others	25 122	25 076	24 866	24 675	24 060	23 418	22 703	21 914	21 052
DOM náhrada za hnědé uhlí • HC substitute for brown coal	63	127	127	127	127	571	571	2 031	2 031
<b>Bilanční rozdíl v DS • Balancing item in DS</b>	<b>1 545</b>	<b>1 678</b>	<b>1 673</b>	<b>1 652</b>	<b>1 720</b>	<b>1 866</b>	<b>1 922</b>	<b>2 128</b>	<b>2 382</b>
<b>Celková spotřeba zemního plynu v ČR Total consumption of natural gas in the CR</b>	<b>84 405</b>	<b>84 752</b>	<b>85 310</b>	<b>85 127</b>	<b>90 826</b>	<b>99 357</b>	<b>103 147</b>	<b>115 112</b>	<b>129 971</b>

## Zdroje a přepravní trasy zemního plynu ve vazbě na potřeby ČR

Česká republika je obdobně jako řada evropských zemí téměř plně závislá na dovozu zemního plynu, protože tuzemská těžba je schopna zajistit jen přibližně 2% podíl domácí spotřeby. Zajištění dovozu má strategický význam, a to jak z hlediska obchodního, tak z pohledu dopravních tras.

### Dovoz plynu

Díky dosavadnímu uspořádání evropských sítí se i přes nové obchodní kontrakty vyskytoval v české soustavě téměř výhradně ruský zemní plyn dopravovaný přes Ukrajinu a Slovensko. Změna nastala zprovozněním plynovodu Nord Stream (2011–2012) a již není výjimkou fyzická dodávka ruského plynu z Německa do České republiky. Dovozy plynu nejsou v průběhu roku

## Sources and Transport Routes for Gas in Relation to the CR Needs

Like many European countries, the Czech Republic is fully dependent on the import of natural gas, as domestic production covers only 2% of domestic consumption. Ensuring the imports is of principal strategic importance in terms of trade as well as in terms of the transport routes.

### Gas Import

Despite new business contacts and due to the existing organization of the European network, it was almost exclusively Russian gas transported through Ukraine and Slovakia that was used in the Czech system. A change came with the commissioning of the Nord Stream gas pipeline (2011–2012), and the physical supply of Russian gas from Germany into the Czech Republic is not exceptional any

vyrovnané a v posledních letech vlivem enormního nárůstu burzovních obchodů kolísají ještě výrazněji. Vzhledem k očekávanému poklesu cen ruského plynu lze předpokládat, že význam burzovních obchodů dále neporoste. Na burzách obstarávají plyn menší subjekty, zatímco velké obchodní kontrakty jsou záležitostí skupiny RWE. Dovozy zemního plynu zajišťované skupinou RWE kontinuálně klesají z 90 % v roce 2008 až na 57 % v roce 2012.

Smlouva uzavřená mezi RWE Transgas a ruskou společností Gazprom, platná až do roku 2035, poskytuje široké pásmo tolerance dovozů až do 12 mld. m<sup>3</sup> ročně. Takový rozsah by měl zajistit dostatek plynu i při výraznějším nárůstu spotřeby, zejména při výstavbě velkých paroplynových zdrojů, nárůstem spotřeby plynu v dopravě a rozvojem mikrokogenerace. Dále existuje norský kontrakt, platný do roku 2017. Z norské strany není zájem na jeho prodloužení. Ve vzdálenějších časových horizontech mohou mít na dovozy vliv i nové prvky v evropské plynárenské infrastruktuře. V případě vybudování alternativních tras, např. komplexu plynovodů TCP, TANAP a Nabucco-west by se mohla otevřít cesta k jiným než ruským a norským zdrojům plynu. Obdobné možnosti skýtá i LNG.

### Zdroje dodávek plynu využitelné pro ČR

V budoucím období se promítnou očekávané poklesy těžby plynu v Severním moři a také stagnace kontinentální evropské těžby, zapříčiněné v obou případech dožívajícími zásobami. V posuzovaném horizontu přitom není pravděpodobné, aby tyto poklesy byly kompenzovány břidlicovým plynem. Chybějící evropské zdroje bude dorovnávat růst dovozu z Ruska v souladu s nyní nasmlouvanými objemy dodávek z dlouhodobých kontraktů. Ve větší míře se uplatní dovozy LNG a přínosem bude realizace plynovodu TAP, který má potenciál přepravovat do Evropy plyn z Kaspického regionu v množství až 25 mld. m<sup>3</sup>. V případě Afriky lze očekávat stabilní objem dodávek. Zmíněné dovozy mohou být ovlivněny vývojem cen plynu na světových trzích, který ovlivňuje obchod s LNG a dále politikou EU spočívající ve schopnostech jednat se stranami zúčastněnými na dodávkách plynu z Kaspického regionu.

Z hlediska dostupnosti jsou podstatná ložiska plynu v Rusku a Severním moři. Zásoby Ruska jsou značné a při potenciálu dopravy plynu z Blízkého a Středního Východu leží více než 70 % světových zásob zemního plynu v dosahu EU. Evropa je hlavním odběratelem ruského plynu, v zájmu Ruska je ale i posílení svého vlivu zejména v Číně, jejíž spotřeba dynamicky poroste. Za perspektivní je považováno naleziště Štokman se zásobami 3,8 bil. m<sup>3</sup>, jež by samotné stačilo zásobovat Evropu 25 let. Otevření těžby nedovolují současné ceny plynu, investiční rozhodnutí bylo odsunuto na konec roku 2014. Rusku patří role stabilního zásobitele Evropy, která může díky dožívajícími zásobám starého kontinentu posilovat. Oblast Severního moře není

more. Imports of gas are not stable throughout the year, and in recent years, due to the enormous increase in exchange trades, they have been fluctuating even more. Given the anticipated decline in the price of Russian gas, it is anticipated that the importance of exchange transactions will not increase further. On exchanges gas is procured by smaller companies, while large commercial contracts are a matter for the RWE group. Natural gas imports secured by the RWE group have been continuously decreasing, from 90% in 2008 all the way to 57% in 2012.

The contract concluded between RWE Transgas and the Russian company Gazprom, valid until 2035, allows a wide range of import tolerance, up to 12 trillion m<sup>3</sup> a year. Such an extent should ensure a sufficient amount of gas, even given a significant increase in consumption, especially in the case of the construction of large steam-gas sources, an increase in gas consumption in the transport sector and the development of micro-CHP. Further, there is a Norwegian contract which is valid until 2017. There is no interest on the Norwegian side in its extension. In the longer term, new elements in the European gas infrastructure may also have an impact on imports. If alternative routes are constructed, e.g. the TCP gas pipeline complex, TANAP and Nabucco-west, access could be gained to sources of gas other than Russia and Norway. LNG offers similar options.

### Gas Supply Sources Accessible to the Czech Republic

The anticipated decline in gas extraction in the North Sea and also the stagnation in continental European extraction, caused in both cases by dwindling resources, will be reflected in the future. In the assessed period, it is unlikely that these declines will be compensated for by shale gas. The missing European sources will be compensated for by imports from Russia, in accordance with the contracted amount of supplies from long-term contracts. LNG imports will be applied to a greater extent and the realization of the TAP gas pipeline will also be beneficial. It has the potential to transport gas from the Caspian region to Europe to the amount of up to 25 billion m<sup>3</sup>. From Africa, stable volumes of supplies are anticipated. These imports may be influenced by the development of gas prices on world markets, which influences LNG trade, and further by the EU policy, which influences the ability to negotiate with parties involved in supplying gas from the Caspian region.

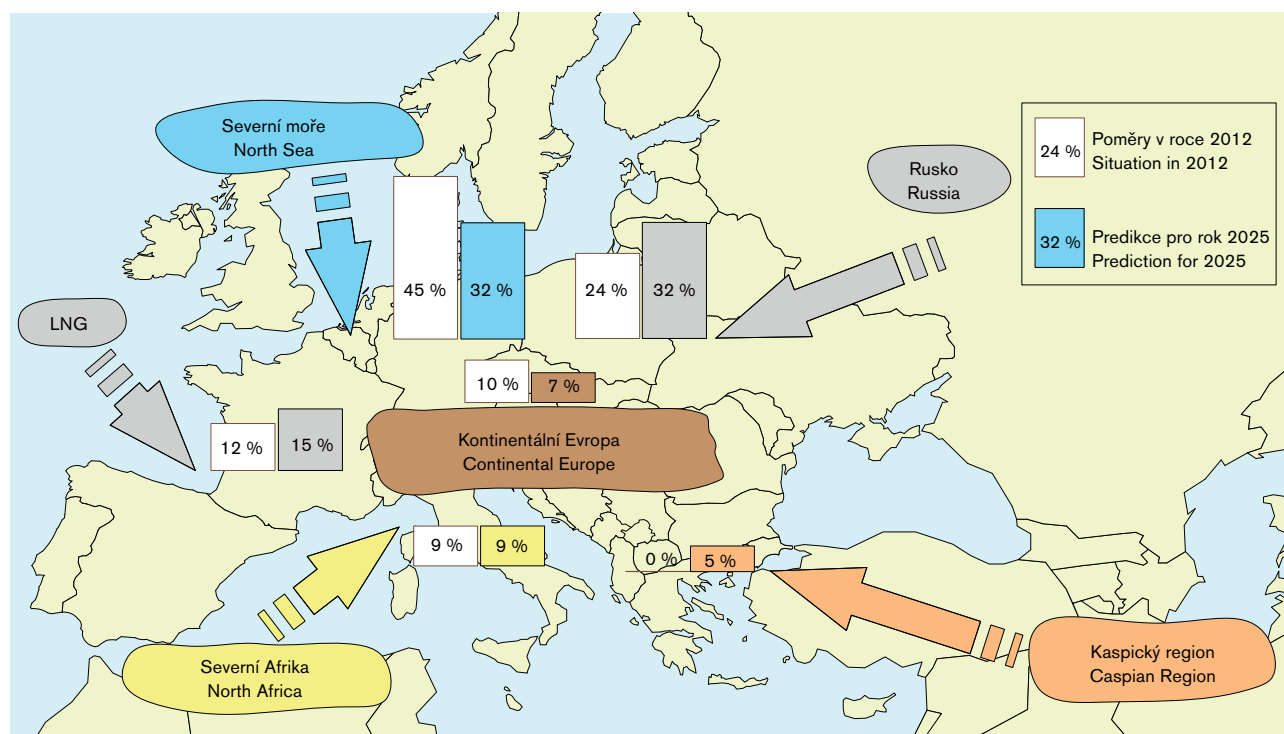
In terms of availability, gas deposits in Russia and the North Sea are significant. Russian resources are extensive, and with the potential for the transportation of gas from the Near and Middle East, over 70% of world gas reserves lie within the reach of the EU. Europe is the major consumer of Russian gas, but it is also in Russia's interest to strengthen its influence in China, whose consumption will grow dramatically. The Shtokman deposit, with reserves of 3.8 trillion m<sup>3</sup>, is considered promising, as it would suffice on its own to supply Europe for 25 years. The commencement of extraction is prevented by current gas prices, and the investment

z hlediska životnosti zásob perspektivní, na rozdíl od Kaspického regionu, kde lze očekávat významný růst produkce, přičemž od roku 2019 má být plynem z Ázerbájdžánu zásobována i Evropa. Názor na skladbu zdrojů plynu spotřebovávaného Evropou v roce 2025 představuje obr. 21.

decision has been postponed to the end of 2014. Russia holds the position of stable supplier for Europe, which can strengthen due to the dwindling resources of the old continent. The North Sea region is not prospective due to the lifespan of resources, unlike the Caspian region, where a significant increase in production can be anticipated; while from 2019, Europe should also be supplied with gas from Azerbaijan. The opinion on the source structure of gas used in Europe in 2025 is illustrated in Fig. 21.

**OBR. 21 DIVERZIFIKACE ZDROJŮ PLYNU V EVROPĚ V LETECH 2012 A 2025**

**FIG. 21 DIVERSIFICATION OF GAS SOURCES IN EUROPE IN 2012 AND 2025**



## Evropské přepravní trasy využitelné pro ČR

Hlavní zásobovací směry toků zemního plynu, podstatné pro Českou republiku a pro významné odběratele v západní Evropě, jsou naznačeny na **obr. 22**.

Páteří dopravní trasou pro zásobování české plynárenské soustavy zůstává plynovod Bratrství z Ruska přes Ukrajinu a Slovensko. Provoz plynovodu Nord Stream se již promítl do stávajících přepravních směrů. V ukrajinském tranzitním systému se pro rok 2013 očekává meziroční pokles tranzitních objemů o 57 mld. m<sup>3</sup> plynu, což je o 40% méně než v roce 2012, jakkoliv se do tohoto propadu průměrně nižší spotřeba plynu v Evropě. V českém plynárenském systému došlo k poklesu tranzitu ze Slovenska. V případě problémů v dodávkách z tranzitní Ukrajiny může být Česká republika zásobována plynovodem OPAL z Německa. Reverzní chod české plynárenské soustavy je možný od roku 2011. Využití se předpokládá v nouzových případech, nejedná se tak o systematické zásobování, které zůstává přes Ukrajinu a Slovensko. Lze očekávat, že kolem roku 2040 by mohla skončit technická životnost plynovodu Bratrství.

Plynovod South Stream se během roku 2013 posunul do realizační fáze. Jeho výstavba má Gazpromu pomoci k udržení, resp. posílení dodávek plynu do Evropy. Změny poměrů v tranzitním systému ČR po jeho dostavbě se budou odvíjet od realizace propojení z Česka na Polsko.

Diverzifikace zásobovacích tras zemního plynu do Evropy je na dobré úrovni, ať už z pohledu plynovodních cest nebo LNG. Zabezpečení dodávek bylo posíleno v oblasti střední Evropy, a to trasami navazujícími na plynovod Nord Stream a díky opatřením pro reverzní toky. Stávající infrastrukturu v roce 2014 rozšíří polský importní LNG terminál Świnoujście, v první fázi výstavby je plynovod South Stream a v horizontu do roku 2020 lze očekávat zprovoznění plynovodu TAP pro dodávky plynu z Ázerbájdžánu do Evropy.

## Možnosti dodávek LNG do České republiky

Plynárenství ČR se dotýká polský terminál Świnoujście, který bude uveden do provozu v roce 2014. Počáteční kapacita bude 2,5 mld. m<sup>3</sup> plynu ročně s navýšením až na 7,5 mld. m<sup>3</sup>. Polsko má nasmlouvány dodávky LNG z Kataru v ročním objemu 1,4 mld. m<sup>3</sup> plynu, jejichž cena bude pravděpodobně o 10% nižší vůči ruskému plynu, což Polsku a okolním státům poskytuje alternativu k ruským dodávkám. Česká republika by mohla terminál využívat nepřímo díky rozvíjející se infrastruktuře ve směru na Polsko. LNG terminál na ostrově Krk v Chorvatsku by mohl být zásobován z Alžírsko nebo Kataru, přičemž část dodávek by připadla i na uzel Baumgarten. Využití těchto dodávek LNG v ČR tak závisí na vybudování plynovodu Baumgarten–Břeclav. Pokud by měl být LNG v ČR využíván, pak výše uvedené zahraniční terminály by byly přednostními zdroji jeho dodávek.

## European Transportation Routes Available to the Czech Republic

The main supply directions for natural gas essential for the Czech Republic and for important buyers in Western Europe are illustrated in **Fig. 22**.

The Brotherhood gas pipeline leading from Russia through Ukraine and Slovakia remains the most important transport route for supplying the Czech gas system.

The operation of Nord Stream has already been reflected in current transport directions. For 2013, a year-by-year decline in transit volumes of 57 billion m<sup>3</sup> of gas is anticipated in the Ukrainian transit system, which is 40% less than in 2012; however, the lower gas consumption in Europe is reflected in this drop. A decline in transit from Slovakia occurred in the Czech gas system. In the case of problems with supplies from Ukrainian transit, the Czech Republic may be supplied via the OPAL gas pipeline from Germany. The reverse operation of the Czech gas system has been possible since 2011. Utilization is anticipated in emergency cases; it is not intended for systematic supply, which still comes through Ukraine and Slovakia. It can be anticipated that the technical lifespan of the Brotherhood gas pipeline might end around 2040.

The South Stream gas pipeline has moved into the implementation stage in 2013. Its construction should help Gazprom to retain, or rather strengthen, gas supplies to Europe. After its completion, the changes in ratios in the Czech Republic's transit system will depend on the realization of interconnection from the Czech Republic to Poland.

The diversification of natural gas supply routes to Europe is on a good level, whether in terms of gas pipeline routes or LNG. Supplies were secured in the area of Central Europe, with the routes connected to the Nord Stream gas pipeline and thanks to the measures for reverse flows. In 2014, the existing infrastructure will be expanded by the LNG import terminal Świnoujście in Poland; the gas pipeline South Stream is in the first stage of construction, and by 2020, commissioning of the TAP gas pipeline for the supplies from Azerbaijan to Europe can be anticipated.

## Possibilities of LNG Supplies to the Czech Republic

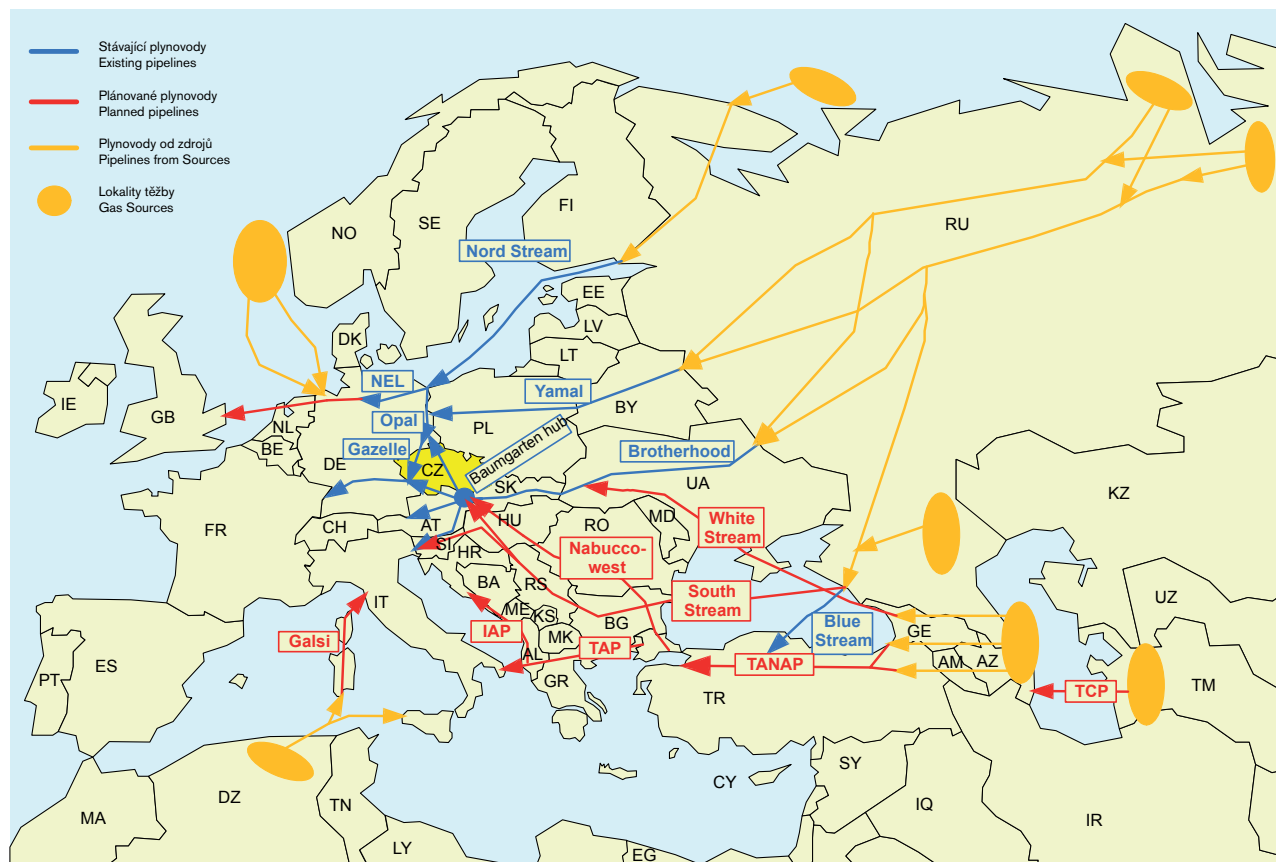
The Polish terminal Świnoujście, which will be put to operation in 2014, will affect the gas industry in the Czech Republic. The initial capacity will be 2.5 billion m<sup>3</sup> a year, with an increase of up to 7.5 billion m<sup>3</sup>. Poland has contracted LNG supplies from Qatar at an annual volume of 1.4 billion m<sup>3</sup> of gas, whose price is likely to be 10% lower than Russian gas; this will provide Poland and neighbouring countries with an alternative to Russian supplies. The Czech Republic could benefit from the terminal indirectly, thanks to developing infrastructure in the direction of Poland. The LNG terminal on Krk island in Croatia could supply gas from Algeria and Qatar, while a portion of the supply would also fall to the Baumgarten node. Utilization of LNG supplies in the Czech Republic depends on

Teoreticky však lze uvažovat i o vybudování LNG infrastruktury na našem území a o jeho dovozu klasickými dopravními prostředky. Takové řešení je však technicky, investičně a provozně náročné a při naddimenzované kapacitě tranzitní soustavy zřejmě nepravděpodobné.

the construction of the Baumgarten-Břeclav gas pipeline. In case of utilizing LNG in the Czech Republic, the above mentioned foreign terminals would be a preferential source of supply. Theoretically, the building of LNG infrastructure on Czech territory and its transport by the traditional means of transport might also be considered. However, such a solution is technically, investment-wise and operationally challenging, and seems unlikely considering the rather oversized capacity of the transit system.

**OBR. 22 SCHÉMA ROZHODUJÍCÍCH TRAS PRO DODÁVKY PLYNU DO EVROPY**

**FIG. 22 SCHEME OF THE MOST DECISIVE ROUTES FOR GAS SUPPLIES TO EUROPE**



## Současný stav a rozvoj plynárenské soustavy ČR

### Přepavní soustava

Přepavní soustava je z hlediska kapacity dostatečná k dovozu potřebného objemu plynu do České republiky i pro zajištění tranzitu do cílových zemí. Za dostatečnou lze považovat ve většině případů i kapacitu předávacích stanic, přes které se realizuje dodávka do distribučních sítí (výjimkou je region severní Moravy). Další rozvoj přepavní soustavy by se měl orientovat takto:

- Vytvoření přímého propojení české a rakouské plynárenské soustavy, které dosud neexistuje: propojení Baumgarten-Břeclav (projekt BACI) představuje posílení severojižního přepavního směru a přístup české plynárenské soustavy k obchodnímu uzlu Baumgarten. Propojení o kapacitě 23 mil. m<sup>3</sup> denně by mělo být v provozu kolem roku 2019. Další propojení může být z jižních Čech směrem k rakousko-německému předávacímu bodu Oberkappel. Významem je zpřístupnění oblasti s velkou kapacitou zásobníků, dle NET4GAS se však rozhodnutí nyní odkládá. Alternativou je plynovod Mozart, jehož realizace se však nejeví jako pravděpodobná.
- Zajištění dostatečnosti zásobování regionu severní Moravy a posílení propojení na Polsko: severní Morava je ze všech oblastí nejvíce vzdálena od tranzitní soustavy a je zásobována jedním plynovodem vnitrostátní přepavní soustavy. Vzhledem k tomu, že jde o jedinou zásobovací trasu, dále z důvodu změny režimu provozu zásobníků a z důvodu očekávaného nárůstu spotřeby na severní Moravě je nutné jeho posílení paralelní větví (projekt Moravia). Výhledově se uvažuje i o dalším napojení na polskou plynárenskou síť. Současně by mohlo dojít i k posílení stávajícího propojení přes plynovod STORK.
- Připojení nově budovaných zásobníků k přepavní soustavě, včetně připojení zásobníku Dolní Bojanovice, který dosud není provozován v rámci české plynárenské soustavy, a posílení připojení v místech, kde bude docházet k navýšení těžebních kapacit zásobníků.
- Napojení nových přímých odběratelů z přepavní soustavy (paroplynových elektráren).

Přepavní soustavu není nutné posilovat z hlediska celkové přepavní kapacity. Pro zvýšení spolehlivosti je žádoucí vybudovat a posilovat mezinárodní propojení ve směru sever-jih, což znamená vybudování spojení s Rakouskem a zesílení dosud slabých vazeb na Polsko.

## The Current State and Development of the Czech Gas System

### Transportation System

In terms of capacity, the transportation system is sufficient for importing the required volumes of gas into the Czech Republic, and for providing transit to the target countries. The capacity of transit stations through which the supply to distribution systems is realized can also be considered sufficient (with the exception of North Moravia). Further development in the transport system should be oriented as follows:

- The creation of a direct interconnection between the Czech and Austrian gas systems, as one does not as yet exist: the interconnection Baumgarten-Břeclav (BACI project) represents a strengthening of the North-South transport direction and the access of the Czech gas system to the business node in Baumgarten. The interconnection with a capacity of 23 million m<sup>3</sup> a day should be in operation around 2019. Another interconnection may be from South Bohemia to the Austrian-German transfer node Oberkappel. The point of this is to make accessible an area with a large capacity of storage facilities. Nevertheless, the decision has been postponed according to NET4GAS. The Mozart gas pipeline could be an alternative; its realization, however, is not very likely.
- Ensuring an adequate supply in the region of North Moravia and a strengthening of the interconnection to Poland: out of all the regions, North Moravia is the farthest from the transit system and is supplied by one gas pipeline of the domestic transmission system. As this is the only supply route, and also due to the change in the operation of storage facilities, and the anticipated increase in consumption in North Moravia, it is necessary to strengthen by parallel branches (project Moravia). Another connection to the Polish gas system is being considered. At the same time, the existing interconnection could be strengthened via the STORK gas pipeline.
- The connection of gas storage facilities that are under construction to the transmission system, including the connection of Dolní Bojanovice storage facility, which has not yet been in operation in the Czech gas system, and the strengthening of the connection in places where there will be an increase in the withdrawal capacity of storage facilities.
- The connection of new direct customers to the transmission system (steam-gas plants).

The Czech transmission system does not need to be strengthened in terms of its total transmission capacity. To increase reliability, it is desirable to build and strengthen international interconnections in the North-South direction, which in practical terms means building connections with Austria and strengthening the until-now low capacity connections to Poland.

## Zásobníky plynu

Celková kapacita stávajících zásobníků plynu v ČR je 3 497 mil. m<sup>3</sup> (z toho 576 mil. m<sup>3</sup> je aktuálně napojeno na slovenskou soustavu), přičemž kromě zásobníku Háje jsou všechny lokalizovány na jižní a severní Moravě. Rozmístění zásobníků je tak nevýhodné z provozního hlediska. Zásobníky byly až donedávna připojeny pouze do vnitrostátní přepravní soustavy. Od roku 2013 existuje první přímé napojení zásobníku na tranzitní soustavu (zásobník Tvrdonice). I když kapacita pro čerpání plynu ze zásobníků je dostatečná a uvažuje se o jejím navyšování, je limitujícím prvkem omezená možnost dopravy vytěženého plynu ve směru Morava–Čechy, a to právě z důvodu napojení většiny zásobníků do vnitrostátní přepravní soustavy. Z hlediska podílu kapacity zásobníků a spotřeby, který vyjadřuje flexibilitu země při nerovnoměrném zásobování plynem, je pozice České republiky nejen lepší než unijní i evropský průměr, ale také výhodnější ve srovnání s Německem, Itálií nebo Francií. Z hlediska pružnosti čerpání vyniká zejména zásobník Háje. Z hlediska celkové flexibility jsou české zásobníky kvalitnější než zásobníky v zemích jako Slovensko, Maďarsko, Polsko, Rumunsko nebo Bulharsko.

V současnosti jsou známy záměry na vybudování nových zásobníků v rozsahu 1 148 mil. m<sup>3</sup> a rozšíření stávajících zásobníků o 55 mil. m<sup>3</sup>. Pokud by byly realizovány všechny záměry, vytvořila by Česká republika skladovací kapacitu ve výši poloviny současné roční spotřeby plynu. Tím bychom byli na jedné z předních pozic v EU. Aktuální rozdíl ceny plynu v létě a v zimě, a zejména velmi vysoký rozptyl predikcí spotřeby plynu však vybízejí k opatrnosti v investicích do zásobníkové kapacity. Rozšiřují se burzovní obchody, a tím je dodávka z hlediska požadovaných objemů pružnější. Na druhé straně se požaduje, aby plynárenské subjekty dokladovaly plnění bezpečnostního standardu. Prostředkem na jeho zabezpečení jsou právě zásobníky.

Souhrnně lze k problematice plynárenské infrastruktury konstatovat, že ve střednědobém horizontu je potřeba zajistit připojení zásobníků přímo do přepravní soustavy a posílit severojižní propojení. V dlouhodobém pohledu je nutné sledovat integraci plynárenské soustavy ČR do všech připravovaných budoucích plynovodů v regionu.

Současný stav a očekávaný rozvoj přepravní soustavy a zásobníků plynu je uveden na **obr. 23**.

## Gas Storage Facilities

The total capacity of existing gas storage facilities in the Czech Republic is 3,497 million m<sup>3</sup> (576 million m<sup>3</sup> of which is currently connected to Slovakia gas system), while all apart from the Háje storage are located in south and north Moravia. The placement of storage facilities is disadvantageous from the operational point of view. Until recently, the storage facilities were connected only to the national transmission system. Since 2013, there has been a direct connection of a storage facility to the transmission system (Tvrdonice). Although the capacity for drawing gas from the storage facilities is sufficient and its increase is being considered, the limited possibilities for transport of the extracted gas in the direction Moravia-Bohemia is limiting precisely because of the connection of most storage facilities in the national transmission system. In terms of the ratio of the capacity of storage facilities to consumption, which reflects the country's flexibility in the event of uneven gas supplies, the position of the Czech Republic is not only better than the EU and European average, but also advantageous compared to Germany, Italy and France. In terms of the flexibility of drawing the gas, the Háje storage facility stands out. In terms of overall flexibility, the Czech storage facilities are of better quality than the storage facilities in such countries as Slovakia, Hungary, Poland, Romania and Bulgaria.

Currently, there are plans for building new storage facilities with a volume of 1,148 million m<sup>3</sup> and the expansion of existing storage facilities by 55 million m<sup>3</sup>. If all plans were realized, the Czech Republic would create a storage capacity equal to half the annual gas consumption. That would take us to one of the leading positions in EU. Due to the current difference between summer and winter gas prices and very high dispersion in gas consumption predictions, caution is needed in storage capacity investments. The exchange transactions are being extended, which makes supplies more flexible in terms of the required volumes. On the other hand, it is required that gas industry subjects prove the fulfilment of security standards, and the means for doing this are the storage facilities.

To sum up the issue of gas infrastructure, in the medium-term it is necessary to ensure the interconnection of storage facilities directly to the transportation system and to strengthen the North-South connection. In the long-term, it is necessary to pursue the integration of the Czech Republic's gas system with all future gas pipelines in the region.

Current state and anticipated development of transportation system and gas storages is depicted in **Fig. 23**.



zásobování ČR plynem, je dostatečně dimenzovaná, disponuje 16 potrubními liniemi a celkovou kapacitou 3,5 TWh/den (335 mil. m<sup>3</sup>/den); denní úroveň tranzitu přes ČR přitom činí přibližně 82 mil. m<sup>3</sup>. Proporcionálně k případnému růstu významu plynu a celkové spotřeby je uvažováno až o 3 nových potrubních liniích o nové kapacitě přibližně 633 GWh/den (60 mil. m<sup>3</sup>/den), což by znamenalo nárůst až o 25 % vůči dnešnímu stavu.

Navyšování spotřební strany bilance bude dominantně způsobeno rozvojem využití zemního plynu k monovýrobě elektřiny ve velkých paroplynových jednotkách a rozvojem využití plynu k výrobě elektřiny a tepla v kogenerační výrobě (včetně mikrokogenerace); zemní plyn bude významnou náhradou hnědé uhlí (energetického i tříděného); i v případě rozvoje dle varianty Nízká spotřeba dojde nejpozději od roku 2030 k výraznému narůstání spotřeby plynu u CCGT jednotek v elektrizační soustavě, které bude souviset s předpokládaným odstavením významného výkonu v hnědouhelných a jaderných výrobnách a nedostatkem jiných možností jejich náhrady.

### Provozovatelnost plynárenské soustavy v budoucnu

Plynárenská soustava je provozovatelná pro všechny analyzované rozvojové varianty a běžné provozní stavy; dle výsledků simulace chodu a při zohlednění všech výše uvedených předpokladů nedojde v běžném provozu k situaci, která by znemožnila zachování rovnováhy mezi spotřebou plynu na straně jedné a dodávkou plynu ze zdrojů na straně druhé; při teplotně normálních podmínkách neklesne u žádné z rozvojových variant doba neomezeného provozu, při snížení dovozu zemního plynu na 25 % obvyklé hodnoty, pod tři týdny.

Provozovatelnost za výrazně teplotně podnormálních podmínek je pro všechny varianty pro jinak bezporuchový chod uspokojivá. Rezervní zásoba plynu v zásobnících neklesne ve sledovaném období při běžném provozu pro žádnou z variant pod 8,5 TWh (což je ekvivalent 14 dnů maximální provozní spotřeby v daném roce); u varianty Referenční neklesne pod úroveň 18,1 TWh (29 dnů).

Jiná je situace pro výrazně teplotně podnormální podmínky a stav omezení dodávky plynu do ČR. Na začátku sledovaného období (do roku 2016) je doba neomezeného provozu při snížení dovozu zemního plynu na 25 % obvyklé hodnoty přibližně 16 dní; od roku 2016 dojde navyšováním kapacity zásobníků pro všechny varianty k navýšení této doby nad tři týdny. Nejpozději od roku 2025 je z tohoto pohledu problémový provoz varianty Nedostatek zásobníků a ke konci sledovaného období (přibližně od roku 2034) i provoz varianty Nízká spotřeba. Provozovatelnost varianty Nedostatek zásobníků je v tomto období neuspokojivá. Situaci dokumentuje **obr. 24**. Zatímco ve variantě Vyšší využití v ES může být soustava v provozu 32 dní, pro variantu Nedostatek zásobníků jen jeden den. Počty dnů, po které může být soustava při omezení dovozu plynu do ČR o 75 %, ale i při kombinaci dvou

supplying the Czech Republic with gas depends, is sufficient. It includes 16 pipelines and a total capacity of approximately 3.5 TWh/day (335 million m<sup>3</sup>/day); the daily transit through the Czech Republic system is approximately 82 million m<sup>3</sup>. Proportionately to a possible growth in the importance of gas and the total consumption, 3 new pipelines of approximate capacity 633 GWh/day (60 million m<sup>3</sup>/day) are being considered, which would represent an increase of 25% in comparison with the current state.

The increase on the consumption side of the balance will mainly be caused by the development in the utilization of natural gas for the mono-production of electricity in large steam-gas units, and by development in utilization of gas for production of electricity and heat in cogeneration production (including micro-CHP). Natural gas will be an important substitute for brown coal (whether steam or graded). Even in the case of development according to the Low consumption variant, there will be a significant increase in gas consumption in CCGT units in the power system by 2030 at the latest, which will be related to the anticipated shut-down of significant output in brown coal and nuclear power plants and a lack of other options for their replacement.

### Future Gas System Operability

The gas system is operable for all analyzed development variants and normal operating conditions; according to the results of the simulation of operation, and taking into account all the above given assumptions, no situation will occur in normal operation that would prevent the maintenance of the balance between gas consumption on the one side and gas supply from the sources on the other; under normal temperature conditions, the period of unlimited operation, with the reduction of imports of natural gas to 25% of the normal amount, will not decrease to under 3 weeks in any of the development variants.

The operability under significantly abnormal temperature conditions is satisfactory for otherwise trouble free operation. Reserve supplies of gas in the gas storage facilities during normal operation will not decrease to less than 8.5 TWh in any of the variants (which is the equivalent of 14 days of maximum operation consumption in the year given); they will not decrease in the Reference variant to less than 18.1 TWh (29 days).

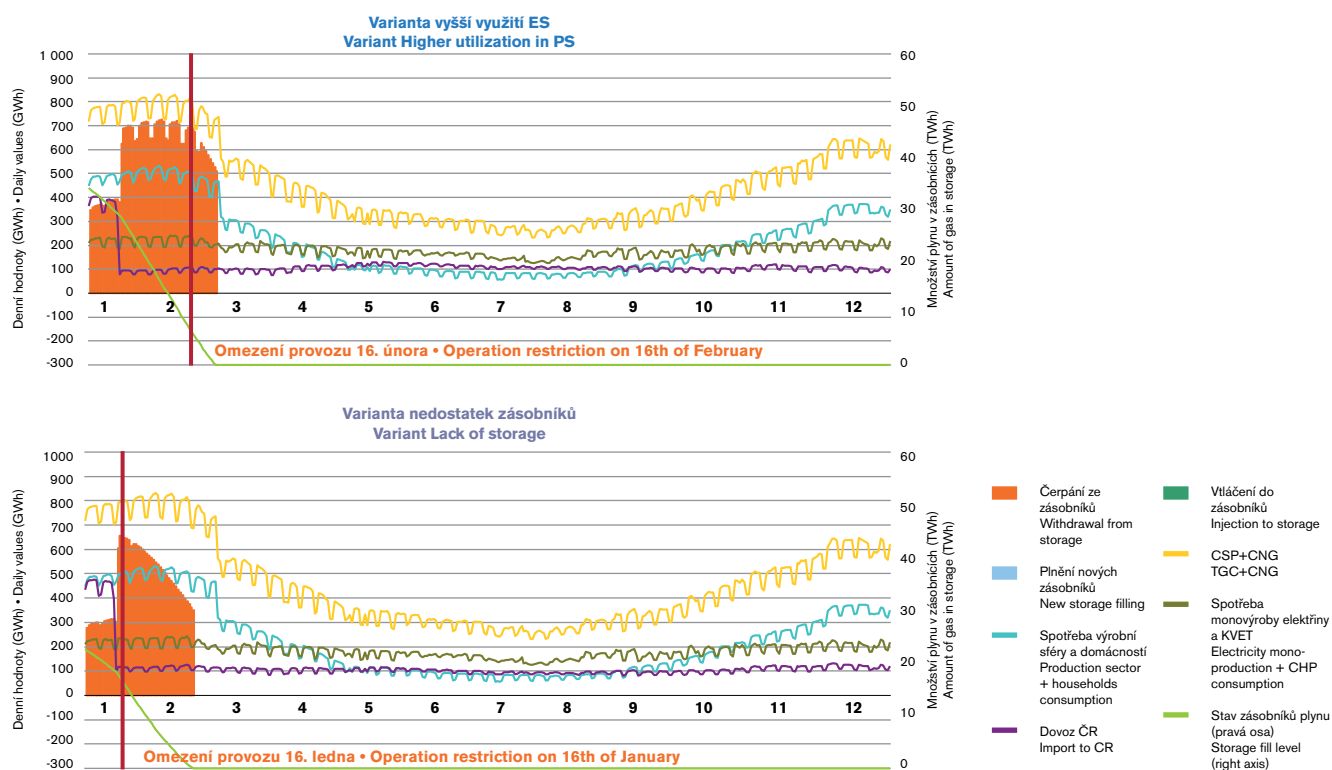
Different situation occurs in case of significantly sub-normal temperature conditions and reductions in gas imports. At the beginning of the examined period (until 2016), the period of unlimited operation with a reduction in imports to 25% of the usual amount would last approximately 16 days. From 2016 this period will increase to over three weeks due to an increase in the gas storage capacity in all the variants. By 2025 at the latest, in these terms, the operability in the variant Lack of gas storage will become problematic, and towards the end of the examined period (approximately 2034) so will be the operability in the Low consumption variant. The operability in the variant Lack of gas storage is unsatisfactory in this period.

nepříznivých vlivů (podnormální teplota a omezení dovozu), dále provozována bez omezení dodávky plynu spotřebitelům, ukazuje obr. 25.

The situation is presented in Fig. 24. While the Higher utilization in PS variant the gas system is operable for 32 days, the Lack of gas storage variant is operable for 1 day only. Number of days when the system is operable without limited supply to consumers, while having gas import to CR declined by 75% and even with combination of two unfavourable conditions (sub-normal temperature and declined gas imports), is shown in Fig. 25.

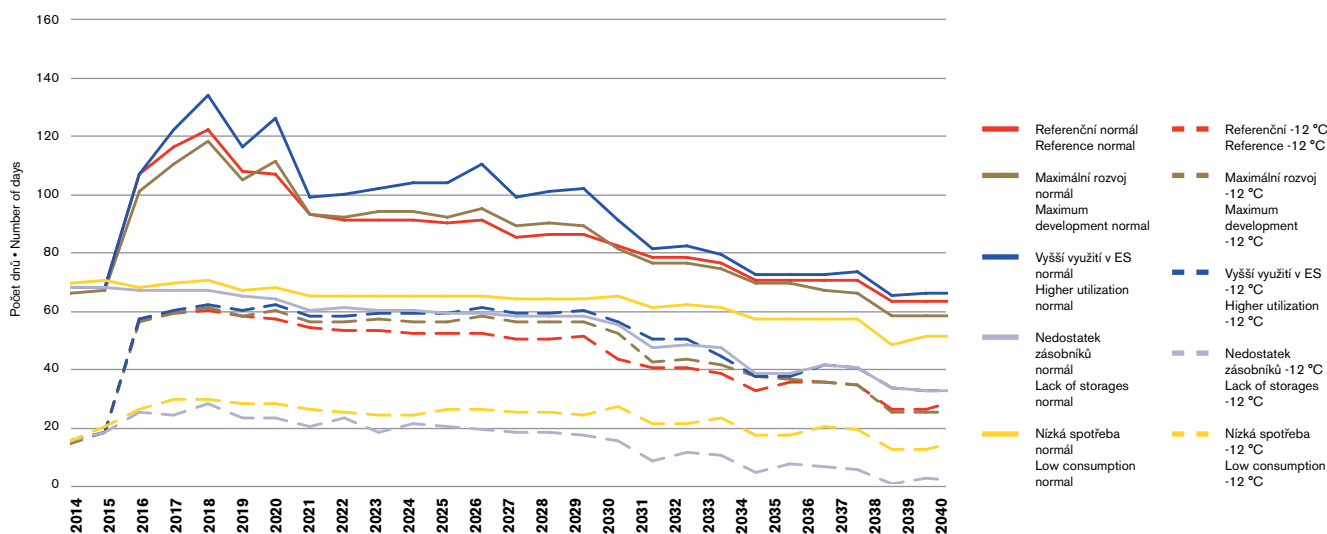
**OBR. 24 PROVOZ SE SNÍŽENÍM DOVOZU O 75% A PRO VÝRAZNĚ TEPLTNĚ PODNORMÁLNÍ PODMÍNKY (ROK 2040)**

**FIG. 24 OPERABILITY WITH DECLINED IMPORT BY 75% AND WITH SIGNIFICANTLY SUB-NORMAL TEMPERATURE CONDITIONS (YEAR 2040)**



## OBR. 25 POČET DNŮ PROVOZU PŘI SNÍŽENÍ DOVOZU PLYNU DO ČR O 75 %

FIG. 25 NUMBER OF OPERABLE DAYS WITH DECLINED IMPORT BY 75%



### Doporučení rozvoje soustavy

V případě vyššího rozvoje spotřeby zemního plynu, zejména pro monovýrobu elektřiny a použití zemního plynu jako náhrady za hnědé uhlí (rozvoj dle variant Referenční, Vyšší využití v ES a zejména Maximální rozvoj; od roku 2030 také pro zbývající varianty), bude pro zajištění bezpečného provozu plynárenské soustavy zapotřebí instalovat novou kapacitu zásobníků plynu dle Referenční varianty rozvoje – tedy navýšení mezi roky 2012 a 2040 o přibližně 13 TWh, což je 41 %. Navýšování kapacity může být oproti předpokladům přijatým pro zde prezentované analýzy více rozloženo v čase. Navýšování však bude adekvátní a nutné v horizontu roku 2020 a nejpozději v horizontu roku 2030. I přes indikovanou potřebnost jsou investice do nových zásobníkových kapacit nejisté. Jejich potřebnost, a především ekonomická rentabilita závisí na budoucí spotřebě plynu (značná nejistota způsobená zejména nejistou budoucností povolenek na emise CO<sub>2</sub>), poměru cen v letních a zimních měsících a na systému obchodování s plynem. V zájmu bezpečnosti provozu plynárenské soustavy, a tedy v zájmu energetické bezpečnosti ČR, by měla být potřeba budování nových kapacit pravidelně prověřována a v případě kladného nálezu zajištěna i za nepříznivých tržních podmínek.

Ze simulací provozu elektrizační soustavy a plynárenství vyplývá, že možnost snížit spotřebu plynu odstavením paroplynových jednotek při omezení dovozu plynu či při extrémně nízkých teplotách není po většinu sledovaného období významná.

### Gas System Development Recommendations

In case of a significant increase in gas consumption, mainly for mono-production and as replacement for brown coal (development according to Reference, Higher utilization in PS and especially the Maximum development variants, and from 2030 the other variants, too), installation of new gas storage capacity according to Reference development variant – that is increase between 2012–2014 by approximately 13 TWh, which is 41% - will be required for secure gas system operability. Increase in capacity may be, in spite of presumptions for presented analyses, more spread in time. Increase will be adequate and necessary in the horizon of 2020, the latest in the horizon of 2030. Despite indicated need, investments into new gas storages are uncertain. Their need and mostly economical profitability depend on future gas consumption (high uncertainty caused mainly by uncertainty of CO<sub>2</sub> emission allowances), summer and winter price ratio and on gas market system. In the interest of security of gas system operability, which means in the interest of energy security of CR, the need of new capacity implementation should be regularly verified and secured even in times of unfavourable market conditions.

Simulation of electricity and gas system operability shows, that possibility of lowering the gas consumption by shutting down steam-gas units while declining the gas imports or extremely low temperatures, is not important during the whole studied period. Its contribution to postponing the lack of gas is only in couple of days. Some capacity in steam-gas may be decommissioned until 2020, due

K oddálení nedostatku plynu může přispět v řádu dnů. Do roku 2020 by bylo možno odstavit určitý výkon paroplynových jednotek z důvodu existence přebytků výkonové a výrobní kapacity zdrojové základny ES. Protože však zároveň v tomto období není předpokládáno jejich výraznější využití, výsledný efekt je marginální. Dle varianty Referenční mezi roky 2026 a 2036 vlivem předpokládané instalace nových jaderných bloků naroste přebytek výkonu, což umožní odstavení CCGT jednotek (zejména mezi roky 2030 až 2036). Efekt snížení spotřeby může být v tomto období relativně výrazný. Od roku 2037 pro variantu Referenční, a pro ostatní varianty už od roku 2024, nelze s výrazným efektem odstavení paroplynových jednotek počítat, a to z důvodu jejich potřeby pro provoz ES.

Pro varianty s výrazným navýšením spotřeby plynu (zejména Maximální rozvoj, Vyšší využití v ES i Referenční, a od roku 2030 pak i u ostatních) bude v závislosti na umístění nové velké spotřeby zapotřebí proporcionální navýšování přepravní a distribuční kapacity plynárenské soustavy pro napojení velkých jednotkových spotřeb. Pro případ výrazného rozvoje spotřeby zemního plynu existují, v různé fázi připravenosti, záměry na výstavbu zhruba 400 km nových tras v rámci přepravní soustavy. To zahrnuje především plynovod Moravia, nová přeshraniční propojení a připojení nově budovaných, případně rozšiřovaných, zásobníků plynu.

### Shrnutí výsledků bilancí

Provozní parametry plynárenské soustavy uvádí pro Referenční variantu **tab. 10**. Adekvátnost zásobníkové kapacity vůči spotřebě plynu pak přibližuje **tab. 11**, která ukazuje vývoj poměru zásobníkové kapacity ke spotřebě soustavy.

to the existence of surplus in power and generation capacity of PS. Because of no higher utilization assumption in this period, resulting effect is marginal. According to the Reference variant, supposed installations of new nuclear units in 2026–2036 increase capacity surplus, which allows decommissioning the CCGT units (mostly in 2030–2036). Lower consumption effect might not be that significant during this period. From 2037 by the Reference variant and from 2024 for other variants, no significant effect of shutting down gas-steam units can be counted on due to their high utilization in ES.

Variants with higher gas consumption (mainly Maximum development, Higher utilization in PS and Reference variants, and from 2030 other variants too) will require proportionate increase in transportation and distribution capacity of gas system for connection of high consumption units, depending on its placing. In case of high development in natural gas consumption, there are, in various stages of preparedness, intentions in building approximately 400 km of new routes in transportation system. This includes mainly Moravia gas pipeline, new cross-border connections and connections of newly built, optionally extended, gas storages.

### Balance Results Summary

Operation parameters of gas system are presented in **Tab. 10** for the Reference variant. Adequacy of gas storage capacities to gas consumption is describes **Tab. 11**, which shows the development of gas storage capacity to consumption ratio.

**TAB. 10 PROVOZNÍ PARAMETRY SOUSTAVY - VARIANTA REFERENČNÍ**

**TAB. 10 OPERATION PARAMETERS OF GAS SYSTEM - REFERENCE VARIANT**

	<b>Spotřeba na monovýrobu elektřiny, KVT a MKO Electricity mono-production + CHP + MCHP consumption</b>	<b>Ostatní spotřeba včetně náhrady hnědého uhlí Other consumption incl. brown coal replacement</b>	<b>Instalovaná kapacita zásobníků plynu Storage installed capacity</b>	<b>Úhrnné roční čerpání v běžném provozu Annual withdrawal from storage in standard operation</b>	<b>Úhrnné roční plnění nových zásobníků Annual new storage filling</b>	<b>Úhrnný roční dovoz do ČR Annual import to CR</b>	<b>Počet dnů omezeného provozu bez omezení spotřeby Number of operation days without consumption restriction</b>	<b>Minimální stav zásobníků při běžném chodu soustavy Minimal storage level in standard system operation</b>
	<b>Roční energie Annual energy (GWh)</b>	<b>Roční energie Annual energy (GWh)</b>	<b>K začátku roku At the beginning of year (GWh)</b>	<b>Roční energie Annual energy (GWh)</b>	<b>Roční energie Annual energy (GWh)</b>	<b>Roční energie Annual energy (GWh)</b>	<b>Od snížení dovozu (dnů) From the beginning of import restriction (days)</b>	<b>Roční minimum Annual minimum (GWh)</b>
<b>2013</b>	11 588	71 485	30 817	19 215	127	82 815	67	10 625
<b>2014</b>	12 543	71 094	30 922	19 202	127	83 485	68	10 694
<b>2015</b>	12 493	70 982	31 028	18 912	1 072	84 372	68	11 173
<b>2016</b>	13 015	70 886	41 936	17 139	5 096	88 982	107	19 320
<b>2017</b>	13 325	70 943	42 728	18 857	1 530	85 994	116	19 109
<b>2018</b>	13 493	71 118	43 255	19 113	1 055	86 107	122	19 517
<b>2019</b>	17 240	71 367	43 255	19 894	0	89 374	108	19 239
<b>2020</b>	17 444	71 662	43 255	19 933	0	90 149	107	19 328
<b>2025</b>	23 576	73 914	43 255	20 143	0	101 033	90	19 347
<b>2030</b>	27 500	73 725	43 255	20 100	0	108 410	82	19 206
<b>2035</b>	35 245	77 740	43 255	21 933	0	124 083	70	18 100
<b>2040</b>	51 157	76 432	43 255	21 633	0	141 798	63	18 135

**TAB. 11 POMĚR INSTALOVANÉ KAPACITY ZÁSOBNÍKŮ K ROČNÍ SPOTŘEBĚ PLYNU (%)**

**TAB. 11 INSTALLED GAS STORAGE CAPACITY TO ANNUAL CONSUMPTION RATIO (%)**

<b>Rok Year</b>	<b>Referenční Reference</b>	<b>Maximální rozvoj Maximum development</b>	<b>Vyšší využití v ES Higher utilization in PS</b>	<b>Nedostatek zásobníků Lack of storage</b>	<b>Nízká spotřeba Low consumption</b>
2013	36	36	36	36	37
2014	36	35	36	36	37
2015	36	35	36	36	37
2016	49	47	49	36	37
2017	49	48	50	36	37
2018	49	49	51	36	37
2019	47	46	48	34	35
2020	47	47	49	34	35
2021	45	44	46	32	35
2022	44	43	46	32	35
2023	43	43	46	31	34
2024	43	43	46	31	34
2025	42	42	45	31	34
2026	42	42	46	30	34
2027	42	42	45	30	34
2028	41	41	45	30	34
2029	41	41	45	30	34
2030	39	37	41	27	34
2031	38	36	38	25	32
2032	37	35	37	25	32
2033	37	35	37	25	32
2034	34	33	34	23	29
2035	34	32	34	23	29
2036	34	31	34	22	29
2037	34	30	34	23	29
2038	30	27	31	20	26
2039	30	27	31	20	26
2040	30	26	31	20	26

**Tab. 12** ukazuje srovnání variant rozvoje z pohledu vývoje provozních parametrů soustavy, s důrazem na analýzu bezpečnosti v letech 2012 až 2040.

**Tab. 12** shows the comparison of development variants in terms of operation parameters of the system, with the emphasis on the security analysis between 2012 and 2040.

**TAB. 12 SROVNÁNÍ VARIANT ROZVOJE Z POHLEDU PROVOZNÍCH PARAMETRŮ SOUSTAVY MEZI ROKY 2012 A 2040**

**TAB. 12 COMPARISON OF DEVELOPMENT VARIANTS FROM THE OPERATION PARAMETERS POINT OF VIEW BETWEEN 2012 AND 2040**

	MAXIMUM SPOTŘEBY MAXIMUM OF CONSUMPTION	ADEKVÁTNOST ZÁSOBNÍKŮ ADEQUACY OF GAS STORAGE FACILITIES	BEZPEČNOST PROVOZU OPERATION SECURITY
<b>Referenční</b>  <b>Reference</b>	<b>Nárůst maximální denní spotřeby (CSP + CNG):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maxima dosahuje v roce 2039 (611 GWh)</li> <li>pro případ teplotně podnormálních podmínek (-12 °C) činí 797 GWh</li> </ul> <b>Increase in maximum daily consumption (TGC + CNG):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maximum reached in 2039 (611 GWh)</li> <li>797 GWh under normal temperature conditions (-12°C)</li> </ul>	<b>Podíl kapacity zásobníků na spotřebě (CSP + CNG)</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maxima dosahuje v roce 2018 (50%)</li> <li>v roce 2040 činí 30% (což je pokles o 6% oproti roku 2012)</li> </ul> <b>Ratio of storage capacity to consumption (TGC+CNG)</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maximum reached in 2018 (50%)</li> <li>30% in 2040 (which is a decrease of 6% compared to 2012)</li> </ul>	<b>Bezpečnost na uspokojivé úrovni, pokles oproti dnešku</b> <b>Počet dnů neomezeného provozu soustavy při:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>snížení dovozu o 75%: <b>63 dnů</b></li> <li>omezení dovozu a teplotně podnormálních podmínkách: <b>29 dnů</b></li> </ul> <b>Security at satisfactory level, lower compared to present</b> <b>Number of days of unlimited operation of the system with:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>reduction in imports by 75%: <b>63 days</b></li> <li>reduction in imports and sub-normal temperature conditions: <b>29 days</b></li> </ul>
<b>Maximální rozvoj</b>  <b>Maximum development</b>	<b>Nárůst maximální denní spotřeby (CSP + CNG):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maxima dosahuje na konci horizontu v roce 2040 (729 GWh)</li> <li>pro případ teplotně podnormálních podmínek (-12 °C) činí 909 GWh</li> </ul> <b>Increase in maximum daily consumption (TGC + CNG):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maximum reached towards the end of 2040 (729 GWh)</li> <li>909 GWh under normal temperature conditions (-12°C)</li> </ul>	<b>Podíl kapacity zásobníků na spotřebě (CSP + CNG)</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maxima dosahuje v roce 2018 (49%)</li> <li>v roce 2040 činí 26% (což je pokles o 10% oproti roku 2012)</li> </ul> <b>Ratio of storage capacity to consumption (TGC+CNG)</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maximum reached in 2018 (49%)</li> <li>26% in 2040 (which is a decrease of 10% compared to 2012)</li> </ul>	<b>Bezpečnost na uspokojivé úrovni, pokles oproti dnešku</b> <b>Počet dnů neomezeného provozu soustavy při:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>snížení dovozu o 75%: <b>58 dnů</b></li> <li>omezení dovozu a teplotně podnormálních podmínkách: <b>25 dnů</b></li> </ul> <b>Security at satisfactory level, lower compared to present</b> <b>Number of days of unlimited operation of the system with:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>reduction in imports by 75%: <b>58 days</b></li> <li>reduction in imports and sub-normal temperature conditions: <b>25 days</b></li> </ul>
<b>Vyšší využití v ES</b>  <b>Higher utilization in PS</b>	<b>Nárůst maximální denní spotřeby (CSP + CNG):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maxima dosahuje na konci horizontu v roce 2040 (643 GWh)</li> <li>pro případ teplotně podnormálních podmínek (-12 °C) činí 832 GWh</li> </ul> <b>Increase in maximum daily consumption (TGC + CNG):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maximum reached towards the end of 2040 (643 GWh)</li> <li>832 GWh under normal temperature conditions (-12°C)</li> </ul>	<b>Podíl kapacity zásobníků na spotřebě (CSP + CNG)</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maxima dosahuje v roce 2020 (49%)</li> <li>v roce 2040 činí 31% (což je pokles o 5% oproti roku 2012)</li> </ul> <b>Ratio of storage capacity to consumption (TGC+CNG)</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>maximum reached in 2020 (49%)</li> <li>31% in 2040 (which is a decrease of 5% compared to 2012)</li> </ul>	<b>Nejvyšší provozní bezpečnost, i tak pokles oproti dnešku</b> <b>Počet dnů neomezeného provozu soustavy při:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>snížení dovozu o 75%: <b>66 dnů</b></li> <li>omezení dovozu a teplotně podnormálních podmínkách: <b>32 dnů</b></li> </ul> <b>The highest security, still a lower compared to present</b> <b>Number of days of unlimited operation of the system with:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>reduction in imports by 75%: <b>66 days</b></li> <li>reduction in imports and sub-normal temperature conditions: <b>32 days</b></li> </ul>

	MAXIMUM SPOTŘEBY MAXIMUM OF CONSUMPTION	ADEKVÁTNOST ZÁSOBNÍKŮ ADEQUACY OF GAS STORAGE FACILITIES	BEZPEČNOST PROVOZU OPERATION SECURITY
<b>Nedostatek zásobníků</b>  <b>Lack of gas storage</b>	Stejně jako u varianty Vyšší využití v ES The same as in the variant Higher utilization in PS	<b>Podíl kapacity zásobníků na spotřebě (CSP + CNG)</b> ■ maxima dosahuje v roce 2017 (36%) ■ v roce 2040 činí 20% (což je pokles o 16% oproti roku 2012) <b>Ratio of storage capacity to consumption (TGC+CNG)</b> ■ maximum reached in 2017 (36%) ■ 20% in 2040 (which is a decrease by 16% compared to 2012)	<b>Bezpečnost neuspokojivá, zejména ke konci období</b> <b>Počet dnů neomezeného provozu soustavy při:</b> ■ snížení dovozu o 75%: <b>32 dnů</b> ■ omezení dovozu a teplotně podnormálních podmínkách: <b>1 den</b> <b>Security unsatisfactory towards the end of the period</b> <b>Number of days of unlimited operation of the system with:</b> ■ reduction in imports by 75% <b>32 days</b> ■ reduction in imports and sub-normal temperature conditions: <b>1 day</b>
<b>Nízká spotřeba</b>  <b>Low consumption</b>	<b>Nárůst maximální denní spotřeby (CSP + CNG):</b> ■ maxima dosahuje v roce 2038 (541 GWh) ■ pro případ teplotně podnormálních podmínek (-12 °C) činí 720 GWh <b>Increase in maximum daily consumption (TGC + CNG):</b> ■ maximum reached in 2038 (541 GWh) ■ 720 GWh under normal temperature conditions (-12°C)	<b>Podíl kapacity zásobníků na spotřebě (CSP + CNG)</b> ■ maxima dosahuje v roce 2017 (37%), pak klesá ■ v roce 2040 činí 26% (což je pokles o 11% oproti roku 2012) <b>Ratio of storage capacity to consumption (TGC+CNG)</b> ■ maximum reached in 2017 (37%), after that a decline ■ 26% in 2040 (which is a decrease of 11% compared to 2012)	<b>Bezpečnost málo uspokojivá, zejména ke konci období</b> <b>Počet dnů neomezeného provozu soustavy při:</b> ■ snížení dovozu o 75%: <b>51 dnů</b> ■ omezení dovozu a teplotně podnormálních podmínkách: <b>15 dnů</b> <b>Security less than satisfactory towards the end of the period</b> <b>Number of days of unlimited operation of the system with:</b> ■ reduction in imports by 75%: <b>51 days</b> ■ reduction in imports and sub-normal temperature conditions: <b>15 days</b>

## **Ekonomické aspekty provozu a rozvoje plynárenství ČR**

### **Ceny zemního plynu**

Pro vývoj velkoobchodních cen zemního plynu (cena komodity) lze akceptovat předpoklad, že **v Evropě se uvolní vazba cen plynu na ceny ropy** a do roku 2025 bude vývoj evropských cen odpovídat scénáři Světové banky, tj. reálné ceny evropského plynu budou mít mírně klesající trend. Po roce 2025 se obnoví růstový trend ceny evropského plynu a i nadále bude pokračovat sblížení cen evropského a amerického plynu.

Významná část zemního plynu pro ČR je nakupována z Ruska od společnosti Gazprom na základě dlouhodobých kontraktů, další část zemního plynu je nakupována z Norska a část plynu je nakupována na burzách. Současné ceny zemního plynu na evropském trhu jsou považovány za vysoké a sílí snaha odběratelů změnit cenové vzorce, které jsou navázány na cenu ropy. Ozývají se také hlasy, že Gazprom, který je největším dodavatelem plynu do Evropy, využívá svého postavení na evropském trhu. O tom, že z hlediska cen evropský trh se zemním plynem není v optimálním stavu, svědčí i fakt, že spotové ceny zemního plynu na burze EEX byly v období po roce 2008 výrazně nižší oproti cenám smluvním, stanoveným podle olejového vzorce, a to až o 19%. Cena zemního plynu (cena komodity) byla v ČR v posledních letech vyšší než evropský

## **Economic Aspects of the Operation and Development**

### **Natural Gas Prices**

For the development of natural gas wholesale prices (commodity price), an assumption can be accepted that **the tie between gas prices and the price of oil in Europe will loosen** and that by 2025, the development of European prices will correspond with the World Bank's scenario, i.e. the prices of European gas will show a slight downward trend. After 2025, the growth trend in European gas prices will be restored, and the prices of European and American gas will converge.

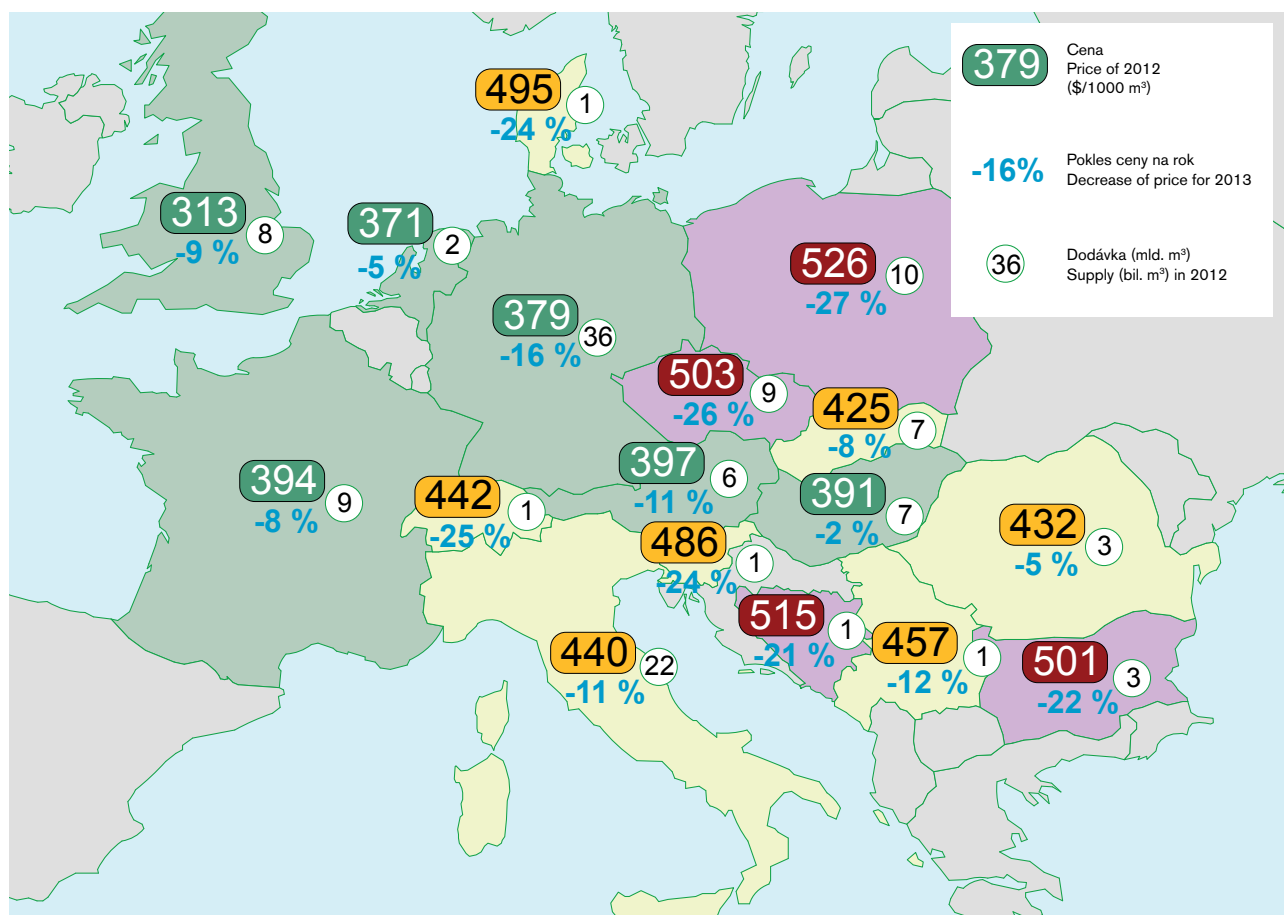
A significant portion of natural gas for the Czech Republic is purchased from the Russian company Gazprom based on long-term contracts; another portion of natural gas is purchased from Norway, and a further portion on exchanges. The current prices of natural gas on the European market are considered to be high, and there is a growing effort to change price patterns that are linked to the price of oil. There have also been voices saying that Gazprom, the biggest supplier of gas to Europe, is taking advantage of its position on the European market. The fact that, in terms of pricing, the European gas market is not in an optimum condition, is also illustrated by the fact that the spot price of natural gas on the EEX in 2008 was significantly lower than contractual prices determined according to the oil formula, by as much as 19%. The price of natural gas

průměr v důsledku vyššího podílu smluvních obchodů uzavíraných na základě olejového vzorce. Do budoucna lze předpokládat, že **velkoobchodní cena plynu (cena komodity) v ČR se po roce 2013 ustálí na evropském průměru**. U ceny zemního plynu pro konečné zákazníky v ČR lze očekávat střednědobě stagnaci nebo i pokles cen s návratem k růstovému trendu až kolem roku 2020. Cenovou mapu Gazpromu dokládá **obr. 26**.

(commodity price) in the Czech Republic in recent years has been higher than the European average due to the higher proportion of contractual transactions concluded on the basis of the oil formula. It can be assumed that in the future **the wholesale price of gas (commodity price) in the Czech Republic will stabilize after 2013 at the European average**. In the medium-term, stagnation or even decline can be anticipated in the price of natural gas in the Czech Republic for end customers, with anticipated return to growth only around 2020. The Gazprom price map is shown in **Fig. 26**.

**OBR. 26 CENA A DODÁVKA RUSKÉHO ZEMNÍHO PLYNU PRO EVROPU V ROCE 2012**

**FIG. 26 PRICE AND SUPPLIES OF THE RUSSIAN NATURAL GAS FOR EUROPE IN 2012**



### Investiční náročnost obnovy a rozvoje plynárenství

Průměrná výše investic na obnovu a rozvoj plynárenství by se v období do roku 2040 měla pohybovat v rozmezí 8 až 12 mld. Kč ročně ve stálých cenách roku 2013. Při inflaci 2% by se tato hodnota měla pohybovat v rozmezí 10 až 15 mld. Kč ročně v běžných cenách. **Referenční odhad investic na obnovu a rozvoj plynárenství v období 2014 až 2040 se pohybuje kolem 300 mld. Kč** v běžných cenách. Vzhledem k objektivní neurčitosti budoucího vývoje lze konstatovat, že skutečná výše investic do obnovy a rozvoje českého plynárenství v období 2014 až 2040 leží v rozmezí 250 až 400 mld. Kč v běžných cenách.

### Srovnání variant rozvoje plynárenství

V následujících tabulkách je provedeno srovnání navržených variant z různých pohledů. **Tab. 13** ukazuje srovnání variant rozvoje z pohledu vývoje spotřeby plynu v letech 2012 až 2040.

### The Investment Cost of the Recovery And Development of Gas Industry

The average amount of investment for the renewal and development of the gas industry in the period up to 2040 should be within the range of CZK 8-12 billion a year at the real prices of 2013. With inflation at 2%, this value should move to within CZK 10 to 15 billion a year in nominal prices. **The baseline estimate of the investment in renewal of the gas industry from 2014 to 2040 is around CZK 300 billion in nominal prices.** Given the objective uncertainty about future developments, it can be stated that the actual amount of investment in the reconstruction and development of the Czech gas industry in the period 2014-2040 is in the range of CZK 250 to 400 billion in nominal prices.

### Comparison of Gas Industry Variants

Following tables present comparison of proposed variants from different points of view. **Tab. 13** shows the comparison of development variants of development in terms of gas consumption course between 2012 and 2040.

**TAB. 13 SROVNÁNÍ VARIANT ROZVOJE – VÝVOJ SPOTŘEBY MEZI ROKY 2012 A 2040**

**TAB. 13 COMPARISON OF DEVELOPMENT VARIANTS – CONSUMPTION COURSE BETWEEN 2012 AND 2040**

VARIANTA/ POHLED VARIANT/VIEW	SPOTŘEBA PLYNU GAS CONSUMPTION			
<b>Referenční</b>  <b>Reference</b>	<b>Celková spotřeba plynu</b>		<b>Total gas consumption</b>	
	■ CSP ■ CSP+CNG	+46 TWh (+54%) +60 TWh (+70%)	■ TGC ■ TGC+CNG	+46 TWh (+54%) +60 TWh (+70%)
	<b>Výrobní sféra</b>	<b>Production sector</b>	<b>Domácnosti</b>	<b>Households</b>
	■ Monovýroba elektřiny +23 TWh (+11 300%) ■ KVET+MKO +15 TWh (+140%) ■ Ostatní +2 TWh (+4%) ■ Náhrada HU +5 TWh (+3 100%)	■ Electricity mono-production +23 TWh (+11,300%) ■ CHP+micro-CHP +15 TWh (+140%) ■ Other +2 TWh (+4%) ■ Brown coal replacement +5 TWh (+3,100%)	■ Počet OM +10% ■ MKO +3 TWh (+1 700%) ■ Ostatní -5 TWh (-16%) ■ Náhrada HU +2 TWh (+3 100%)	■ Number of delivery points +10% ■ Micro-CHP +3 TWh (+1,700%) ■ Other -5 TWh (-16%) ■ Brown coal replacement +2 TWh (+3,100%)
<b>Maximální rozvoj</b>  <b>Maximum development</b>	<b>Celková spotřeba plynu</b>		<b>Total gas consumption</b>	
	■ CSP ■ CSP+CNG	+73 TWh (+86%) +95 TWh (+110%)	■ TGC ■ TGC+CNG	+73 TWh (+86%) +95 TWh (+110%)
	<b>Výrobní sféra</b>	<b>Production sector</b>	<b>Domácnosti</b>	<b>Households</b>
	■ Monovýroba elektřiny +34 TWh (+17 000%) ■ KVET+MKO +24 TWh (+235%) ■ Ostatní +1 TWh (+3%) ■ Náhrada HU +5 TWh (+3 100%)	■ Electricity mono-production +34 TWh (+17,000%) ■ CHP+micro-CHP +24 TWh (+235%) ■ Other +1 TWh (+3%) ■ Brown coal replacement +5 TWh (+3,100%)	■ Počet OM +16% ■ MKO +21 TWh (+10 500%) ■ Ostatní -17 TWh (-67%) ■ Náhrada HU +2 TWh (+3 100%)	■ Number of delivery points +16% ■ Micro-CHP +21 TWh (+10,500%) ■ Other -17 TWh (-67%) ■ Brown coal replacement +2 TWh (+3,100%)

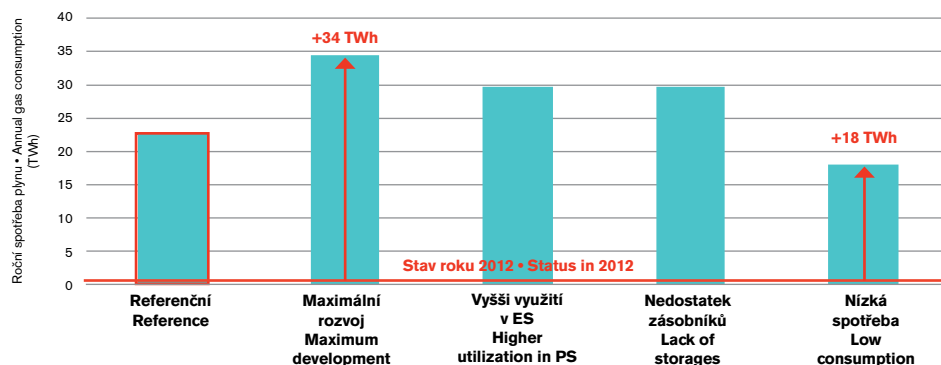
VARIANTA/ POHLED VARIANT/VIEW	SPOTŘEBA PLYNU • GAS CONSUMPTION			
<b>Vyšší využití v ES</b> <b>Higher utilization in PS</b>	<b>Celková spotřeba plynu</b>		<b>Total gas consumption</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ CSP +56 TWh (+67%)</li> <li>■ CSP+CNG +71 TWh (+83%)</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>■ TGC +56 TWh (+67%)</li> <li>■ TGC+CNG +71 TWh (+83%)</li> </ul>	
<b>Nedostatek zásobníků</b> <b>Lack of gas storage</b>	<b>Stejný rozvoj jako ve variantě Vyšší využití v ES</b>			
	<b>The same development as in the variant Higher utilization in PS</b>			
<b>Nízká spotřeba</b> <b>Low consumption</b>	<b>Celková spotřeba plynu</b>		<b>Total gas consumption</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ CSP +32 TWh (+38%)</li> <li>■ CSP+CNG +38 TWh (+45%)</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>■ TGC +32 TWh (+38%)</li> <li>■ TGC+CNG +38 TWh (+45%)</li> </ul>	
<b>Nedostatek zásobníků</b> <b>Lack of gas storage</b>	<b>Stejný rozvoj jako ve variantě Nízká spotřeba</b>			
	<b>The same development as in the variant Low consumption</b>			
<b>Nízká spotřeba</b> <b>Low consumption</b>	<b>Výrobní sféra</b>		<b>Households</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Monovýroba elektřiny +29 TWh (+15 000%)</li> <li>■ KVET+MKO +19 TWh (+185%)</li> <li>■ Ostatní +1 TWh (+1%)</li> <li>■ Náhrada HU +5 TWh (+3 100%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Electricity mono-production +29 TWh (+15,000%)</li> <li>■ CHP+micro-CHP +19 TWh (+185%)</li> <li>■ Other +1 TWh (+1%)</li> <li>■ Brown coal replacement +5 TWh (+3,100%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Počet OM +10%</li> <li>■ MKO +7 TWh (+3 400%)</li> <li>■ Ostatní -7 TWh (-28%)</li> <li>■ Náhrada HU +2 TWh (+3 100%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Number of delivery points +10%</li> <li>■ Micro-CHP +7 TWh (+3,400%)</li> <li>■ Other -7 TWh (-28%)</li> <li>■ Brown coal replacement +2 TWh (+3,100%)</li> </ul>

Následující grafy na **obr. 27 až 32** spolu s komentáři shrnují srovnání variant rozvoje plynárenství ve světle nejdůležitějších veličin bilančních, provozních i investičních. Vodorovné červené čáry uvádějí stav k roku 2012, svislé čáry pak spolu s uvedenými hodnotami ukazují meze rozvoje.

**Fig. 27 to 32**, together with the commentaries, summarize the comparison of variants of gas industry development in terms of the factors considered as the most important in the world – balance, operation and investment. The horizontal red lines show the state in 2012; the vertical lines, together with the given values, show the limits of development.

## OBR. 27 SPOTŘEBA PLYNU NA MONOVÝROBU ELEKTŘINY (STAV ROKU 2040)

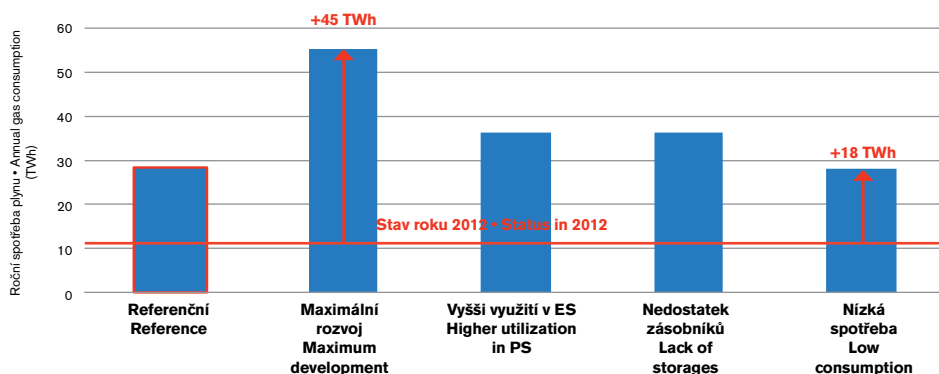
**FIG. 27 CONSUMPTION OF GAS IN ELECTRICITY MONO-PRODUCTION (STATE IN 2040)**



- Navýšení spotřeby na monovýrobu elektřiny souvisí s předpokládanou výraznou změnou palivového mixu výrobní základny ES.
- Navýšení je dáno zejména instalací paroplynových jednotek CCGT (z pohledu vyrobené elektřiny jsou jednotky SCGT nevýrazné).
- Rozvoj je očekáván ve dvou vlnách: kolem roku 2020 a od roku 2030.
- Přibližně od roku 2033 je ve všech variantách předpoklad výrazných instalací CCGT jako náhrady za odstavované HU a jaderné jednotky
- The increase in consumption in electricity mono-production is connected with the expected significant change in the fuel mix in PS production base.
- The increase is caused mainly by the installation of steam-gas CCGT plants (in terms of electricity produced, the SCGT plants are insignificant).
- Development is expected in two waves: around 2020 and from 2030.
- In all variants, from 2033, there is the assumption of significant installations of CCGT as a replacement for dwindling coal and nuclear units.

## OBR. 28 SPOTŘEBA PLYNU NA KVET A MKO (STAV ROKU 2040)

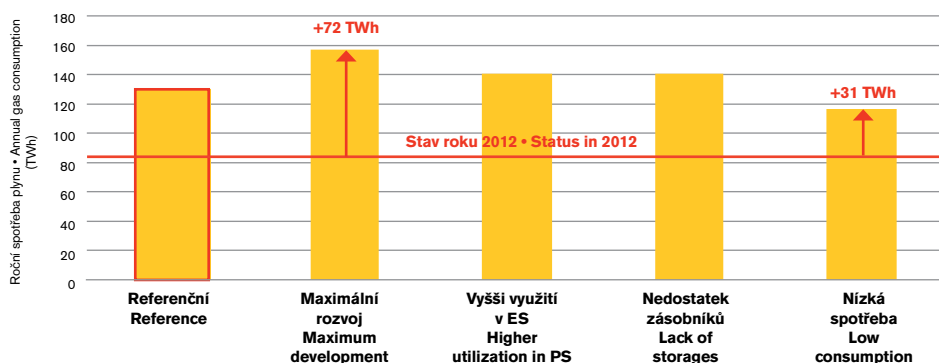
FIG. 28 CONSUMPTION OF GAS IN CHP AND MICRO-CHP (STATE IN 2040)



- Předpokládá se rozvoj KVET, započítány jsou však rovněž úspory na straně spotřeby tepla.
- K tradiční KVET bude přibývat kombinovaná výroba ve formě mikrokogenerace (MKO), která se bude rozvíjet téměř výhradně na nejnižší distribuční úrovni (varianta Maximální rozvoj zahrnuje nejvyšší možnou penetraci).
- Rozvoj spotřeby plynu v tomto segmentu bude výrazně akcelerován rovněž přechodem některých stávajících jednotek na zemní plyn.
- A development of CHP is assumed, but also savings in heat consumption.
- Combined production in the form of micro-generation will be added to the traditional CHP and will develop almost entirely on the lowest distribution level (the variant Maximum development includes maximum possible penetration).
- Development in gas consumption in this segment will also accelerate significantly due to the transfer of some current units to natural gas.

## OBR. 29 CELKOVÁ SPOTŘEBA PLYNU – CSP (STAV ROKU 2040)

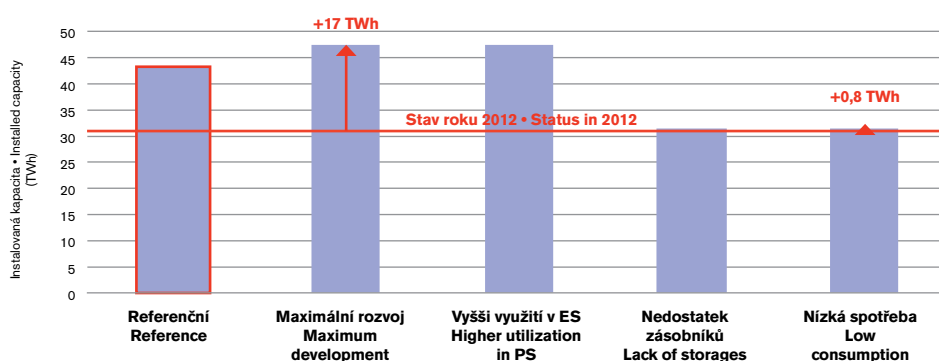
FIG. 29 TOTAL GAS CONSUMPTION – TGC (STATE IN 2040)



- Rozvoj celkové spotřeby plynu bude dán dominantně rozvojem jeho využití pro výrobu elektřiny a tepla (ať už ve formě monovýroby či KVET).
- Využití zemního plynu, zejména pro výrobu elektřiny, bude velmi výrazně záviset na budoucnosti politiky ochrany klimatu a ovzduší.
- Zemní plyn bude pravděpodobně dominantní náhradou hnědohuhelných i jaderných elektráren (i pro případ prolomení ÚEL bude produkce HU klesat; v závěru období bude nutno odstavit některé jaderné jednotky).
- Development of TGC will be shaped in particular by the development of its utilization for electricity and heat production (whether in form of mono-production or CHP).
- Utilization of natural gas, particularly for electricity production, will depend significantly on the future policies of climate and air protection.
- Natural gas will most likely be the dominant replacement for brown coal and nuclear power plants (even in the case of breaking land mining limits, brown coal production will decrease; towards the end of the period, it will be necessary to close some units down).

## OBR. 30 INSTALOVANÁ KAPACITA ZÁSOBNÍKŮ (STAV ROKU 2040)

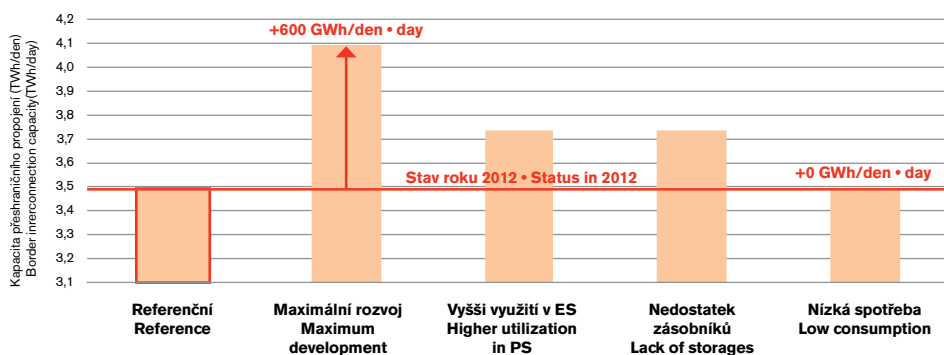
FIG. 30 INSTALLED GAS STORAGE CAPACITY (STATE IN 2040)



- Pro zajištění přijatelné provozní bezpečnosti při zvyšování spotřeby plynu bude nutno navýšit kapacitu zásobníků a výkon čerpání.
- Zejména pro spotřebně vysoké varianty Maximální rozvoj a Vyšší využití v ES je nutno navýšit kapacitu přinejmenším tak, jak je navrženo ve variantě Referenční.
- Rovněž však pro variantu Nízká spotřeba je ke konci sledovaného horizontu (po roce 2033) nutno zajistit proporcionální nárůst kapacity zásobníků.
- For ensuring operation security with the increase in gas consumption, it will be necessary to increase gas storage capacity and the drawing capacity.
- Especially for consumption in the variants Maximum development and Higher utilization in PS, it is necessary to increase the capacity at least according to Reference variant.
- For the Low consumption variant also, it is necessary to ensure a proportionate increase in gas storage capacity towards the end of the examined period (after 2033).

**OBR. 31 KAPACITA MEZISTÁTNÍHO NAPOJENÍ ČR (STAV ROKU 2040)**

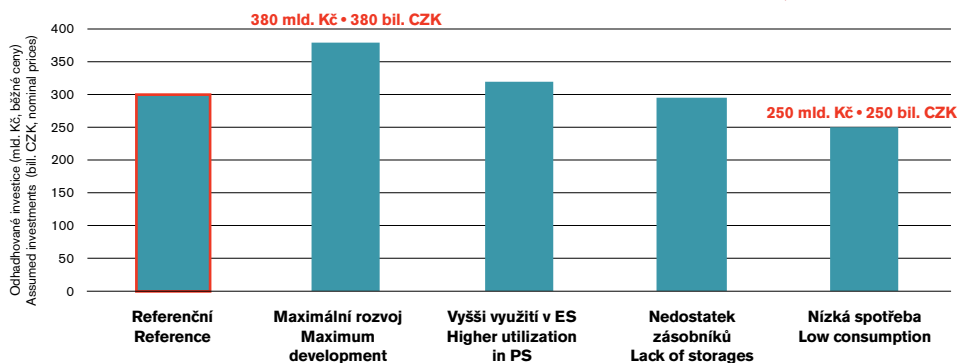
**FIG. 31 CAPACITY OF THE INTERNATIONAL CONNECTIONS OF THE CR (STATE IN 2040)**



- Vzhledem k rozvoji spotřeby bude pro případy jejího vyššího nárůstu vhodné navýšit kapacitu mezistátního napojení české plynárenské soustavy na okolní.
- Navýšením kapacity mezistátních napojení se navýší možnosti havarijního zásobování i možnosti diverzifikace dodávek zemního plynu z nových alternativních míst těžby.
- Referenční rozvoj nepředpokládá zvyšování kapacity mezistátních napojení plynárenské soustavy ČR.
- Due to the development of consumption and in the case of its increasing to higher levels, it will be appropriate to increase the capacity of the interstate connections of the Czech gas system to surrounding countries.
- The increase in the capacity of interstate connections will increase the options for emergency supply and the possibilities for diversification of natural gas supplies from new, alternative mining locations.
- Baseline development does not anticipate an increase in the capacity of interstate connections of the Czech gas system.

**OBR. 32 ODHADOVANÉ CELKOVÉ INVESTICE DO PLYNÁRENSTVÍ (KUMULATIVNĚ DO ROKU 2040)**

**FIG. 32 ESTIMATED TOTAL INVESTMENT IN THE GAS INDUSTRY (CUMULATIVELY UNTIL 2040)**



- V horizontu roku 2040 bude třeba nejen rozvoje nových prvků, ale i kontinuální obnovy plynárenské infrastruktury.
- I pro variantu Nízká spotřeba, která předpokládá málo intenzivní rozvoj plynárenské infrastruktury, bude v horizontu roku 2040 zapotřebí kumulovaných investic v odhadované výši a v běžných cenách přibližně 250 mld. Kč.
- Podstatná část odhadovaných investic bude mířit do udržování a rozvoje plynárenské distribuce.
- In the period to 2040, not only the development of new elements will be needed, but also continual renewal of gas industry infrastructure.
- For the variant Low consumption, which anticipates not very intense development in gas industry infrastructure, the cumulated investment estimated at nominal prices at 250 billion CZK will be needed by 2040.
- A substantial portion of estimated investment will go to the maintenance and development of gas distribution.

Výběr závěrů z oblasti plynárenství v hlavních rysech shrnuje **tab. 14**

Selected conclusions of gas industry in outline are summarized **Tab. 14**.

## TAB. 14 VÝBĚR HLAVNÍCH ZÁVĚRŮ PRO OBLAST PLYNÁRENSTVÍ

### TAB. 14 SUMMARY OF MAIN CONCLUSIONS IN GAS INDUSTRY

Plynárenství Gas industry	Střednědobý horizont (2014–2020) Mid-term horizon (2014–2020)	Dlouhodobý horizont (2021–2040) Long-term horizon (2021–2040)
<b>Plynárenství ve světě World gas industry</b>	S ohledem na stagnaci produkce břidlicového plynu a panující cenové podmínky se dovoz LNG z USA do Evropy ve významném množství jeví do roku 2020 jako nepravděpodobný, spíše lze počítat s importem LNG z tradičních, v současnosti již využívaných, exportních regionů. Produkce břidlicového plynu v Evropě se ve významných objemech do roku 2020 nejeví jako reálná. With respect to stagnation in shale gas extraction and current price conditions, the import of LNG from USA to Europe in significant volumes seems to be unlikely until 2020, its better to count on traditional, currently used, export regions. Shale gas production in Europe in significant volumes seems to be unreal until 2020.	Světové zásoby zemního plynu dosahují 773 bil. m <sup>3</sup> . Nejslibnější z pohledu objemu zásob je oblast Kaspického moře, i když je Evropě přepravně hůře dostupná. Zemní plyn bude z pohledu celkových světových zásob v dnešních objemech roční spotřeby dostupný více než dalších 200 let. World natural gas reserves reach up to 773 trill. m <sup>3</sup> . In terms of gas volumes, the most promising area seems to be the area of the Caspian Sea, though with difficult transport accessibility for Europe. From the perspective of global reserve estimates and current annual consumption, natural gas will be available for more than 200 years.
<b>Poptávka po zemním plynu Demand for natural gas</b>	Období let 2014 až 2018 bude charakteristické velmi pozvolným nárůstem spotřeby; v tomto období nedojde pravděpodobně k instalaci žádné nové jednotky na výrobu elektřiny z plynu. V roce 2019 se předpokládá náhrada stávající hnědouhelné jednotky v Litvínově novou jednotkou částečně na zemní plyn. The period 2014 to 2018 will be characterized by only a very slow increase in consumption; in this period, there will probably be no installation of new units for the production of electricity from gas. In 2019, the current prediction expects the replacement of the brown coal plant in Litvínov with a new one running partially on natural gas.	V období 2020 až 2030 bude spotřeba navýšována v závislosti na instalaci množství jednotek na výrobu elektřiny i KVET, nebude se však jednat o výrazné skokové navýšování. Od roku 2030 bude docházet jednak k výrazné náhradě tříděného hnědého uhlí, k náhradě energetického uhlí u výroby elektřiny a později k instalaci výrazného výkonu v nových paroplynových blocích. In the period 2020 to 2030, consumption will increase depending on the number of installed electricity production units and CHP units, though there will be no significant jump in the increase. From 2030 on, the replacement of graded brown coal will take place, the replacement of steam coal in some electricity production plants will occur along with the installation of significant capacity in new steam-gas power plants later on.
<b>Zdroje a přepravní trasy zemního plynu ve vazbě na potřeby ČR Gas sources and transport routes in relation to the CR needs</b>	Rusku patří role stabilního zásobitele Evropy, která může díky dožívajícím zásobám v Evropě posilovat. Oblast Severního moře není z hlediska životnosti zásob perspektivní (platnost norského kontraktu vyprší v roce 2017), na rozdíl od Kaspického regionu, kde lze očekávat růst produkce. Stávající infrastrukturu v roce 2014 rozšíří polský LNG terminál Świnoujście, v první fázi výstavby je plynovod South Stream a do roku 2020 lze očekávat zprovoznění plynovodu TAP pro dodávky plynu z Ázerbájdžánu do Evropy. Russia holds the position of stable supplier for Europe, which can strengthen due to the dwindling resources of the Europe. The North Sea region is not prospective due to the lifespan of resources (Norwegian contract is valid until 2017), unlike the Caspian region, where a significant increase in production can be anticipated. In 2014, the existing infrastructure will be expanded by the LNG import terminal Świnoujście in Poland; the gas pipeline South Stream is in the first stage of construction, and by 2020, commissioning of the TAP gas pipeline for the supplies from Azerbaijan to Europe can be anticipated.	Smlouva uzavřená mezi RWE Transgas a ruským Gazpromem, platná do roku 2035, poskytuje široké pásmo tolerance dovozu až do 12 mld. m <sup>3</sup> ročně. Takový rozsah by měl zajistit dostatek plynu i při výraznějším nárůstu spotřeby. V případě vybudování alternativních tras, např. komplexu plynovodů TCP, TANAP a Nabucco-west by se mohla otevřít cesta k jiným než ruským a norským zdrojům plynu. Obdobné možnosti skýtá i LNG. The contract concluded between RWE Transgas and the Russian company Gazprom, valid until 2035, allows a wide range of import tolerance, up to 12 trillion m <sup>3</sup> a year. Such an extent should ensure a sufficient amount of gas, even given a significant increase in consumption. If alternative routes are constructed, e.g. the TCP gas pipeline complex, TANAP and Nabucco-west, access could be gained to sources of gas other than Russia and Norway. LNG offers similar options.
<b>Současný stav a rozvoj plynárenské soustavy ČR The Current State and Development of the Czech Gas System</b>	Přepavní soustavu není nutné posilovat z hlediska celkové přepravní kapacity. Pro zvýšení spolehlivosti je žádoucí vybudovat a posilovat mezinárodní propojení ve směru sever–jih, což znamená vybudování spojení s Rakouskem a zesílení dosud slabých vazeb na Polsko. Jako potřebné se jeví zajištění dostatečnosti zásobování regionu severní Moravy. The Czech transmission system does not need to be strengthened in terms of its total transmission capacity. To increase reliability, it is desirable to build and strengthen international interconnections in the North-South direction, which in practical terms means building connections with Austria and strengthening the until-now low capacity connections to Poland. It is important to provide an adequate supply in the region of North Moravia.	V dlouhodobém pohledu je nutné sledovat integraci plynárenské soustavy ČR do všech připravovaných budoucích plynovodů v regionu. Jsou známy záměry na vybudování 1 148 mil. m <sup>3</sup> nových zásobníků a rozšíření zásobníků stávajících o 55 mil. m <sup>3</sup> . Pokud by byly tyto záměry realizovány, vytvořila by ČR skladovací kapacitu ve výši poloviny současné roční spotřeby plynu. In the long-term, it is necessary to pursue the integration of the Czech Republic's gas system with all future gas pipelines in the region. There are plans for building new storage facilities with a volume of 1,148 million m <sup>3</sup> and the expansion of existing storage facilities by 55 million m <sup>3</sup> . If all plans were realized, the Czech Republic would create a storage capacity equal to half the annual gas consumption.

**Plynárenství**  
**Gas industry**

**Provoz**  
**plynárenské**  
**soustavy ČR**  
**Operation of the**  
**CR Gas System**

**Střednědobý horizont (2014–2020)**  
**Mid-term horizon (2014–2020)**

Aktuálně je česká plynárenská soustava dostatečně dimenzovaná, existují velké rezervy možného přepravního výkonu. Rizikové je zásobování střední a severní Moravy a Slezska, a to zejména z důvodu potenciálních problémů s provozem zásobníků Štramberk, Lobodice a Třanovice (aktuální tržní cenové proporce problematizují sezónní vtláčení do zásobníků na plnou kapacitu, což vede k nižší zásobě plynu pro odběrově náročné zimní měsíce). S rozvojem spotřeby se však bude snižovat dostatečnost zásobníků plynu, jejichž kapacitu bude ke konci horizontu roku 2020 nutno navýšit.

At present, the Czech gas system capacity is more than sufficient; there are big reserves for possible transmission output. Supplies to central and north Moravia and Silesia are insecure, mainly due to potential problems with the operation of Štramberk, Lobodice and Třanovice gas storage facilities (the current market price ratios complicate the seasonal filling of storage facilities to full capacity, which leads to lower gas reserves for the delivery-hungry period of the winter months). Along with consumption development, the gas storage sufficiency will decrease, which means, that the overall capacity will need to be increased by the end of 2020.

**Ekonomické**  
**faktory**  
**Economic factors**

Pro vývoj velkoobchodních cen zemního plynu (cena komodity) lze akceptovat předpoklad, že v Evropě se uvolní vazba cen plynu na ceny ropy a do roku 2025 bude vývoj evropských cen odpovídat scénáři Světové banky, tj. reálné ceny evropského plynu budou mít mírně klesající trend.

For the development of natural gas wholesale prices (commodity price), an assumption can be accepted that the tie between gas prices and the price of oil in Europe will loosen and that by 2025, the development of European prices will correspond with the World Bank's scenario, i.e. the prices of European gas will show a slight downward trend.

**Dlouhodobý horizont (2021–2040)**  
**Long-term horizon (2021–2040)**

V případě vyššího rozvoje spotřeby zemního plynu, zejména pro monovýrobu elektřiny a použití zemního plynu jako náhrady za docházející zásoby hnědého uhlí (rozvoj dle variant Referenční, Vyšší využití v ES a zejména Maximální rozvoj; od roku 2030 také pro zbývající varianty), bude pro zajištění bezpečného provozu plynárenské soustavy třeba instalovat novou kapacitu zásobníků plynu mezi roky 2012 a 2040 o 13 TWh, což je 41%.

In case of a significant increase in gas consumption, mainly for mono-production and as replacement for brown coal (development according to Reference, Higher utilization in PS and especially the Maximum development variants, and from 2030 the other variants, too), installation of new gas storage capacity will be needed to secure gas system operability between 2012–2014 by approximately 13 TWh, which is 41%.

Po roce 2025 se obnoví růstový trend ceny evropského plynu a i nadále bude pokračovat sblížení cen evropského a amerického plynu. Referenční odhad investic na obnovu a rozvoj plynárenství v období 2014 až 2040 se pohybuje kolem 300 mld. Kč v běžných cenách.

After 2025, the growth trend in European gas prices will be restored, and the prices of European and American gas will converge. The baseline estimate of the investment in renewal of the gas industry from 2014 to 2040 is around CZK 300 billion in nominal prices.

Předkládaný materiál ukazuje, že dlouhodobou rovnováhu mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu do roku 2040 lze v České republice zajistit výrazně odlišnými způsoby, se kterými seznamují rozvojové varianty. Varianty jsou diferencované nejen na úrovni technických prostředků či pojetí samotných energetických soustav, ale i na úrovni nákladů a nutných investic. Zajištění rovnováhy v budoucnu je však rizikové, a to zejména z důvodu velké nejistoty vývoje politik v oblastech energetických koncepcí, ochrany klimatu a ovzduší. Právě pro odvětví energetiky, které je kapitálově náročné a s dlouhou dobou návratnosti investic, je přitom tento druh nejistot velkou komplikací, která snižuje investiční aktivitu, a tím ohrožuje dostatečnost energetického systému vzhledem k poptávce. Dlouhodobé investice do rozvoje elektrizační a plynárenské soustavy budou značné a musí být adekvátní očekávané spotřebě elektřiny a plynu a požadavkům na bezpečnost a spolehlivost zásobování ČR. Z aktuálních rozvah vyplývá, že investice ve střednědobém horizontu bude nutno realizovat s mírným časovým posunem do budoucna oproti termínům, které vyplývaly z analýz předložených v minulých letech.

Analýzy prezentované v tomto materiálu byly zpracovány ke konci roku 2013 a jsou založeny na datech ze září 2013. Aktuální vývoj evropské i české energetiky potvrzuje potřebu variantního řešení problematiky dlouhodobé rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu a značnou závislost budoucího rozvoje energetiky na politických rozhodnutích na úrovni ČR i EU.

Vývoj vykazuje na přelomu let 2013 a 2014 a v počátku roku 2014 značnou dynamiku především v následujících oblastech:

- Diskuze na úrovni EU ohledně environmentálních cílů: úvahy o možné budoucí nezávaznosti podílu OZE pro členské státy, úvahy o stanovení jediného cíle pro EU v oblasti emisí CO<sub>2</sub>,
- Tvorba nové aktualizované verze Státní energetické koncepce, která byla zveřejněna na konci září 2013: aktualizovaný pohled na budoucí rozvoj energetiky v ČR,
- Budoucnost jaderné energetiky v ČR: zejména jde o úvahy o možném výrazném odložení realizace nových jaderných bloků či přímo ustoupení od záměru na realizaci,
- Rozvoj decentralní výroby a menších síťových celků s částečně autonomním řízením: nutnost prověřování potenciálu decentralní výroby v ČR a uplatnění a konkrétní technické realizace konceptu smart grids,
- Programové prohlášení Vlády ČR poukazuje na nutnost vést diskusi ohledně limitů těžby uhlí, počítá s prodloužením životnosti JE Dukovany a dostavbou JE Temelín, pokud to bude pro ČR hospodářsky výhodné.

Předložené řešení zohledňuje vnější vazby působící na elektroenergetiku a plynárenství ČR, poukazuje na přednosti i slabiny jednotlivých rozvojových směrů, prezentovaných

Presented material shows, that long-term balance between electricity and gas supply and demand in CR until 2040 may be achieved by significantly different ways that are presented by development variants. Variants are differentiable not only on technological means nor on concepts of power system, but also on costs and necessary investments. Ensuring the balance in the future is risky, mainly due to the high uncertainty in policy development in the area of energy policy, climate protection and air quality. For these sectors which are capital intensive and with long term investments payback, this type of uncertainties is major complication that declines the investment activities and thus puts in risk sufficiency of the power system considering the demand. Long-term investments to power and gas system development will be substantial and corresponding to the anticipated consumption of electricity and gas and to the requirements for security and reliability of CR supply. Based on current decisions, investments in medium-term horizon will be executed with moderate time shift towards the future compared to schedule, that resulted from analyses presented in previous years.

Analyses presented in this material were elaborated by the end of 2013 and they are based on data from September 2013. Current development in European and Czech energy industry confirms needs for variant evaluation of long-term balance between electricity and gas supply and demand and substantial dependence of future energy industry on political decisions in both CR and EU.

Development in 2013/2014 and in the beginning of 2014 shows significant dynamics mostly in following areas:

- Discussion about environmental targets in EU, debates about possibility of non-binding of RES share for member states, debates about setting the only target in CO<sub>2</sub> emissions for EU.
- Creating new State Energy Policy Review that was published at the end of September 2013: updated view on future development of power industry in CR.
- Future of nuclear power plants in CR: mostly debates on possible significant delay in construction of new nuclear units or even abandonment of construction plans.
- Development in distributed generation and smaller local networks with semiautonomous control: needs for verification of distributed generation potential in CR and its utilization and particular technical implementation of smart grids concept.
- Policy statement of the CR Government shows the need to discuss the limits of coal mining, allows extending the lifespan of the nuclear power plant Dukovany and the nuclear power plant Temelín completion, in case it is economically advantageous for the Czech Republic.

Presented solution takes into account external links that affect electricity and gas industry of CR, it shows advantages and disadvantages of all development directions presented by development variants and presents complex base that may be used by decision sphere when deciding the development of Czech power

rozvojovými variantami, a představuje komplexní podklad využitelný pro decizní sféru státu při rozhodování ohledně rozvoje české energetiky a plynárenství v kontextu EU. Variantní řešení dlouhodobých bilancí umožnilo v základních rysech prověřit směr rozvoje naznačený v aktualizované Státní energetické koncepci.

Je nezbytné zdůraznit význam vysoké provázanosti sektorů plynárenství, elektroenergetiky a teplárenství a jejich vztah k politikám ochrany klimatu a ovzduší. Bilance nabídky a poptávky elektřiny a plynu řeší tyto oblasti energetiky společně a umožňují indikovat a prověřit vlivy vyvolané jejich vzájemnou závislostí i závislostí energetiky jako celku na politických rozhodnutích obecně.

and gas industry in the context of EU. Variant development solution allows verifying basic outline of direction of development suggested in the State Energy Policy.

It is necessary to highlight an importance of strong links between gas industry, electricity industry and heating industry and their relationship to climate protection policy and air quality policy. Balance between electricity and gas supply and demand solves areas of energy industry all together and allows to indicate and verify the effects caused by their relations and dependence of energy industry altogether on political decisions in general.

## **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.

### **Kontakt:**

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

### **Contact:**

OTE, a.s.  
Sokolovská 192/79  
186 00 Praha 8  
Tel: + 420 296 579 160  
ote@ote-cr.cz  
www.ote-cr.cz



[www.ote-cr.cz](http://www.ote-cr.cz)

