



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





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

OBSAH

CONTENTS

3	Seznam zkratek List of abbreviations	41	Elektrické sítě Electrical networks
4	Úvod Introduction	44	Trh a ekonomika elektroenergetiky Market and economy of the electricity industry
6	Případové studie Case studies	47	Poptávka plynu Demand for gas
6	Případová studie Nulová <i>Zero case study</i>	50	Zdroje plynu Gas sources
10	Invariantní předpoklady případových studií <i>Invariant presumptions for case studies</i>	52	Evropské plynárenství European gas industry
11	Případová studie Koncepční <i>The Conceptual case study</i>	54	Trasy dodávek plynu do ČR Routes of gas supplies for the Czech Republic
12	Případová studie Nízkouhlíková – nové technologie <i>Low-Carbon – New Technologies case study</i>	56	Česká plynárenská infrastruktura Czech gas system infrastructure
14	Případová studie Nízkouhlíková – konzervativní <i>Low-Carbon – Conservative case study</i>	59	Provoz zásobníků Operation of gas storages
15	Varianta NKEP <i>NECP variant</i>	61	Analýza přepravní soustavy Analyses of gas transmission system
17	Srovnání případových studií <i>Comparison of the case studies</i>	64	Trh se zemním plynem a ceny plynu Natural gas market and prices of gas
20	Zdrojová základna elektroenergetiky střední Evropy Source base of the electricity industry in Central Europe	66	Rizika Risks
22	Zdrojová základna ES ČR Source base of the Czech Republic power system	66	Rizika elektroenergetiky <i>Risks for electricity industry</i>
26	Poptávka elektřiny Demand for electricity	69	Rizika plynárenství <i>Risks for gas sector</i>
29	Provoz elektrizační soustavy Power system operation	72	Závěry Conclusions
37	Zdroje primární energie Primary energy sources	78	Doporučení Recommendations
39	Emise skleníkových plynů a znečišťujících látek Greenhouse gas and pollutants emissions		

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

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

Udržení dlouhodobé rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu je klíčovým faktorem v rozvoji trhu s elektřinou a plynem.

Maintaining a long-term balance between electricity and gas supply and demand is a key factor in the development of the electricity and gas market.



SEZNAM ZKRATEK

LIST OF ABBREVIATIONS

zkratka	význam	abbreviation	description
BRKO	Biologicky rozložitelný komunální odpad	BDMW	Biodegradable municipal waste
CCGT	Plynová turbína s kombinovaným cyklem	BTS	Border transfer station
CNG	Stlačený zemní plyn (Compressed Natural Gas)	CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CSP	Celková spotřeba plynu	CHP	Combined heat and power production
CZT	Centrální zásobování teplem	CNG	Compressed Natural Gas
ČOV	Čistírna odpadních vod	DNC	Domestic net consumption
DS	Distribuční soustava	DS	Distribution system
ENS	Nedodaná energie	ENS	Energy Not Served
ES/ES ČR	Elektrizační soustava České republiky	EU ETS	European Union Emission Trading Scheme
EU ETS	Evropské schéma pro emisní obchodování	EV	Electric vehicles
FVE	Fotovoltaická elektrárna	HPS	Pumped storage hydroelectric power plant
HPS	Hraniční předávací stanice	LNG	Liquefied natural gas
HU	Hnědé uhlí	LOLE	Loss of Load Expectation
JE	Jaderná elektrárna	NJZ	New nuclear source
KVET	Vysokoučinná kombinovaná výroba elektřiny a tepla	NPP	Nuclear power plant
LNG	Zkapalněný zemní plyn	P2G	Power to Gas
LOLE	Ukazatel očekávané ztráty zatížení	PS/CZ PS	Czech republic 's power system
MKO	Mikrokogenerace	PV	Photovoltaic power plant
NJZ	Nový jaderný zdroj	RES	Renewable energy sources
OZE	Obnovitelné zdroje energie	SCGT	Simple Cycle Gas Turbine
P2G	Power to Gas	SEP	State energy policy
PPC	Paroplynový cyklus	SMR	Small Modular Reactor
PS	Přenosová soustava	TS	Transmission system
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna	UGS	Underground gas storage
PZP	Podzemní zásobník plynu	VIP	Virtual Interconnection Point
SCGT	Plynová turbína s jednoduchým cyklem	VOC	Volatile Organic Compounds
SEK	Státní energetická koncepce		
SMR	Malé modulární reaktory		
TNS	Tuzemská netto spotřeba		
VIP	Virtuální hraniční bod		
VOC	Těkavá organická látka		
VTE	Větrná elektrárna		

ÚVOD

INTRODUCTION

Elektroenergetika a plynárenství jsou nejdůležitějšími energetickými systémy a zajištění rovnováhy mezi poptávkou a nabídkou je celospolečenským zájmem. Operátor trhu (OTE, a.s.) je povinen¹ zpracovávat a předávat Ministerstvu průmyslu a obchodu, Energetickému regulačnímu úřadu, provozovateli přenosové soustavy a provozovateli přepravní soustavy alespoň jednou ročně zprávu o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu. Cílem studie je prověření možných cest vývoje elektroenergetiky a plynárenství, nalezení problematických či nebezpečných tendencí a stanovení limitů a rizik, a to pro období 2020 až 2060. Při zpracování studie byla využita data účastníků trhu ze září 2019.

Právě prověření možných cest rozvoje energetiky jako celku ve vazbě na další sektory, mj. na dopravu, je dnes klíčové. Energetika čelí velkým výzvám, které jsou spojeny především se snižováním emisí skleníkových plynů a se snahami o uhlíkovou neutralitu. Dekarbonizace či výrazné snížení emisí skleníkových plynů je dnes v EU převládajícím požadavkem a rovněž Česká republika stojí před rozhodnutím, kdy, jak a do jaké míry jí dosáhnout. Přestože se dnes minimálně na půdě EK vkládají největší naděje do obnovitelných zdrojů, není pravděpodobné, že bude možné zajistit fungování energetiky bez dalších zdrojů energie, především jaderné energie a zemního plynu.

Tématem letošní *Dlouhodobé rovnováhy* je především srovnání dvou způsobů dosažení výrazného stupně dekarbonizace, kterou ukazují případové studie Nízkouhlíková – nové technologie (využívající k dekarbonizaci ve velké míře nové technologie především v elektroenergetice) a Nízkouhlíková – konzervativní (spoléhající při dekarbonizaci na prověřené technologie).

The electricity and gas industries are the most important energy systems, and providing the balance between supply and demand is in the interest of the whole society. The market operator (OTE, a.s.) is obliged¹ at least once a year to process and submit – to the Ministry of Industry and Trade of the Czech Republic, the Energy Regulatory Office, the transmission system operator and the distribution system operator – a report on the anticipated future electricity and gas consumption and the ways of securing the balance between the supply of and demand for electricity and gas. The objective of the document is to verify the possible development paths of the electricity and gas industries, to find the problematic or dangerous trends, and to set limits and risks for the period from 2020 to 2060. For the elaboration of the document, data from the market participants of September 2019 were used.

Verification of potential development paths of the energy industry in relation to other sectors, transport besides others, is crucial for today. Energy industry faces challenges related first of all to reduction in greenhouse gas emissions and the effort for carbon neutrality. Decarbonisation is not a chimera any more and not only the EU but also the Czech Republic have to decide how to achieve it. Although the biggest hopes of today are put, at least in the European Commission, to renewable sources, safeguarding reliable energy system will need other available technologies, such as natural gas or nuclear energy.

The subject of this year *The Long-term Balance* is therefore a comparison between two methods of achieving a significant level of decarbonisation. The first one, case study called Low-Carbon – New Technologies, uses a large-scale penetration of new technologies to reach decarbonisation. While the other one, Low-Carbon – Conservative, relies on proven technologies.

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

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

Řešené případové studie jsou zasazeny do středoevropského prostoru (v případě plynu je kontext násobně širší) a ilustrují důsledky pro českou energetiku při jejím konkrétním rozvoji, a to s maximálně možným provázáním řešení elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství. Případové studie využívají tzv. Sector coupling především mezi elektroenergetikou a teplárenstvím, ale také elektroenergetikou a plynárenstvím. Přínos studie není jen v tom, že stanoví, jestli bude možné elektrizační a plynárenskou soustavu provozovat za konkrétních okolností. Studie přináší výhled poptávky elektřiny, tepla i zemního plynu, objasňuje, jestli bude na její pokrytí poptávky dostatek primárních zdrojů, co to bude znamenat pro emise skleníkových plynů a jaké to bude mít ekonomické dopady. Zahrnuty jsou i detailní analýzy elektrických i plynárenských sítí. Při analýzách byly využity detailní a provázané modely provozu zdrojové části elektroenergetiky a elektrických a plynárenských sítí.

V energetice se střetávají světy politické, ekonomické i ideologické, zájmy veřejnosti, státní správy i soukromých subjektů, pohledy milovníků staré i nové energetiky. Zodpovědně prováděné analýzy takového sektoru musí ctít tři elementární prvky: trvalou konzistentnost, maximální transparentnost a především nezávislost. Studie *Dlouhodobá rovnováha* tyto principy vždy ctíla a je jimi zavázána i v letošním vydání.

The analysed case studies are set in Central Europe (the scope is much wider in context of natural gas) and illustrate the consequences for the Czech energy sector in its specific development in close interconnection to solutions for the electricity, gas and heating industries. The case studies use sector coupling mainly of electricity and heating industry, but also of electricity and gas industry. The merit of the study is not only the determination if the power or gas system will be operable under certain circumstances. The main benefits are the definition of demand for electricity, heat and natural gas, clarification if there will be enough primary sources to cover the demand, the implications for greenhouse gas emissions and specification of the resulting economic impacts. Detailed analyses of electrical grids and gas systems are also included. The analyses are based on detailed and interlinked systems modelling the operation of electricity sources and electricity and gas networks.

Within the energy sector, the political, economic and ideological worlds collide as well as the interests of public sphere, state administration and private entities and views of those who favour the old and the new form of the industry. Accountably formulated analyses of this sector have to respect three elementary aspects: continuous consistency, maximum transparency and most of all unconditional impartiality. *The Long-term Balance* has always greatly honoured these principles and remains bound by them also in this year issue of the document.

PŘÍPADOVÉ STUDIE

CASE STUDIES

V *Dlouhodobé rovnováze* se řeší pět případových studií. Nulová případová studie slouží pro indikaci nedostatku výkonu v elektrizační soustavě, resp. k zjištění nedostatečnosti zásobníkové kapacity. Případová studie NKEP reflektuje *Návrh vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu* a je řešena do roku 2030. Případové studie Koncepční, Nízkouhlíková – nové technologie a Nízkouhlíková – konzervativní jsou řešeny do roku 2060 a jsou navrženy tak, aby Česká republika byla soběstačná v pokrytí poptávky po elektřině a aby byla česká ES bezpečně a spolehlivě provozovatelná se saldem blízkým nule. Hlavním kritériem diferenciací případových studií je míra využití nových technologií při dekarbonizaci energetiky. Obě nízkouhlíkové případové studie se snaží dosáhnout emisí nižších než případová studie Koncepční, avšak různými způsoby.

PŘÍPADOVÁ STUDIE NULOVÁ

Stěžejní část zdrojové základny ES ČR se blíží konci své životnosti. Budoucnost uhelných zdrojů je limitována omezeným přístupem k tuzemským zásobám uhlí a stále sílící snahou o dekarbonizaci energetiky. Jedinými velkými zdroji, které budou provozovány v dlouhodobém horizontu, jsou jaderná elektrárna Temelín, PPC Počeradky a elektrárna Ledvice. Původně plánované životnosti jaderné elektrárny Dukovany již bylo dosaženo, nicméně díky pravidelně prováděným modernizacím lze očekávat i její dlouhodobý provoz. Z těchto důvodů je řešena Nulová případová studie, která vychází z analýzy výchozího stavu řešení, kdy je pro očekávanou spotřebu elektřiny detekována potřeba nového výkonu pro ES ČR. Předpokládá se v ní postupný útlum současných zdrojů, a naopak se nepředpokládají žádné nové zdroje. Na základě pokrývání diagramu zatížení je indikován časový profil, ve kterém se již projevuje trvalý výkonový deficit zdrojové základny. V rámci Nulové případové studie je testováno několik konfigurací odstavování stávajících zdrojů.

SUBVARIANTY NULOVÉ PŘÍPADOVÉ STUDIE PRO ELEKTROENERGETIKU

Nulová případová studie byla analyzována ve 4 subvariantách. Každá z nich analyzuje riziko dřívějšího ukončení vybrané skupiny zdrojů. Jednotlivé subvarianty na sebe navazují, tj. poslední kumulativně shrnuje všechny předešlé, a je tak nejpesimističtější možným scénářem ukončení provozu zdrojů.

Five case studies are analysed in *the Long-term Balance*. The Zero case study is to identify lack of capacity within the power system. The NECP case study reflects *the National Energy and Climate Plan* and is analysed up to 2030. The Conceptual, Low-Carbon - New Technologies and Low-Carbon - Conservative case studies are analysed up to 2060 and are designed so that the Czech Republic remains self-sufficient in covering the demand for electricity and the Czech power system can be operated securely and reliably with nearly zero power balance. The main difference between case studies is the rate of use of new technologies in decarbonisation of the energy sector. Both low-carbon studies try to achieve lower emissions than the Conceptual study but in different ways.

ZERO CASE STUDY

Principal part of the Czech Republic power system is approaching the end of its lifespan. The future of coal sources is limited by the restricted access to domestic coal reserves and by the ever more intensive effort for decarbonisation of the energy sector. The only large-scale sources to be operated in long-term time horizon are the Temelín nuclear power plant, Počeradky CCGT and the Ledvice power plant. The initially planned lifespan of the Dukovany nuclear power plant has already been reached but thanks to the regular modernization its long-term operation is to be anticipated. That is why the Zero case study based on the initial status analyses is elaborated where the need for new capacity in the Czech Republic power system is detected for the anticipated electricity consumption. The case study assumes gradual decline in present sources while no new sources are considered. Upon covering of the load diagram, time profile is indicated in which permanent capacity deficit of the source base is visible. Several configurations of decommissioning of the existing sources is being tested within the Zero case study.

SUB-VARIANTS OF THE ZERO CASE STUDY FOR THE ELECTRICITY INDUSTRY

The Zero case study was analysed in 4 sub-variants. Each of the sub-variants analyses a risk of earlier decommissioning of a selected group of sources. The sub-variants gradually follow one another, i.e. the last one cumulatively summarizes all the previous ones and is therefore the most pessimistic potential scenario of decommissioning of sources.

Výchozí stav

Výchozí stav Nulové případové studie reflektuje očekávání vlastníků zdrojů v otázce životnosti a délce provozu. Do roku 2030 tak pravděpodobně dojde k odstavení zhruba 2 GW instalovaného výkonu zdrojů, do roku 2040 se tato hodnota více než ztrojnásobí.

Počerady, Dětmorovice, Chvaletice

V první skupině dříve odstavených zdrojů bylo zahrnuto riziko ukončení provozu z ekonomických, environmentálních či jiných nepříznivých vlivů. Toto se týká zejména následujících zdrojů:

- **Elektrárna Počerady** je v současnosti jednou z nejvíce využívaných hnědouhelných elektráren. Na základě dohod mezi ČEZ (vlastník) a Vršanskou uhelnou (dodavatel uhlí) se pro období od roku 2024 otevírá více možností dalšího provozu. Ve hře je na straně jedné dostatečný objem dodávek hnědého uhlí potřebného pro provoz zdroje, na straně druhé nutnost plnit požadavky nejnovější ekologické legislativy. Proto je nutno připustit na jedné straně možnost úplného uzavření hnědouhelných Počerad koncem roku 2023, na druhé straně připadá v úvahu ekologizační rekonstrukce a dlouhodobý provoz zdroje o výkonu 4 × 200 MW.
- **Elektrárna Chvaletice** je oproti elektrárně Počerady pro dlouhodobý provoz částečně připravena – 2 bloky po 205 MW jsou již rekonstruovány na nejnovější požadované parametry. Rekonstrukce druhé dvojice bloků se připravuje a její konkrétní realizace bude ovlivněna cenou elektřiny a investičními náklady na rekonstrukci. Je proto na místě počítat jak s možností uzavření dvou dosud nerekonstruovaných bloků v roce 2023, tak naopak s jejich ekologizací a provozem do roku 2040. Příslušné množství hnědého uhlí by mělo být z dlouhodobého pohledu zajištěno.
- **Elektrárna Dětmorovice** je v současnosti schopna provozovat dva bloky po 200 MW, zbylé dva bloky jsou již ve studené záloze a není pravděpodobné jejich opětovné zprovoznění. Zbývající dva bloky budou provozovány minimálně do poloviny roku 2020. Další provoz bude ovlivněn zejména cenou elektřiny – při vysoké ceně by zbylé dva bloky mohly být provozovány až do roku 2030, v opačném případě je možné ukončení jejich provozu již v roce 2023.

Dukovany

Jaderná elektrárna Dukovany tvoří zhruba 10% instalovaného výkonu české ES. I přesto, že došlo k rekonstrukci a modernizaci, její původně plánovaná životnost již bylo dosaženo. V případě nepříznivých okolností by mohlo dojít k ukončení provozu dříve, než je v současnosti uvažováno. Tato subvarianta ukazuje pásmo snížení dostupného výkonu a uvažuje o postupném snížení dostupného výkonu a ukončení provozu od roku 2026.

Initial state

Initial state of the Zero case study reflects anticipations of the source owners in terms of the sources' lifespan and years of operation. It means that ca. 2 GW of installed capacity of sources is to be decommissioned by 2030 while this value is to be tripled by 2040.

Počerady, Dětmorovice, Chvaletice

The first group of earlier decommissioned sources includes the risk of decommissioning due to economic, environmental or other unfavourable influences. It mainly concerns the following sources:

- **The Počerady power plant** which is one of the currently most utilised brown-coal power plants. Upon the agreement between ČEZ (the owner) and Vršanská uhelná (supplier of coal), several possibilities of further operation are open up to 2024. On the one hand, there is sufficient volume of brown coal reserves required for the source operation, on the other hand the necessity to comply with the latest environmental legislation. That is why complete decommissioning of the brown-coal Počerady power plant by 2023 has to be assumed as well as an environmental-friendly renovation and long-term operation of the source with the capacity of 4 × 200 MW.
- **The Chvaletice power plant** is partially prepared for the long-term operation compared to Počerady – 2 units by 205 MW each have already been upgraded to the latest required parameters. Upgrade of the other two units is being prepared and its implementation will be affected by electricity price and investment cost of the upgrade. The possibility of decommissioning of the two non-updated units by 2023 as well as their environmental-friendly renovation and operation by 2040 shall therefore both be considered. In the long-term, the required volume of brown coal can be deemed secured.
- **The Dětmorovice power plant** which is currently capable to operate two units by 200 MW each; the remaining two units are put to a state of cold reserve and their re-commissioning is improbable. The remaining two units are to be operated at least by the middle of 2020. Further operation will mainly be affected by electricity price - if the price is high, the remaining two units can be operated up until 2030, in the opposite case their operation can be terminated as soon as in 2023.

Dukovany

The Dukovany NPP covers ca. 10% of installed capacity of the Czech Republic power system. Despite its renovation and modernization, the initially planned lifespan has been reached. In the case of unfavourable circumstances, the power plant could be decommissioned earlier than it is currently assumed. This sub-variant shows the range of reduced available capacity and considers gradual decommissioning from 2026 on.

Tušimice II, Prunéřov II

Tušimice II (4 × 200 MW) a Prunéřov II (3 × 250 MW) nejsou v současnosti ohroženy tím, že by se dala očekávat zkrácená doba jejich provozu. Oba zdroje jsou retrofitovány. Vzhledem k předcházejícím subvariantám jsou však posledními velkými uhelnými zdroji v soustavě. Je tak vhodné analyzovat situaci při souběhu nepříznivých vlivů, v rámci kterých by bylo nutné tyto bloky odstavit dříve. Pro tuto subvariantu byla jejich životnost zkrácena do roku 2030. Na následujícím obrázku je možné vidět vývoj instalovaného výkonu všech subvariant, navíc srovnaného s očekávaným referenčním rozvojem poptávky. Zatížení je v obrázku pro každý rok reprezentováno svým ročním průměrem a pásmem mezi ročním maximem a minimem. Z obrázku vyplývá, že počínaje rokem 2040 dochází k drobným nedostatkům výkonu v soustavě, neboť instalovaný výkon protíná hranici ročních maxim zatížení.

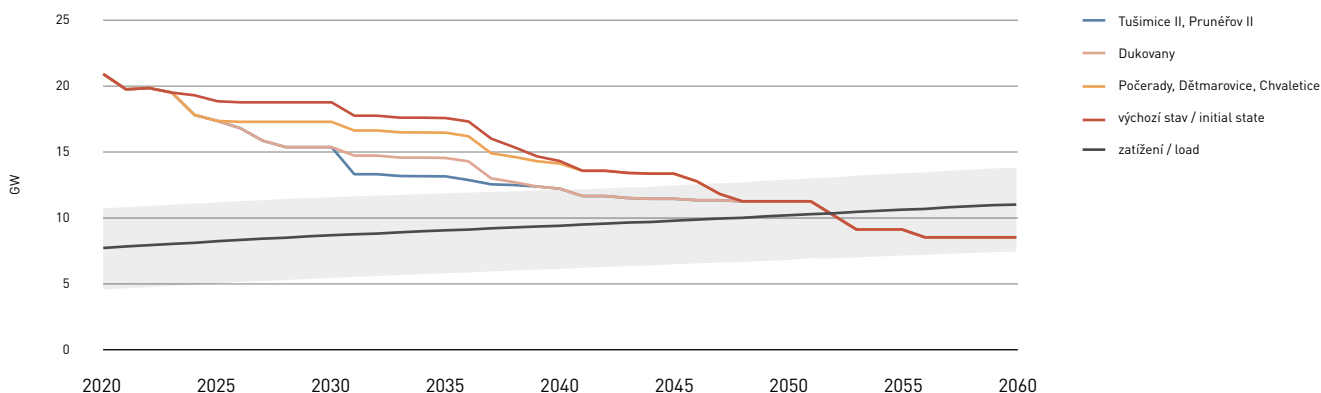
Tušimice II, Prunéřov II

The Tušimice II (4 × 200 MW) and Prunéřov II (3 × 250 MW) power plants are currently not threatened by potential restriction of the time of their operation. Both sources have been retrofitted. However, in terms of the previous sub-variants, they are the last large-scale coal units within the system. It is therefore useful to analyse the situation in case of concurrence of unfavourable conditions due to which these units would need to be decommissioned earlier. For this sub-variant, the lifespan was shortened to 2030. The following picture shows the development of installed capacities of all sub-variants which is moreover compared to the anticipated reference development of the demand. For each year, the load in the picture is represented by its annual average and the range between the annual maximum and annual minimum. The picture might imply that beginning with 2040 minor lacks of capacity appear in the system as the installed capacity intersects the limit of annual maximum loads.

Obrázek 1 • Figure 1

Instalovaný výkon a zatížení

Installed capacity and the anticipated load



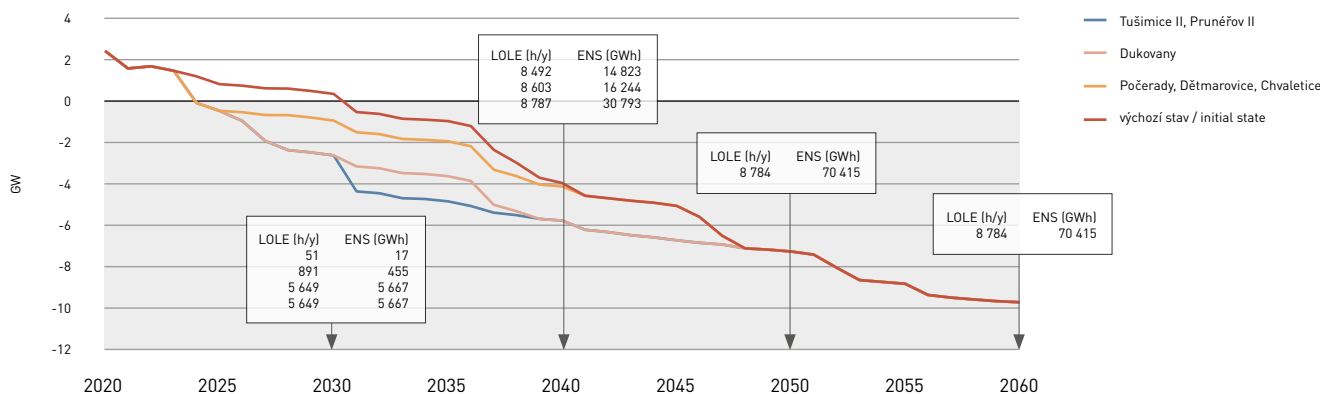
Instalovaný výkon je v grafu zastoupen brutto hodnotami. Při zahrnutí netto výkonu, pohotovosti bloku, harmonogramu údržby, poruchovosti, potřeby zálohy a regulačních výkonů, pravděpodobnosti souběhu nepříznivých vlivů a snaze naplnění spolehlivostního standardu dostáváme bilanci pohotového výkonu, ve které dochází k situaci odlišné, viz další obrázek.

Installed capacity in the graph is represented by gross values. If we incorporate net capacity, unit availability, maintenance schedule, failure rate, need for reserve and regulation capacity, likelihood of concurrence of negative effects and the effort to meet the reliability standard, we get a balance of available capacity in which a different situation turns up, see the next picture.

Obrázek 2 • Figure 2

Vyhodnocení spolehlivostních ukazatelů Nulové případové studie

Evaluation of reliability indicators of the Zero case study



Pro výchozí stav Nulové případové studie dochází k nedostatkům v bilanci po roce 2030, kdy je očekávána druhá výrazná vlna ukončování provozu stávajících uhelných zdrojů. V ostatních subvariantách dochází k překlopení do záporných čísel s analyzovaným dřívějším ukončením elektráren Počerady, Dětmárovice a Chvaletice. Bilance se drží v mezích stanovených SEK, hranici $\pm 10\%$ celkového objemu poptávky², pro možnost doplnění importem elektřiny ze zahraničí, až do roku 2029. V subvariantě Dukovany je pak tato hranice překročena ihned po analyzovaném ukončení provozu prvního bloku, tj. v roce 2026. Z grafu je zřejmé, že nejpозději po roce 2030 bude nutno přistoupit k opatřením zajišťujícím výkonovou dostatečnost.

NULOVÁ PŘÍPADOVÁ STUDIE PRO PLYNÁRENSTVÍ

Cílem je indikovat rok, kdy poměr kapacity zásobníků plynu vůči jeho roční spotřebě opustí rozmezí SEK (35 až 40 %). Výsledky jsou na obrázku 3. Uvažuje se provoz nynějších zásobníků po celé období 2020 až 2060, napojení Dolních Bojanovic na českou plynárenskou soustavu v roce 2022 (643 mil. m³) a zprovoznění plné kapacity zásobníku Dambořice (448 mil. m³) do roku 2021.

For the initial state of the Zero case study, imbalance appears after 2030 when considerable second wave of decommissioning of the existing coal sources comes. In other sub-variants, negative values appear with the analysed earlier decommissioning of the Počerady, Dětmárovice and Chvaletice power plants. The balance stays within the limits defined by SEP, $\pm 10\%$ of total volume of demand², and can be completed by electricity imports from abroad up until 2029. In the Dukovany sub-variant, the limit is exceeded right after the analysed decommissioning of the first unit, i.e. in 2026. The graph implies that after 2030 at the latest, measures ensuring capacity sufficiency will have to be adopted.

THE ZERO CASE STUDY FOR THE GAS INDUSTRY

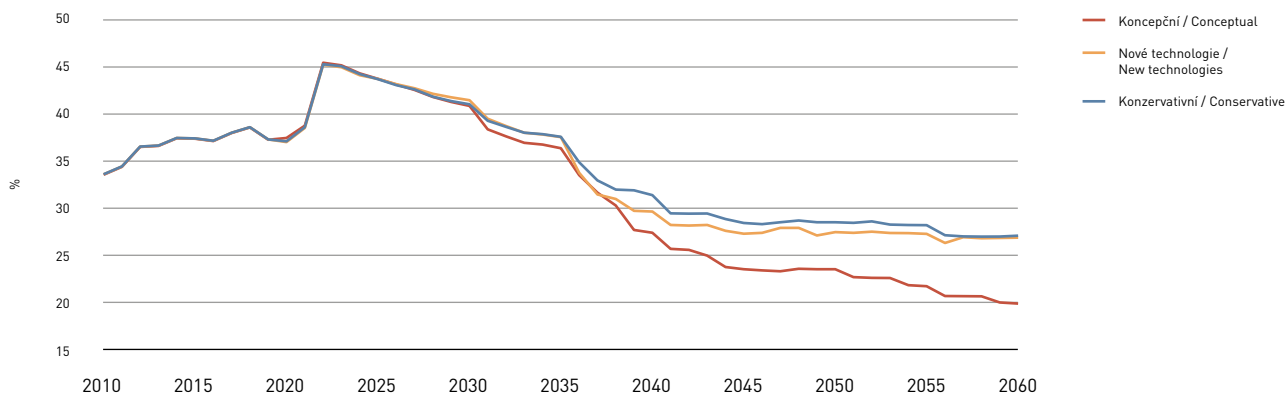
The aim is to identify the year when the ratio of UGS capacity to annual gas consumption exceeds the limits defined in The State Energy Policy (35% to 40%). The results are shown below. Operation of present UGS is assumed for the whole examined period 2020 to 2060, Dolní Bojanovice will be connected to Czech system in 2021 (643 mcm) and UGS Dambořice will reach full capacity 448 mcm.

² Viz bod PI.12. Strategie do roku 2040 ze Státní energetické koncepce

² See PI. 12. Strategy by 2040 base on State Energy Policy

Obrázek 3 • Figure 3

Poměr kapacity zásobníků ke spotřebě – Nulová případová studie Ratio of gas storage capacity to consumption – the Zero case study



INVARIANTNÍ PŘEDPOKLADY PŘÍPADOVÝCH STUDIÍ

JADERNÉ ELEKTRÁRNY

- Trvání provozu stávajících bloků JEDU se předpokládá do roku 2045 až 2047.
- Trvání provozu stávajících bloků JETE se předpokládá i za horizontem roku 2060.
- Všechny případové studie předpokládají alespoň jeden nový blok 1 200 MW v JEDU jako náhradu za stávající bloky.

ELEKTRÁRNY NA FOSILNÍ PALIVA

- Parní elektrárny včetně závodních jsou brány v úvahu s využitím výsledků dotazníkového šetření a dle diskusí s jejich provozovateli. Významným rysem je přechod hnědouhelných výroben KVET především na zemní plyn (viz dále). Přechody jsou řešeny pro jednotlivé výrobní individuálně.
- U hnědouhelného bloku Ledvice (660 MW) se počítá s provozem do roku 2055, u PPC Počerady (845 MW) do roku 2060.
- Všechny případové studie předpokládají zachování PPC Vřesová (2 × 200 MW) a jeho přechod na zemní plyn od roku 2039.
- Nepředpokládají se nové bloky na hnědé či černé uhlí, ani se neuvažuje o prolomení limitů na ČSA.

INVARIANT PRESUMPTIONS FOR CASE STUDIES

NUCLEAR POWER PLANTS

- Operation of present units of the Dukovany NPP is anticipated till 2045 to 2047.
- Operation of present units of the Temelín NPP is anticipated till 2060.
- All case studies anticipate at least one 1,200 MW new unit of the Dukovany NPP to replace currently operated units.

FOSSIL FUEL POWER PLANTS

- Steam power plants, including autoproducers, are considered with the use of results of questionnaire survey and upon discussions with their operators. An important aspect is the transition of brown coal CHP prevalingly to natural gas (see below). The transitions are dealt with individually for each of the facility.
- Operation up to 2055 is considered for the Ledvice brown coal unit (660 MW), up to 2060 for the Počerady steam-gas power plant (845 MW).
- All case studies assume maintaining of the Vřesová steam-gas power plant (2 × 200 MW) and its transition to natural gas from 2039 on.
- No new brown or hard coal blocks are anticipated, limits cancellation in the ČSA is not considered.

NOVÉ PAROPLYNOVÉ BLOKY PRO TEPLÁRENSTVÍ

- Výstavba nových paroplynových bloků je řešena individuálně v časových horizontech, kdy je třeba nahradit stávající zdroj především z důvodu výroby tepla.

SOBĚSTAČNOST, SPOLEHLIVOST, FLEXIBILITA, AKUMULACE

- Případové studie jsou koncipovány jako dlouhodobě soběstačné v zásobování elektrickou energií a jsou navrženy na saldo velmi blízké nule: importy elektřiny mohou být realizovány jen na překlenutí kratšího období nesouladu nabídky a poptávky.
- Vzhledem k nárůstu důležitosti elektřiny je požadováno mírné navýšování spolehlivosti provozu. Zároveň se očekává, že cena nedodávky poroste rychleji než ceny nových výrobních jednotek.
- Opatření na zajištění flexibility včetně jednotlivých kategorií regulačních výkonů jsou realizována dle potřeby. U stávajících přečerpávacích elektráren v ČR se předpokládá provoz až do roku 2060.
- Všechny případové studie vyžadují instalaci nové akumulace elektřiny, její míra je však odlišná.
- S řízením poptávky se počítá ve všech případových studiích, avšak v různé míře.

PŘÍPADOVÁ STUDIE KONCEPČNÍ

Studie vychází z Optimalizovaného scénáře *Státní energetické koncepce*. Proti SEK jsou provedeny korekce dané zejména rokem vydání (2015) a řešeným horizontem (SEK 2040, *Dlouhodobá rovnováha* 2060). Oproti Koncepční případové studii řešené v loňském roce je hlavní změna v termínech zprovoznění jaderných bloků v Dukovanech, protože z dnešního pohledu je již velmi nepravděpodobné jejich zprovoznění v letech 2035 a 2037. Hlavním rysem případové studie je dostavba jaderných bloků v Dukovanech tak, aby nové bloky navázaly na dosluhující staré, tedy od roku 2046 a 2048, vždy 1 × 1 200 MW. Dále se předpokládá náhrada uhlí plynem při výrobě elektřiny, což je realizováno šesti bloky 430 MW a jedním blokem 840 MW (2039). V oblasti OZE je rozvoj uvažován především u FVE (6,6 GW) a VTE (1,3 GW) v roce 2060. Mírný nárůst je očekáván i u biomasy a bioplynu, který je i nadále využíván pouze pro výrobu elektřiny, případně tepla. Takto navržená skladba zdrojů je doplněna o prvky flexibility, které umožní její provoz – jde o denní akumulaci (757 MW nad rámec PVE v roce 2060) a o řízení spotřeby. Vývoj instalovaného výkonu ukazuje následující obrázek, další pak uvádí celkovou spotřebu plynu společně se zásobníkovou kapacitou navrženou tak, aby byl dodržen poměr stanový SEK. Celková kapacita zásobníků v roce 2060 je 78,4 TWh, což je nárůst o 125% oproti roku 2018.

NEW STEAM-GAS BLOCKS FOR HEATING INDUSTRY

- Construction of new CCGT units is solved individually in time horizons, when it is necessary to replace the existing source mainly for heat production.

SELF-SUFFICIENCY, RELIABILITY, FLEXIBILITY, ACCUMULATION

- The case studies are designed as self-sufficient in electricity supplies in the long term with the balance approximating zero: electricity imports can be incorporated to bridge short periods of discrepancy between the supply and demand.
- With respect to growing importance of electricity, moderate increase in reliability of operation is required. Price of electricity not supplied is concurrently expected to grow faster than prices of new units.
- If required, measures ensuring flexibility including individual categories of regulation capacities are implemented. For pumped storage hydroelectric power plants currently operated in the Czech Republic, operation is anticipated till 2060.
- All case studies require installing of new electricity accumulation though in different rates.
- All case studies assume demand side management though in different rates.

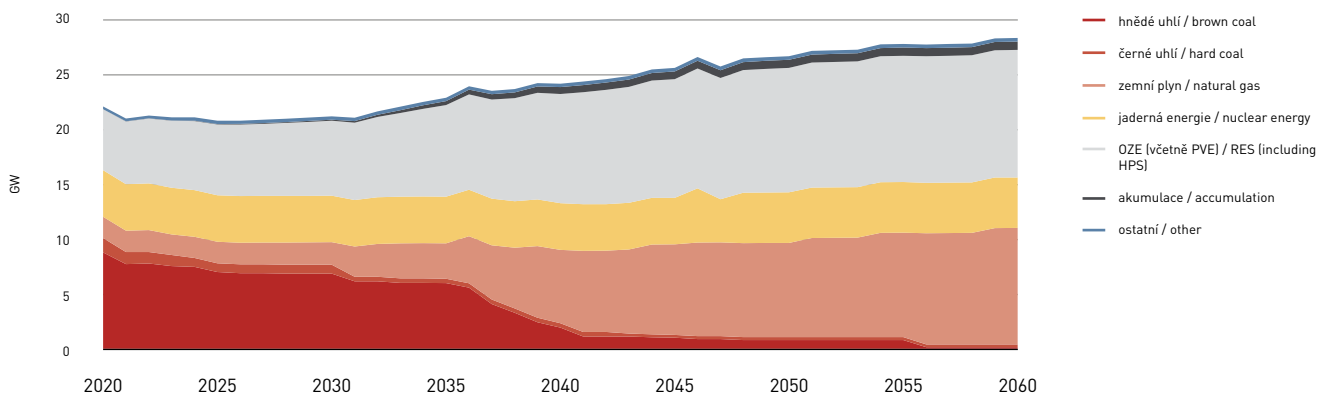
THE CONCEPTUAL CASE STUDY

The study is based on Optimized scenario of *State Energy Plan*. Compared to SEP, corrections are made motivated mainly by the date of issuing (2015) and the analysed horizon (SEP 2040, *Long-term Balance* 2060). The Conceptual case study analysed last year differs mainly in dates of commissioning of the Dukovany nuclear units as their commissioning in 2035 and 2037 is anticipated to be very unlikely. The main aspect of the case study is extension of the Dukovany NPP so that the new units follow up the old units at the end of their lifespan, i.e. in 2046 and 2048 with 1 × 1,200 MW respectively. Furthermore, coal replacement by gas in electricity generation is anticipated, which is represented by six units by 430 MW and one unit by 840 MW (2039). In RES, the development is anticipated especially in photovoltaics (6.6 GW) and wind power plants (1.3 GW) in 2060. Moderate increase is anticipated in biomass and biogas which is still used for electricity, and possibly also heat, generation. This design of the mix of sources is completed by flexibility elements enabling operation of the system – by daily accumulation (757 MW above the HPS storage capacity in 2060) and demand side management. Development of the installed capacity is shown in the following picture, the next one then illustrates total gas consumption together with the gas storage capacity drafted with the aim to meet the ratio defined in the SEP. In 2060, total capacity of gas storages reaches 78.4 TWh, i.e. the increase by 125% compared to 2018.

Obrázek 4 • Figure 4

Instalovaný výkon celkem: Konceptční

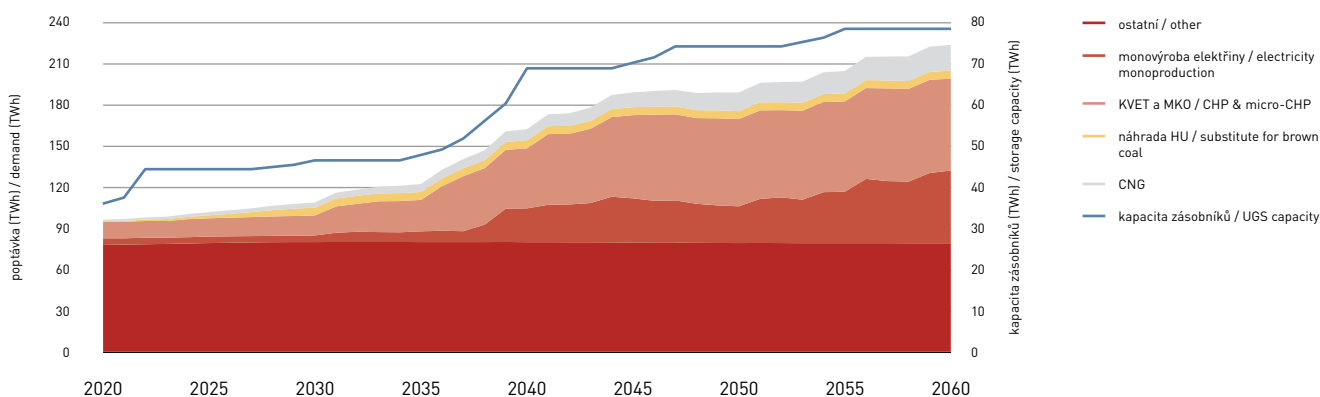
Total installed capacity: Conceptual



Obrázek 5 • Figure 5

Celková spotřeba plynu a zásobníky plynu: Konceptční

Total gas consumption and UGSs: Conceptual



PŘÍPADOVÁ STUDIE NÍZKOUHLÍKOVÁ – NOVÉ TECHNOLOGIE

Studie analyzuje cestu k nízkouhlíkové energetice za esenciálního využití nových technologií. Hlavními rysy této případové studie je extrémní rozvoj OZE, který je na hranici technického potenciálu ČR a využití malých modulárních reaktorů o výkonu 250 MW (tento výkon je zvolen jako pracovní a zjednodušující; předpokládá se, že sumu výkonu bude ve skutečnosti tvořit více menších jednotek). Od roku 2056 se očekává, že nebude docházet ke spalování hnědého ani černého uhlí. U OZE bude klíčová větrná a solární energie,

LOW-CARBON – NEW TECHNOLOGIES CASE STUDY

The study analyses the path to low-carbon energy industry with essential use of new technologies. The main features of this case study are the extreme development of RES, which is close to the limit of technical potential of the Czech Republic, and use of small modular reactors with capacity of 250 MW (this installed power is simplistic; it is assumed that the sum of the power will actually consist of more small units). There is a presumption that after 2056 no brown coal or hard coal will be fired. In RES, wind and photovoltaic energy is to be crucial; in 2060, capacities of 6 GW and 29 GW respectively are assumed. Nuclear sources

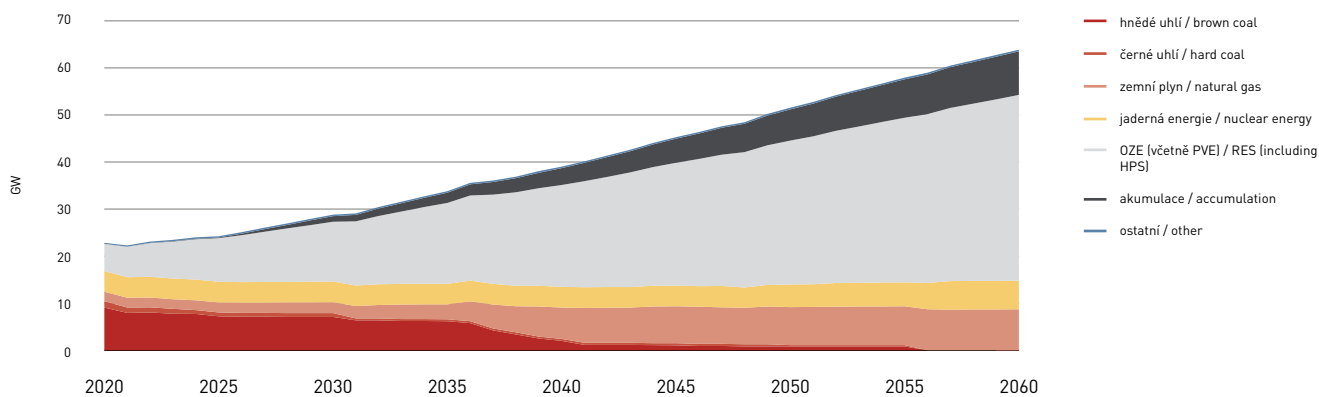
v roce 2060 jsou uvažovány výkony 6 GW, resp. 29 GW. Pro pokrytí základního pásma zatížení je počítáno s jadernými zdroji. Jeden nově vystavěný blok v Dukovanech bude doplněn 10 modulárními reaktory, které jsou uvažovány v JETE (6 × 250 MW postupně od roku 2046) a ve čtyřech nových lokalitách (Mělník, Opatovice, Ledvice a Blahutovice). Takto navržená skladba zdrojů je nutně doplněna o prvky flexibility, které umožní její provoz – jde o rychlé plynové zdroje (SCGT, 8 × 160 MW, mezi roky 2037 a 2040), denní akumulaci (7 GW nad rámec PVE), sezónní akumulaci (2 GW) a o řízení spotřeby v maximálním možném rozsahu – elektromobily, elektrokotle, omezování výroby, přesun spotřeby v čase atd. Vývoj instalovaného výkonu ukazuje následující obrázek, další pak uvádí celkovou spotřebu plynu společně se zásobníkovou kapacitou navrženou tak, aby byl dodržen poměr stanový SEK. Celková kapacita zásobníků v roce 2060 je 62,4 TWh, což je nárůst o 79 % oproti roku 2018.

are considered to cover the base load. One newly built block in Dukovany NPP is to be completed by 10 modular reactors anticipated in the Temelín NPP (6 × 250 MW one after another after 2046) and in four new locations (Mělník, Opatovice, Ledvice and Blahutovice). This design of the mix of sources is inevitably completed by flexibility elements enabling its operation – quick-starting gas sources (SCGT, 8 × 160 MW, between 2037 and 2040), daily accumulation (7 GW above the HPS storage capacity), seasonal accumulation (2 GW) and demand side management to the maximum possible extent – electric cars, electric boilers, generation restrictions, load shifting etc. Development of the installed capacity is shown in the following picture, the next one then illustrates total gas consumption together with the gas storage capacity drafted with the aim to meet the ratio defined in the SEP. In 2060, total capacity of gas storages reaches 62.4 TWh, i.e. the increase by 79% compared to 2018.

Obrázek 6 • Figure 6

Instalovaný výkon celkem: Nízkouhlíková – nové technologie

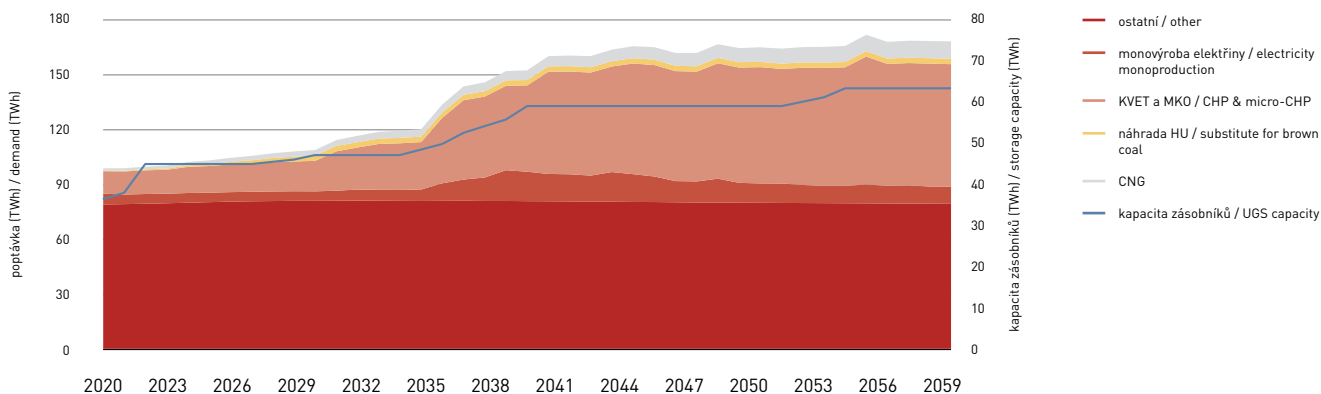
Total installed capacity: Low-Carbon – New Technologies



Obrázek 7 • Figure 7

Celková spotřeba plynu a zásobníky plynu: Nízkouhlíková – nové technologie

Total gas consumption and UGSs: Low-Carbon – New Technologies



PŘÍPADOVÁ STUDIE NÍZKOUHLÍKOVÁ – KONZERVATIVNÍ

Studie analyzuje cestu k nízkouhlíkové energetice za využití konzervativních technologií, které jsou běžně dostupné v dnešní době. Hlavním rysem je výstavba nových velkých jaderných bloků (1 200 MW) a rozvoj OZE na úroveň dvojnásobku SEK. Kromě výstavby dvou bloků v lokalitě Dukovany jsou očekávány také dva nové bloky v lokalitě Temelín (v letech 2039 a 2056). Dřívější zprovoznění v roce 2039 je nutné z důvodu nedostatku výkonu, a protože záměrem této případové studie je výrazné snížení emisí skleníkových plynů, nelze uvažovat například o výstavbě paroplynového bloku. Navíc je plánováno zprovoznění dalšího nového bloku o výkonu 1 200 MW v roce 2047. Stejně jako u případové studie Nízkouhlíková – nové technologie se neočekává využívání uhlí po roce 2056.

U FVE se v roce 2060 očekává 13,3 GW, u VTE 2,6 GW. Pro zachování provozuschopnosti ES ČR je nutná také výstavba nových plynových bloků, konkrétně SCGT 5 × 160 MW, hlavně v období mezi roky 2037 a 2040. Skladba OZE se obejde bez sezónní akumulace, ovšem denní akumulace je nutná o výkonu přesahujícím 3 GW (nad rámec PVE). Navržená skladba zdrojů je doplněna o prvky flexibility (důležitá je řízení spotřeby). Vývoj instalovaného výkonu ukazuje následující obrázek, další pak uvádí celkovou spotřebu plynu společně se zásobníkovou kapacitou navrženou tak, aby byl dodržen poměr stanovený SEK. Celková kapacita zásobníků v roce 2060 je 62,4 TWh, což je nárůst o 79% oproti roku 2018.

LOW-CARBON – CONSERVATIVE CASE STUDY

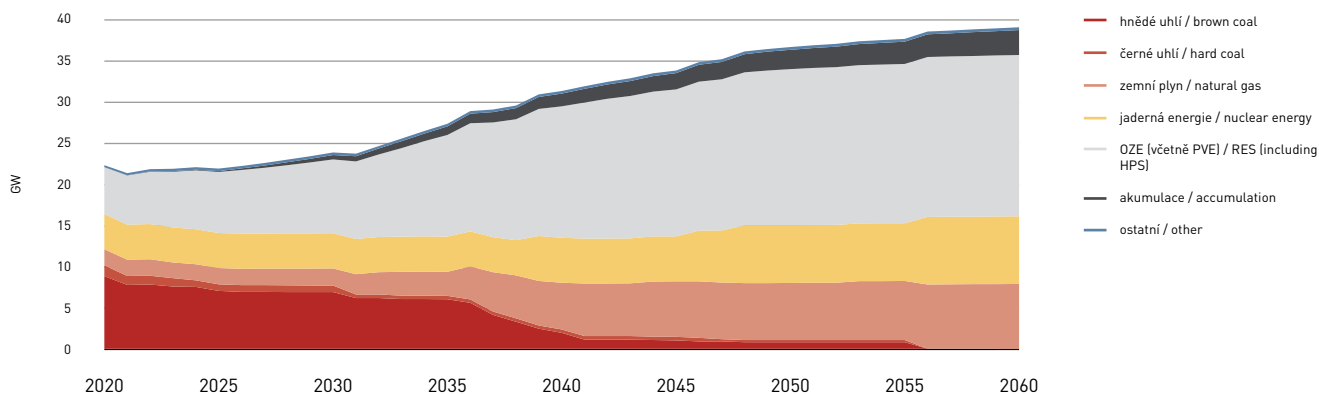
The study analyses the journey to low-carbon energy sector with use of conservative technologies which are generally available today. The main feature is the construction of new nuclear units (1,200 MW) and the development of RES to double of the values specified in SEP. Apart from construction of two new units in Dukovany, two new units in Temelín are also anticipated (in 2039 and 2056). Earlier commissioning in 2039 is necessary due to the lack of capacity and – as the intention of this case study is to considerably reduce greenhouse gas emissions – construction of, for example, a combined cycle unit cannot be assumed. Moreover, commissioning of a new unit with the capacity of 1,200 MW is planned in 2047. Use of coal is not anticipated after 2056.

Capacity of 13.3 GW is considered in PV in 2060; capacity of 2.6 GW in wind. To maintain operability of the Czech Republic power system, construction of new gas fired units is also required, specifically SCGT 5 × 160 MW, especially in the period between 2037 and 2040. The mix of RES does not require seasonal accumulation. Daily accumulation is needed at a capacity higher than 3 GW (above the HPS storage capacity). The suggested mix of sources is completed by means of flexibility (mainly by demand side management). Development of the installed capacity is shown in the following picture, the next one then illustrates total gas consumption together with the gas storage capacity drafted with the aim to meet the ratio defined in the SEP. In 2060, total capacity of gas storages reaches 62.4 TWh, i.e. the increase by 79% compared to 2018.

Obrázek 8 • Figure 8

Instalovaný výkon celkem: Nízkouhlíková – konzervativní

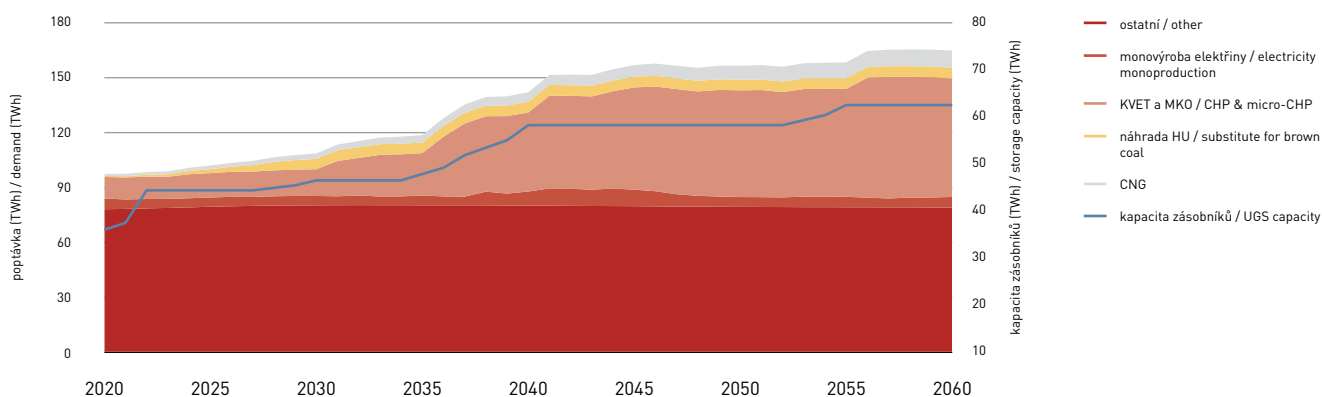
Total installed capacity: Low-Carbon – Conservative



Obrázek 9 • Figure 9

Celková spotřeba plynu a zásobníky plynu: Nízkouhlíková – konzervativní

Total gas consumption and UGSs: Low-Carbon – Conservative case study

**VARIANTA NKEP**

Bývá zvykem, že v *Dlouhodobé rovnováze* se řeší tři specifické případové studie. V letošním roce je navíc řešena varianta NKEP, nicméně nejedná se o klasickou plnohodnotnou případovou studii. Varianta vychází z *Návrhu vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu*, který v lednu 2019 zveřejnilo Ministerstvo průmyslu a obchodu, nejedná se tak o finální verzi, která bude zaslána do Bruselu koncem téhož roku. Stejně jako NKEP i tato varianta je řešena pouze do roku 2030. Dalším specifickým této varianty je, že v *Návrhu dokumentu* není uvedena skladba instalovaných

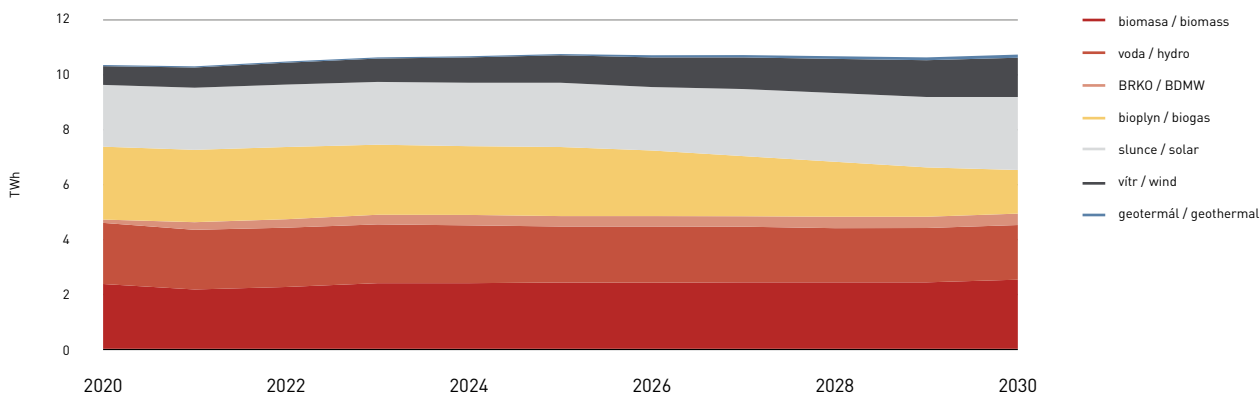
NECP VARIANT

Three specific case studies are usually analysed within the *Long-term Balance*. This year, the NECP variant is also elaborated although it is not a typical full-fledged case study. The variant is based on the *Draft of integrated national energy and climate plan of the Czech Republic* published by the Ministry of Industry and Trade in January 2019; which is not the final version to be sent to Brussels by the end of the same year. Just as the NECP, the variant is also analysed only by 2030. Another specific of the variant is the fact that the *Draft of the document* does not include the mix of installed capacities but only the data on electricity

Obrázek 10 • Figure 10

Očekávaný rozvoj OZE v sektoru výroby elektřiny dle NKEP

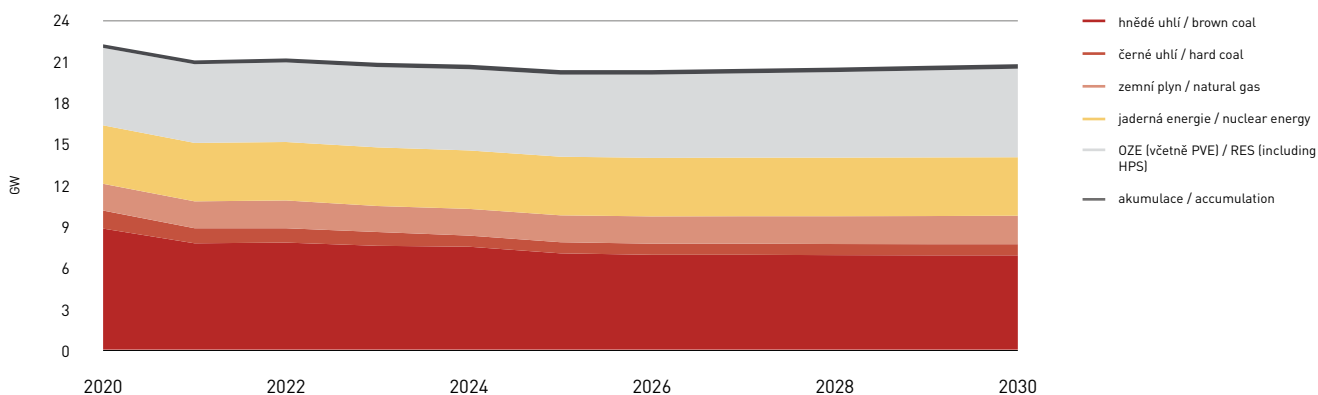
Anticipated development of RES in electricity generation according to NECP



Obrázek 11 • Figure 11

Instalovaný výkon varianty NKEP

Installed capacity of the NECP variant



výkonů, ale jsou pouze dostupné údaje o výrobě elektřiny z OZE (předcházející obrázek). Hodnoty instalovaných výkonů jsou odvozeny z údajů o výrobě a z části jsou převzaté z Konceptní případové studie.

Očekávaný rozvoj zdrojové základny je v NKEP téměř totožný jako v SEK, k rozdílům dochází hlavně u OZE. Pro FVE se očekává přibližně 2,6 GW instalovaného výkonu, což je přibližně o 0,3 GW méně než v SEK, naopak u větrné energie se očekává 0,2 GW více (v roce 2030 je to 0,8 GW).

generation from RES are available (figure above). Values of the installed capacities are derived from the data on production and are also partially adopted from the Conceptual case study.

The development anticipated in NECP is almost identical to SEP, the main differences relate to RES. For photovoltaic power plants, ca. 2.6 GW of installed capacity is anticipated, which is by more than 0.3 GW less than in SEP; on the contrary, for wind power plants the value is higher by 0.2 GW (amounting to 0.8 GW in 2030).

SROVNÁNÍ PŘÍPADOVÝCH STUDIÍ

Tabulka porovnává jednotlivé případové studie z hlediska spotřeby elektřiny a plynu, salda, instalovaných výkonů jednotlivých typů zdrojů a rovněž z pohledu potřebné flexibility. Hodnoty se vztahují k roku 2060, pokud není uvedeno jinak.

COMPARISON OF THE CASE STUDIES

The table compares individual case studies in terms of electricity consumption, balance, installed capacity of individual types of sources and also in terms of the necessary flexibility. Values refer to 2060 unless otherwise stated.

Tabulka 1 • Table 1

Srovnání případových studií

Comparison of the case studies

	Koncepční Conceptual	Nové technologie New technologies	Konzervativní Conservative
spotřeba / consumption			
spotřeba elektřiny (TNS) / net electricity cons.	91,6 TWh	98,5 TWh	95,6 TWh
elektromobilita / EV	10,3 TWh	13,1 TWh	13,1 TWh
export 2060	2,2 TWh	1,4 TWh	1,1 TWh
zdroje - jádro / sources - nuclear			
stávající JETE / existing ETE	do / until 2060	do / until 2060	do / until 2060
nové JETE (3 a 4) / new ETE	-	-	2 × 1 200 MW (2039 a 2056)
stávající JEDU / existing EDU	2045 - 2047	2045 - 2047	2045 - 2047
nové JEDU (5 a 6) / new EDU	2 × 1 200 MW (2046 a 2048)	1 × 1 200 MW (2047)	2 × 1 200 MW (2046 a 2048)
další JE zdroje / other nuclear sources	-	10 × 250 MW (SMR)	1 × 1 200 MW
jaderné teplo / nuclear heat	JETE	JETE, nJEDU, SMR (4x)	JETE, nJEDU, NJZ
zdroje - OZE / sources - RES			
FVE / PV	6 664 MW	29 000 MW	13 328 MW
VTE / wind	1 302 MW	6 000 MW	2 604 MW
biomasa / biomass	639 MW	600 MW	635 MW
bioplyn / biogas	654 MW	400 MW	654 MW
zdroje - fosilní / sources - fossil			
hnědé uhlí / brown coal	148 MW	0 (od / since 2056)	0 (od / since 2056)
černé uhlí / hard coal	261 MW	0 (od / since 2056)	0 (od / since 2056)
nové CCGT / new CCGT	1 × 840 MW; 6 × 430 MW	-	-
nové SCGT / new SCGT	-	8 × 160 MW	5 × 160 MW
nové plynové motory / new gas engines	3 × 40 MW	-	3 × 40 MW
teplárenské paroplyny / heating steam-gas	3 966 MW	3 093 MW	3 476 MW
prvky flexibility / flexibility			
nesystémová akumulace / non-system accumulation	325 MW	1 036 MW	737 MW
systémová akumulace / system accumulation	432 MW	6 020 MW	2 300 MW
sezónní akumulace / seasonal accumulation	-	2 000 MW	-
elektrokotle / electric boilers	100 MW	1 200 MW	100 MW
omezování výroby z FVE / limiting PV production	ano / yes	ano / yes	ano / yes

Tabulka 2 • Table 2

Koncepční – instalovaný výkon (MW)**Conceptual – installed capacity (MW)**

druh primární energie / primary energy source	2020	2025	2030	2035	2040	2041	2045	2050	2055	2060
hnědé uhlí / brown coal	8 872	7 057	6 913	6 038	1 941	1 122	1 023	808	808	148
černé uhlí / hard coal	1 321	819	819	413	410	430	261	261	261	261
zemní plyn / natural gas	1 960	1 973	2 080	3 265	6 762	7 464	8 331	8 683	9 629	10 722
jaderná energie / nuclear	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 650	4 650	4 650
biomasa / biomass	496	609	697	704	703	733	745	760	760	760
bioplyn / biogas	395	438	481	524	567	576	610	654	654	654
voda (bez PVE) / hydro (excluding HPS)	1 114	1 119	1 124	1 129	1 134	1 135	1 139	1 144	1 149	1 154
vítr / wind	343	463	533	741	933	967	1 084	1 200	1 271	1 302
slunce / solar	2 096	2 705	2 883	4 143	5 522	5 719	6 154	6 500	6 594	6 664
přečerpávací vodní elektrárny / HPS	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170
denní akumulace / daily accumulation	3	43	96	370	640	657	703	749	754	757
ostatní / other	254	308	323	333	339	341	353	368	373	378
celkem / total	22 313	20 994	21 408	23 121	24 411	24 604	25 863	26 946	28 072	28 620

Tabulka 3 • Table 3

Nízkouhlíková – nové technologie – instalovaný výkon (MW)**Low-Carbon – New Technologies – installed capacity (MW)**

druh primární energie / primary energy source	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
hnědé uhlí / brown coal	8 872	7 057	6 913	6 038	1 941	1 023	808	808	0
černé uhlí / hard coal	1 321	819	819	413	410	430	261	261	0
zemní plyn / natural gas	1 985	2 071	2 251	3 079	6 539	7 691	7 910	8 082	8 527
jaderná energie / nuclear	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 700	4 950	5 950
biomasa / biomass	496	609	697	704	703	745	750	750	756
bioplyn / biogas	395	395	395	395	395	395	395	395	395
voda (bez PVE) / hydro (excluding HPS)	1 114	1 119	1 124	1 129	1 134	1 139	1 144	1 149	1 154
vítr / wind	343	789	1 234	2 029	2 824	3 619	4 414	5 209	6 000
slunce / solar	2 096	4 959	7 822	11 352	14 882	18 412	21 942	25 472	29 000
přečerpávací vodní elektrárny / HPS	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170
denní akumulace / daily accumulation	2	125	1 139	2 118	3 105	4 094	5 084	6 072	7 056
sezónní akumulace / seasonal accumulation	0	0	0	0	400	900	1 400	1 900	2 000
celkem / total	22 337	23 711	28 177	33 058	38 144	44 280	50 373	56 623	62 429

Tabulka 4 • Table 4

Nízkouhlíková – konzervativní – instalovaný výkon (MW)**Low-Carbon – Conservative – installed capacity (MW)**

druh primární energie / primary energy source	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
hnědé uhlí / brown coal	8 872	7 057	6 913	6 038	1 941	1 023	808	808	0
černé uhlí / hard coal	1 321	819	819	413	410	430	261	261	0
zemní plyn / natural gas	1 960	1 973	2 080	2 955	5 702	6 781	6 964	7 210	7 919
jaderná energie / nuclear	4 290	4 290	4 290	4 290	5 490	5 490	7 050	7 050	8 250
biomasa / biomass	496	609	697	704	703	745	750	750	756
bioplyn / biogas	395	438	481	524	567	610	654	654	654
voda (bez PVE) / hydro (excluding HPS)	1 114	1 119	1 124	1 129	1 134	1 139	1 144	1 149	1 154
vítr / wind	388	578	775	1 271	1 726	2 085	2 360	2 530	2 604
slunce / solar	2 155	3 535	4 747	7 607	10 736	12 173	12 957	13 169	13 328
přečerpávací vodní elektrárny / HPS	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170
denní akumulace / daily accumulation	7	96	537	1 043	1 566	1 982	2 359	2 700	3 037
ostatní / other	254	308	323	333	339	353	368	373	382
celkem / total	22 421	21 993	23 956	27 477	31 483	33 981	36 845	37 823	39 254

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA ELEKTROENERGETIKY STŘEDNÍ EVROPY SOURCE BASE OF THE ELECTRICITY INDUSTRY IN CENTRAL EUROPE

Střednědobý horizont

Instalovaný výkon větrných a fotovoltaických zdrojů v Německu již dnes převyšuje výkon zdrojů na fosilní paliva. Tento proces bude dále pokračovat s tím, že v prvních čtyřech letech se očekává radikální proměna německé výrobní základny. Do konce roku 2022 budou odstaveny poslední německé jaderné bloky, jejichž současná kapacita (9,5 GW) nebude nahrazena komplementárním zdrojem vhodným pro základní zatížení. Naopak se v tomto období sníží instalovaný výkon uhelných elektráren o dalších téměř 13 GW.

Dosavadní silně proexportní bilance německé elektroenergetiky se tak během několika let posune směrem k rostoucí závislosti na importu elektřiny. V ostatních zemích regionu bude probíhat podobný proces v rámci uhelných elektráren, s výjimkou Polska, které přestože sníží podíl uhlí na výrobě elektřiny na úroveň 60% (z necelých 77% v roce 2018), nadále prosazuje výstavbu nových uhelných bloků o celkové kapacitě až 4,2 GW. Z jaderných zdrojů bude v tomto období dokončen třetí a čtvrtý blok slovenské elektrárny v Mochovcích a za příznivých okolností také nový blok maďarské JE Paks.

Dlouhodobý horizont

Po roce 2030 by se instalovaný výkon jaderných elektráren v regionu měl navýšit zásluhou zemí Visegrádské čtyřky. Především v případě Maďarska, Slovenska a částečně i Polska jsou nové bloky jaderných elektráren nezbytné pro zlepšení současné negativní obchodní bilance, případně může ve slovenském případě dojít k obratu z bilance importní na exportní. V kontextu vývoje zdrojové základny v dominantní energetice regionu, v Německu, bude poptávka po elektřině ze stabilních zdrojů postupně narůstat. Dohromady by měl instalovaný výkon jaderných zdrojů v regionu dosáhnout 18 GW v roce 2040. Další bloky by mohly vzniknout také v ČR jako náhrada za ukončení stávajících bloků v Dukovanech v letech 2046 a 2048.

Medium-term horizon

In Germany, today's installed capacity of wind and photovoltaic sources exceeds the capacity of fossil fuels fired sources. The process is to continue and a radical change of German production base is to be expected in the forthcoming four years. The last nuclear units in Germany are to be decommissioned by the end of 2022 and their present capacity (9.5 GW) will not be replaced by a complementary source suitable for covering baseload. On the contrary, the installed capacity of coal power plants will be decreased by another almost 13 GW in this period.

The strongly pro-export balance of the German energy sector will thus turn into a highly import one over the next few years. In other countries of the region, similar processes are to take place within coal power plants with the exception of Poland which, despite the fact that it is going to reduce the coal share in electricity generation down to 60% (from almost 77% in 2018), still promotes construction of new coal units with total capacity of up to 4.2 GW. As for nuclear blocks, the third and fourth blocks of the Mochovce power plant in Slovakia are to be completed and, under favourable circumstances, also the first unit of the Paks NPP in Hungary.

Long-term horizon

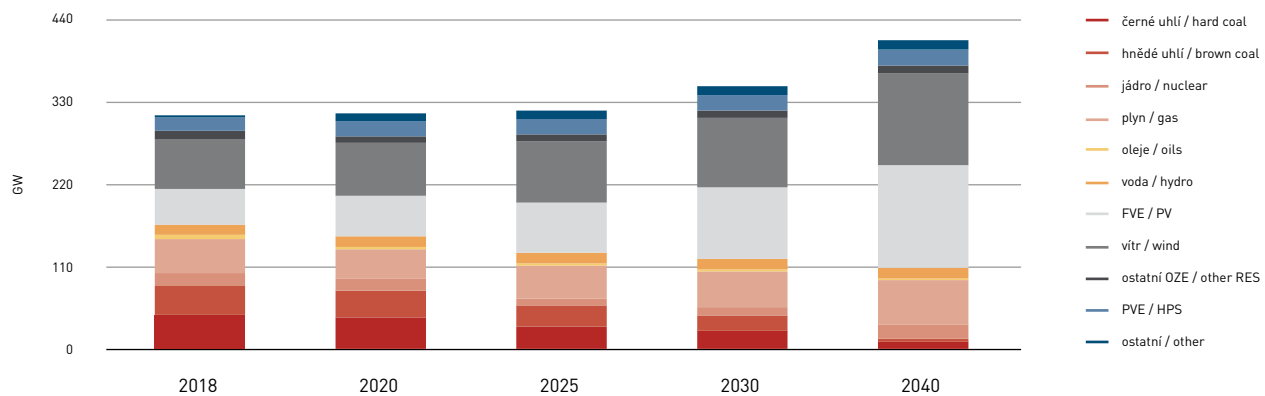
After 2030, installed capacity of nuclear power plants in the region shall rise thanks to the Visegrád Group countries. The new nuclear blocks are especially important for Hungary, Slovakia and partly also Poland as they are indispensable to improve their currently negative trade balance; in the case of Slovakia, the balance can potentially turn from import to export one. In context of the development in Germany, the dominant energy industry in the region, the demand for electricity from stable sources will grow continuously. Installed capacity of all nuclear sources in the region shall amount to 18 GW in 2040. Other units might be constructed as a replacement of the decommissioned blocks in Dukovany in 2046 and 2048.

Výrazný rozvoj by se měl odehrát na poli plynových elektráren (růst až o 15 GW do roku 2040), přestože se budoucí pozice zemního plynu jeví méně předvídatelná vzhledem k povaze zemního plynu jakožto fosilního paliva. Očekává se nicméně, že plynové zdroje budou díky flexibilitě ve spotřebě i skladování spouštěny jako nezbytný zdroj v situaci rozsáhlého instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů energie. Zároveň budou také mnohem častěji využívány v základním pásmu (tři až pět tisíc hodin ročně). Dominantním zdrojem v regionu budou však větrné a fotovoltaické elektrárny, které v roce 2040 dosáhnou téměř dvoučtvrtinového podílu na celkovém instalovaném výkonu. Hlavní potenciál rozvoje skýtají přímořské oblasti na severu Německa a Polska pro výstavbu větrných parků, zatímco fotovoltaické elektrárny by se měly rozšířit geograficky rovnoměrně ve všech zemích regionu.

Considerable development should take place in gas fired power plants (increase by up to 15 GW by 2040) though future position of natural gas seems to be less predictable due to its nature of a fossil fuel. In the situation of large installed capacity of RES, gas sources are however anticipated to provide quick starting reserve, due to their flexibility in consumption and storage. They are also to be much more frequently used in the basic range (3000 to 5000 hours per year). The dominant sources in the region are to be wind and photovoltaic power plants that shall reach a nearly two thirds share in total installed capacity in 2040. Seaside areas in the north of Germany and Poland offer the main development potential for wind parks while the PV power plants shall be used rather evenly in countries of the region.

Obrázek 12 • Figure 12

Zdrojová základna středoevropského regionu – uvažovaný rozvoj Source base in Central Europe - anticipated development



ZDROJOVÁ ZÁKLADNA ES ČR

SOURCE BASE OF THE CZECH REPUBLIC POWER SYSTEM

Střednědobý horizont

- V období let 2020 až 2023 dojde k odstavení řady výroben z titulu neplnění limitů emisí. Jde o zdroje, s nimiž se již delší dobu nepočítá v bilanci. Půjde například o zdroje Prunéřov I, Ledvice 2 [již odstaveno], Mělník II, Mělník III a Tisová I.
- Výrazný útlum hnědouhelných elektráren povede patrně k poklesu exportního salda ES ČR.
- S docházejícím hnědým uhlím bude u vybraných teplárenských výroben docházet ke změnám palivové základny částečně na zemní plyn, částečně na biomasu. Předpokládá se i využití tepla z JE Temelín k zásobování Českých Budějovic již od roku 2023, a to ve všech případových studiích.
- Může dojít ke změnám v uplatnění bioplynu. Vzhledem k tomu, že přímé spalování bioplynu v místech jeho produkce bez významnějšího uplatnění dodávkového tepla není energeticky efektivní, může dojít k zastavení rozvoje bioplynových elektráren a přesměrování produkce bioplynu směrem k jeho úpravě na čistý metan a využití přímo v plynárenské síti s minimálně dvojnásobnou energetickou efektivností.
- Poroste podíl zdrojů s obtížně predikovatelnou výrobou. Půjde zejména o fotovoltaické zdroje, ale i o větrné elektrárny. Takto uspořádaná soustava bude klást stále větší požadavky na zajištění regulovatelnosti v čase – dostatečné množství rychle regulujících zdrojů a systémy akumulace elektřiny. Narůstající množství fotovoltaických zdrojů bude vyžadovat řešení toků jalových výkonů, což bude znamenat úpravy v systému regulace napětí, zejména v sítích nízkého napětí.
- Omezené možnosti jsou i v případě spalování komunálního odpadu. Celková produkce komunálních odpadů zatím poskytuje prostor pro další spalovny, kdy pro stávajících 14 krajů jsou k dispozici 4 spalovny. Nicméně vzhledem k tomu, že bude narůstat třídění odpadů pro účely recyklace, nelze počítat s tím, že by výroba elektřiny spalováním komunálního odpadu mohla zásadním způsobem řešit energetickou dysbalanci jiných primárních zdrojů, a to ani v pozdějším období.
- Nelze předpokládat výraznější změny v hydroenergetice, protože energeticky využitelné lokality jsou již obsazeny, růst produkce může být ovlivněn jen uplatněním nových drobných zdrojů nebo nárůstem efektivity využití hydroenergie při rekonstrukci stávajících výroben. Teoreticky je možné

Medium-term horizon

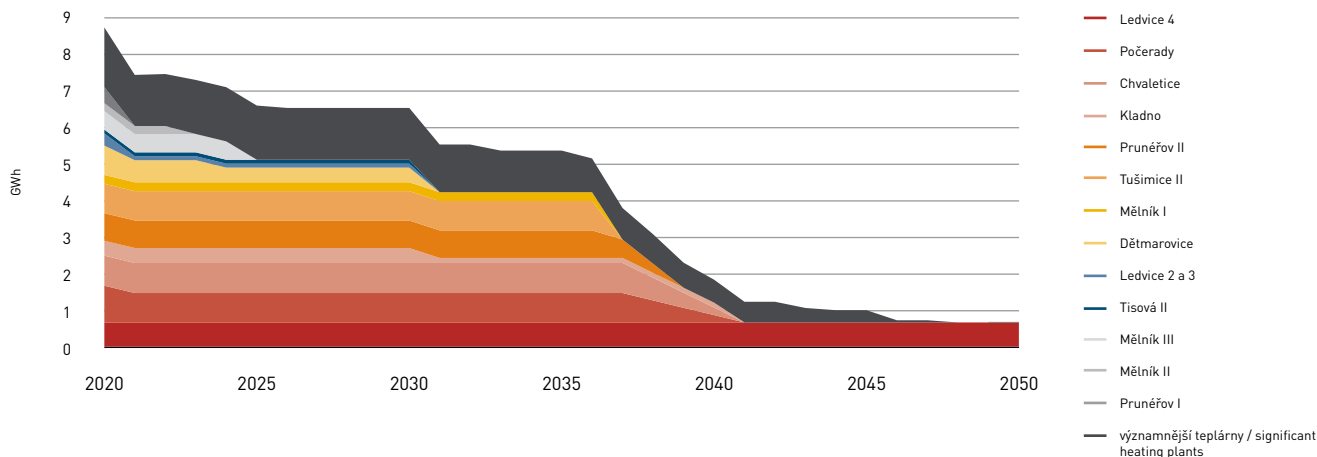
- In the period between 2020 and 2023, a number of plants will be decommissioned due to non-compliance with emission limits. Decommissioning of these sources have been foreseen for a long time. For example, sources Prunéřov I, Ledvice 2, Melnik II, Melnik III and Tisova I.
- Significant decline in brown coal fired power plants capacity will probably lead to a decrease in the electricity export balance.
- As the brown coal is running out, affected heating plants will change their fuel base partly to natural gas, partly to biomass. The use of heat from the Temelín NPP is also expected to be used to supply České Budějovice since 2023, in all case studies.
- Changes in the application of biogas are also to be anticipated. As direct firing of biogas at the points of its production is not energy efficient unless heat supplies are provided in a large scope, the development of biogas power plants may stop and the biogas production be "redirected" towards its processing to pure methane and its direct use in gas network with at least double energy efficiency.
- The share of sources with intermittent production, mainly the photovoltaic but also wind power plants, will grow. Considerable demands on regulation - sufficient amount of quick-reacting regulation sources, systems of electricity accumulation and "non-electric" accumulation (hydrogen generation, or the next step, i.e. production of synthetic methane) will result from such composition of power source base. Huge amount of photovoltaic sources will raise the issue of reactive power which requires a system of voltage regulation especially in low voltage networks.
- Opportunities for incineration of municipal waste are also limited. Total production of municipal waste currently gives scope to new incineration plants as there are 4 incineration plants for 14 administration regions. Nevertheless, with respect to the fact that sorting of waste for the sake of recycling will grow, electricity generation by incinerating municipal waste cannot be anticipated to principally solve energy imbalance of other primary sources.
- No great changes can be expected in the hydroelectric sector as all exploitable locations have been occupied and the increase in production can only be affected by application of new small-scale sources or by increased efficiency within renovation of the existing plants. In theory, only a potential construction of a pumped storage hydroelectric power plant can be considered.

uvažovat pouze s výstavbou přečerpávací vodní elektrárny. Geograficky vhodných lokalit je řada, všechny záměry v posledních zhruba 30 letech však skončily bez realizace.

There is a number of geographically suitable locations however, all intentions ended up with no implementation.

Obrázek 13 • Figure 13

Útlum rozhodujících uhelných elektráren Decline in the main coal power plants



Dlouhodobý horizont

- V období do roku 2040, především v období let 2035 až 2040, dojde ke značnému útlumu uhelné energetiky. V této časové etapě půjde o souběh vyčerpání některých ložisek těžby a technického dožití zařízení těchto elektráren. Bude vyčerpána technická životnost kotelního parku, turbín i odsiřovacích zařízení. V letech 2035 až 2040 bude tedy ukončen provoz několika velkých hnědouhelných elektráren, konkrétně půjde o Tušimice II, Pruněřov II, Chvaletice a Počeradky. Rok 2040 by ale neměl být definitivním koncem uhelné energetiky, např. blok Ledvice 4 by měl být v provozu zhruba do roku 2055, což odpovídá jeho technické životnosti a koresponduje s existujícími zásobami uhlí.
- Významným způsobem se změní skladba primárních energií pro energetiku. Podstatný pokles podílu uhlí bude mít za následek vedle navýšení podílu obnovitelné energie především významný nárůst podílu zemního plynu. Jeho role bude zejména v teplárenství, kde ve značné míře bude muset nahradit dosavadní roli uhlí, ale uplatní se ve srovnání se současností výrazně více i při samostatné výrobě elektřiny.
- Celkový instalovaný elektrický výkon ES ČR vzroste ze současných 22,3 GW na celkový výkon v roce 2060 (bez akumulčních systémů, ale včetně stávajících PVE):
 - 27,9 GW v Konceptní případové studii,

Long-term horizon

- In the period up to 2040, especially in the period from 2035 to 2040, there will be a significant decline in coal produced power. Within this period, deposits in some of the mining locations will be exhausted concurrently with reaching technical lifespan of the power plants. The technical lifetime of the boiler park, turbines and desulphurization plants will be reached. In the years 2035 to 2040, several large brown coal fired power plants will be decommissioned, namely Tušimice II, Pruněřov II, Chvaletice and Počeradky. 2040 should not be the definitive end of coal power, e.g. Ledvice 4 unit should be in operation by around 2055, which corresponds to its lifetime and corresponds to existing coal reserves.
- The composition of primary energies for the energy sector will change significantly. A substantial decrease in the share of coal will result in a significant increase in the share of natural gas. Its role will be especially in the heating industry, where it will replace the existing role of coal to a large extent, but it will be used more significantly in the independent production of electricity compared to the present.
- The total installed electrical capacity of the Czech power system will in 2060 increase from the current 22.3 GW to the total output (without storage systems, but including existing HPS):
 - 27.9 GW in the Conceptual case study,

- 53,4 GW v případové studii Nové technologie,
- 36,2 GW v Konzervativní případové studii.
- Nárůst OZE, zejména rozvoj FVE a VTE, bude znamenat velký počet zdrojů malého výkonu, naproti tomu například jaderné elektrárny budou mít větší jednotkové výkony, zanikne značná část uhelných bloků se stovkovými výkony.
- OZE budou stále přibývat rychleji než dosud, což bude stále více ovlivňovat provoz elektrických sítí, protože nové OZE budou většinou decentralní.
- Protože stávající uhelné elektrárny jsou zdroji s dobrými regulačními schopnostmi, povede jejich odstavení k narušení bilance regulačních výkonů. To bude nutno řešit výstavbou nových zdrojů zajišťujících regulaci, například zdrojů se spalovacími jednotkami na zemní plyn. V případové studii Konceptční je to řešeno 3 zdroji s plynovými motory po 40 MW, v případové studii Nové technologie 8 spalovacími turbínami po 160 MW, v případové studii Konzervativní pak kombinací obou typů (3 × plynové motory po 40 MW a 5 × plynová turbína po 160 MW).
- Pro zajištění denní akumulace elektřiny bude v Konceptční případové studii nutný výkon ve výši 570 MW k roku 2060, v případové studii Nové technologie asi 7 000 MW a v případové studii Konzervativní asi 3 000 MW.
- Vzhledem k velkému rozsahu OZE v případové studii Nové technologie zde bude nutno uplatnit i akumulaci sezónní, což bude jiná než elektrická akumulace – bude to akumulace ve formě výroby vodíku o celkovém rozsahu 2 000 MW. Ve všech studiích je navíc uvažováno využívání PVE pro akumulaci s celkovým výkonem 1,2 GW.
- Ve vazbě na dožívání tepláren na uhlí poroste výkon v malých kogeneračních jednotkách na zemní plyn – ze současných asi 390 MW vzroste do roku 2060 na více než 800 MW v případových studiích Konceptční a Konzervativní a na asi 1 200 MW v případové studii Nové technologie.
- 53.4 GW in the New Technologies case study,
- 36.2 GW in the Conservative case study.
- The increase in RES, in particular the development of PV and wind turbines, will mean a large number of sources of low-installed capacity. The source base will therefore be highly spread in terms of installed capacity per production unit in the future.
- RES are to be on the increase much faster than at present. It will affect operation of electrical grids as the new RES will mostly be distributed.
- As the present coal power plants provide also ancillary services, their decommissioning will result in imbalance of regulation capabilities. This deficit will have to be settled by construction of new regulating sources, for example natural gas fired simple cycle units. In the Conceptual case study, the issue is solved by 3 gas engine units by 40 MW each, in the New Technologies case study by 8 SCGT by 160 MW each, in the Conservative case study then by combination of both the above types (3 × gas engines by 40 MW each and 5 × SCGT by 160 MW each).
- To ensure daily electricity accumulation, capacity of 570 MW will be required in the Conceptual study by 2060, capacity of ca. 7,000 MW in the New Technologies case study and capacity of ca. 3,000 MW in the Conservative case study.
- With respect to the large scope of RES in the New Technologies case study, seasonal accumulation will also have to be applied in the form of hydrogen generation in total scope of 2,000 MW. All case studies moreover anticipate use of pumped storage hydroelectric power plants for accumulation with total capacity of 1.2 GW.
- In relation to ending lifespan of coal heating plants, capacity of small-scale CHP units using natural gas will grow - from the present 390 MW to more than 800 MW in the Conceptual and Conservative case studies and to ca. 1,200 MW in the New Technologies case study.



Energetika čelí výzvám, které jsou spojeny především se snižováním emisí skleníkových plynů.

Energy industry faces challenges that are mainly related to reducing greenhouse gas emissions.

POPTÁVKA ELEKTŘINY DEMAND FOR ELECTRICITY

Nejvýraznějšími prediktory poptávky elektřiny jsou tradičně ekonomika, demografie a z nových oblastí elektromobilita spolu s náhradou fosilních paliv v energetické bilanci. Přes snahu o energetické úspory a navyšování venkovních teplot převládají střednědobě i dlouhodobě na celoevropské úrovni prorůstové vlivy na poptávku elektřiny. Růst poptávky je očekáván také pro ČR. Vývoj spotřeby je řešen pro několik konkrétních oblastí: výrobní sféra, domácnosti, elektromobilita a přechod k decentrální zásobování teplem.

Střednědobý horizont

Vývoj poptávky výrobní sféry závisí především na tvorbě přidané hodnoty a je velmi podobný ve všech řešených případových studiích. Patrná je prorůstová tendence a v roce 2030 lze očekávat poptávku přibližně 53,8 TWh (nárůst o 13 %). Poptávku sféry domácnosti velmi ovlivňují demografické aspekty, respektive očekávaný výhled počtu domácností (oproti minulé verzi studie výrazně vzrostl výhled počtu obyvatel i domácností) a v roce 2030 jich bude okolo 4,8 mil. Ve střednědobém horizontu dojde opět k obdobnému nárůstu u všech případových studií a poptávka domácností vzroste o necelých 12% na 17,1 TWh. V případě elektromobility jsou již patrné rozdíly, které jsou dány tím, že v nízkouhlíkových studiích dojde k rozvoji elektromobility dříve než v Koncepční studii. Pro rok 2030 lze očekávat poptávku přibližně 2 TWh, resp. 0,9 TWh. Celkově poptávka na úrovni TNS vzroste přibližně o 15% (oproti roku 2018) a bude okolo 72 TWh (včetně elektromobility), mezi jednotlivými případovými studiemi jsou malé rozdíly.

The major predictors of electricity demand are economic performance, demography and newly also electromobility along with the level of fossil fuel replacement in the energy balance. Despite efforts to save energy and the increasing outside temperatures, the pro-growth trends affecting electricity demand in both the medium and long term still prevail throughout Europe. Rising demand is also expected in the Czech Republic. Progressive development in power consumption is being addressed in several specific areas: the production sector, households, electromobility and transition to local heating.

Medium-term horizon

The level of demand development in the production sector depends primarily on the creation of added value and is very similar in all case studies under consideration. Based on the apparent pro-growth trend, demand is expected to increase to approximately 53.8 TWh (a 13% rise in 2030). Household demand is greatly affected by demographic aspects, or rather the expected outlook for the number of households as estimates have gone up significantly over time and the number of households is projected to reach 4.8 million in 2030. In the medium term, all case studies will experience a similar growth rate, causing the demand to increase by nearly 12% to 17.1 TWh. Some differences can be seen with respect to electromobility which is expected to develop earlier in low-carbon case studies than in the Conceptual case study. Electricity demand will reach approximately 2 TWh, or 0.9 TWh, in 2030. The overall demand at the level of domestic net consumption (DNC) will increase by approximately 15% (compared to 2018), reaching about 72 TWh (including electromobility); this applies to all case studies as the differences between them are minimal.

Dlouhodobý horizont

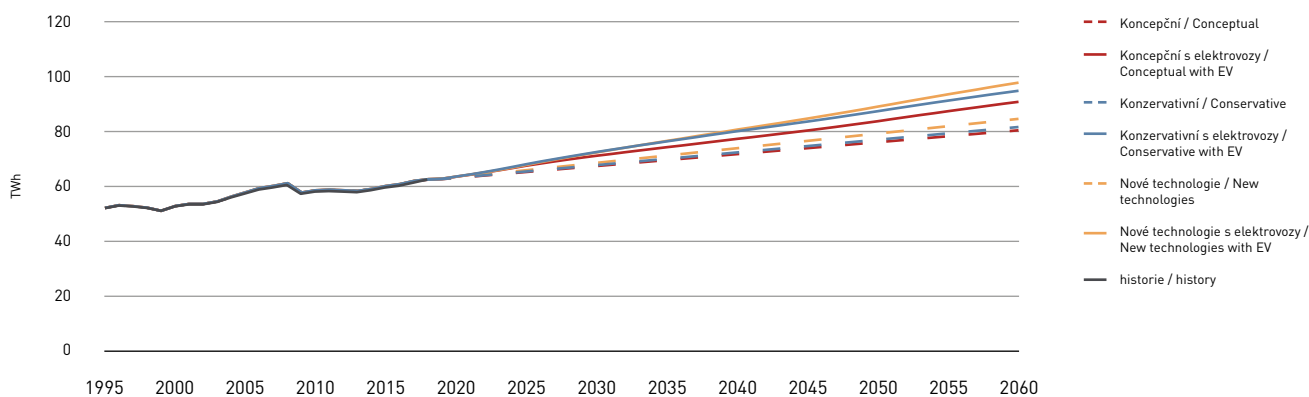
Podobné trendy jako ve střednědobém horizontu jsou patrné i v tom dlouhodobém. Poptávka výrobní sféry do roku 2060 vzroste na 63 TWh (nárůst o třetinu ve srovnání s rokem 2018), přitom disproporce mezi jednotlivými případovými studii jsou opět minimální. Počet domácností bude kulminovat mezi roky 2040 až 2050, měrná spotřeba domácností poroste po celý dlouhodobý horizont a v důsledku toho lze vidět nárůst také u poptávky domácností. Nejvyšší poptávka 22,2 TWh se očekává pro studii Nové technologie, 20 TWh pro studii Konzervativní a 18,6 TWh pro Koncepční studii. Nejvyšší nárůst ve srovnání s dneškem je patrný u elektromobility. Velmi výrazně vzroste podíl elektromobilů na vozovém parku (zde jsou podíly zmíněny jen pro nejvýraznější kategorii vozidel M1): u Koncepční studie to bude v roce 2060 přibližně 61% a u obou nízkouhlíkových 74%. To bude znamenat nárůst poptávky na 13,1 TWh, resp. 10,3 TWh u Koncepční studie. Nejvyšší poptávku v roce 2060 na úrovni TNS (včetně elektromobility) dosáhne studie Nové technologie 98,5 TWh (nárůst o 57% oproti roku 2018), u Konzervativní studie bude poptávka 95,6 TWh (nárůst o 52,3%) a u Koncepční studie 91,6 TWh (nárůst o 46%).

Long-term horizon

Trends similar to those indicated in the medium term can also be observed in the long term. The production sector demand will rise to 63 TWh by 2060 (a one-third increase compared to 2018) while any disproportion between individual case studies will remain minimal. The number of households will peak between 2040 and 2050. As specific consumption continues to go up, household demand will also increase over the long term. The demand is expected to peak at 22.2 TWh in the New Technologies case study, at 20 TWh in the Conservative case study and at 18.6 TWh in the Conceptual case study. Electromobility is likely to experience the biggest increase compared to present day. The share of electric cars will rise substantially (the data provided here apply to the M1 category only), amounting to 61% in the Conceptual case study and up to 74% in either of the low-carbon case studies in 2060. This translates into an increase in demand of up to 13.1 TWh, or 10.3 TWh in the Conceptual case study. In 2060, the highest demand at the DNC level (including electromobility) is observed in the New Technologies case study, namely 98.5 TWh (a 57% increase compared to 2018); in the Conservative case study the demand will reach 95.6 TWh (a 52.3% increase) and in the Conceptual case study 91.6 TWh (a 46% increase).

Obrázek 14 • Figure 14

Tuzemská netto spotřeba Domestic net consumption



Tabulka 5 • Table 5

Poptávka elektřiny bez elektromobility – Koncepční (GWh)**Demand for electricity without electromobility - Conceptual (GWh)**

	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
VO / wholesale sector	38 740	39 318	39 377	39 837	42 323	44 437	45 856	46 931	48 661	50 960
MO celkem / total low consumption sector	23 402	23 445	23 577	23 853	25 204	26 215	27 003	27 676	28 943	30 287
MOP / commercial sector	8 115	8 131	8 144	8 255	8 861	9 398	9 800	10 146	10 812	11 605
MOO / households	15 286	15 314	15 433	15 598	16 344	16 817	17 202	17 530	18 130	18 682
Tuzemská netto spotřeba / domestic net consumption	62 141	62 763	62 953	63 690	67 527	70 652	72 858	74 607	77 604	81 247
Ztráty celkem / total losses	4 364	4 299	4 155	4 165	4 396	4 578	4 700	4 792	4 940	5 116
ztráty PS / TS losses	1 194	1 149	944	924	962	990	1 003	1 010	1 015	1 051
ztráty DS / DS losses	3 170	3 151	3 211	3 242	3 434	3 589	3 697	3 782	3 925	4 066
TNS včetně ztrát / DNC, incl. losses	66 505	67 062	67 108	67 855	71 923	75 231	77 558	79 398	82 544	86 363

Tabulka 6 • Table 6

Poptávka elektřiny bez elektromobility – Nové technologie (GWh)**Demand for electricity without electromobility - New Technologies (GWh)**

	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
VO / wholesale sector	38 740	39 318	39 375	39 832	42 313	44 520	46 027	47 186	49 069	51 558
MO celkem / total low consumption sector	23 402	23 445	23 583	23 854	25 067	26 221	27 351	28 500	31 014	33 829
MOP / commercial sector	8 115	8 131	8 143	8 254	8 858	9 394	9 796	10 141	10 804	11 597
MOO / households	15 286	15 314	15 439	15 600	16 209	16 826	17 555	18 359	20 210	22 232
Tuzemská netto spotřeba / domestic net consumption	62 141	62 763	62 958	63 687	67 380	70 741	73 378	75 686	80 083	85 387
Ztráty celkem / total losses	4 364	4 299	4 155	4 165	4 386	4 584	4 734	4 861	5 098	5 377
ztráty PS / TS losses	1 194	1 149	944	923	960	991	1 011	1 025	1 047	1 104
ztráty DS / DS losses	3 170	3 151	3 211	3 242	3 426	3 593	3 723	3 836	4 051	4 273
TNS včetně ztrát / DNC, incl. losses	66 505	67 062	67 113	67 852	71 767	75 325	78 112	80 547	85 181	90 764

Tabulka 7 • Table 7

Poptávka elektřiny bez elektromobility – Konzervativní (GWh)**Demand for electricity without electromobility - Conservative (GWh)**

	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
VO / wholesale sector	38 740	39 318	39 371	39 826	42 294	44 400	45 813	46 879	48 573	50 862
MO celkem / total low consumption sector	23 402	23 445	23 575	23 896	25 389	26 512	27 446	28 274	29 873	31 575
MOP / commercial sector	8 115	8 131	8 143	8 254	8 858	9 394	9 795	10 140	10 801	11 592
MOO / households	15 286	15 314	15 432	15 642	16 531	17 118	17 651	18 134	19 072	19 983
Tuzemská netto spotřeba / domestic net consumption	62 141	62 763	62 946	63 722	67 683	70 911	73 259	75 153	78 446	82 437
Ztráty celkem / total losses	4 364	4 299	4 154	4 167	4 406	4 595	4 726	4 827	4 994	5 191
ztráty PS / TS losses	1 194	1 149	944	924	965	993	1 009	1 017	1 026	1 066
ztráty DS / DS losses	3 170	3 151	3 210	3 243	3 441	3 602	3 717	3 809	3 968	4 125
TNS včetně ztrát / DNC, incl. losses	66 505	67 062	67 100	67 889	72 089	75 507	77 985	79 980	83 440	87 628

PROVOZ ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY

POWER SYSTEM OPERATION

Dnešní způsob provozu ES ČR bude zachován přibližně do roku 2030. Očekávaný úbytek regulujících zdrojů a nárůst zdrojů decentrálních, často obnovitelných a intermitentních, vyvolá potřebu včas podchytit nové možnosti statické i dynamické flexibility. S ohledem na rozptýlený charakter nových zdrojů bude potřeba jejich provoz řídit pomocí technologicky nebo lokálně orientovaných agregátorů. V případě nezávislých agregátorů půjde o nové subjekty, které zajistí transformaci řady drobných možností flexibility do podoby standardních měřitelných a obchodovatelných produktů. Rozvoj výrobní základny a podpůrných opatření provozu je ve všech případových studiích navržen tak, aby byl zajištěn provoz s požadovanou normou spolehlivosti. Podpůrná opatření jsou nasazována v nákladově nejvýhodnějším pořadí, tedy od nejsnáze a nejlevněji realizovatelných (řízení spotřeby, elektrokotle) po ta nejdražší (technologie P2G).

Střednědobý horizont

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

Tuzemská poptávka po elektřině (včetně ztrát v sítích) se do roku 2030 zvýší přibližně o 9 TWh. Ze zdrojů se nejdynamičtěji rozvíjejí i v oblasti dodávek elektřiny OZE. V případové studii Nové technologie téměř pokrývají přírůstek tuzemské poptávky, jinak postačují z 30 až 50 %. Dodávky elektřiny ze zemního plynu narůstají v řádu stovek GWh. Dodávky z hnědého uhlí vlivem odstavení zdrojů přestávají být dominantní v roce 2025, kdy klesnou na (pod) úroveň dodávek z JE. Celkově se sníží o 7,5 až 9,5 TWh. Vzniklý deficit, včetně zbývajících nárůstu poptávky, je pokryt snížením dosud stále vysokého exportního salda o 9,5 až 12,2 TWh.

Provoz v celém období do roku 2030 je bez větších výkyvů u všech případových studií (včetně NKEP), o čemž svědčí i ukazatele využití pohotového výkonu vybraných zdrojů. Jaderné bloky pracují téměř s plným využitím. U zdrojů spalujících tuhá paliva využití začíná okolo 65 % a jen pomalu klesá; u případových studií Nové Technologie a Konzervativní

Today's manner of operation of the CZ PS will be maintained approximately until 2030. The anticipated decrease in regulating sources and increase in distributed sources, which are often renewable and so intermittent, creates the need for timely advancement of the new static and dynamic flexibility potential. Given the dispersed character of new sources, their operation will have to be controlled via technologically or locally-oriented aggregators. Independent aggregators will include new entities that will transform numerous minor flexibility capabilities in the form of standardized measurable and marketable products. Development of the generation base and measures supporting operation in all case studies is designed to ensure operation with the required standard of reliability. Supporting measures are introduced in the order best suited for cost efficiency; i.e. beginning with the easiest and least costly to implement (demand side management, electric boilers) and progressing towards the most expensive ones (P2G technology).

Medium-term horizon

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

Domestic electricity demand (including grid losses) will increase by 9 TWh by 2030. RES represent the most dynamically developing sources, including in terms of electricity supplies. In the New Technologies case study, RES nearly cover the increase in domestic demand; otherwise, they accommodate anywhere between 30 to 50% of the demand. Electricity supplies from natural gas increase in volume by hundreds of GWh. As sources are gradually decommissioned, supplies from brown coal lose their dominant role in 2025 when they drop to the level of supplies from nuclear power plants. Overall, they will decrease by 7.5 to 9.5 TWh. The incurred deficit, including the remaining growth in demand, is covered by a decrease in the still high export balance by 9.5 to 12.2 TWh.

The operation is otherwise free from serious deviations up until 2030, which is also evidenced by available capacity utilisation indicators (the same is true for NECP variant). Nuclear units are running at nearly full capacity. Utilisation in solid-fuel fired units starts at around 65%, decreasing very slowly; however, RES and

přítom vlivem OZE a cen povolenek klesá poněkud rychleji. Opačným směrem se tento vliv projevuje u zdrojů spalujících zemní plyn, u kterých se využití pohybuje blízko 30 %.

Především pro zajištění provozovatelnosti elektrických sítí se postupně počítá s instalací 100 až 280 MW denní akumulace. K tomu se od roku 2025 u případových studií Nové Technologie, resp. Konzervativní postupně přidává systémová denní akumulace, jejíž instalovaný výkon v roce 2030 dosahuje 860, resp. 320 MW.

Dlouhodobý horizont

Pouze v případové studii Nové technologie stoupají dodávky elektřiny z OZE přibližně stejným tempem jako tuzemská poptávka po elektřině (to platí v celoročním objemu, avšak nikoliv v noci či v zimě). V ostatních případových studiích stoupají mnohem pomaleji, výsledkem je tedy dílčí deficit. Vedle toho ve všech studiích razantně [zejména do roku 2041, o 22 až 24 TWh] klesají dodávky elektřiny z uhlí.

Velká část odstavených zdrojů elektřiny je zároveň více či méně významnými producenty dodávkového tepla do CZT. U těch významných lze dle podmínek v lokalitě uvažovat o výstavbě teplotně paroplynového zdroje dimenzovaného dle místních potřeb dodávky tepla, avšak s kondenzační částí navrženou pro využití volného kotelního výkonu. Ve většině takových případů dochází ke zvýšení možné roční dodávky elektřiny oproti dosavadnímu zdroji v dané lokalitě, a to při dobrých regulačních schopnostech. V letech 2031 až 2041 je takto nově instalován výkon 2 766 MW shodně ve třech hlavních případových studiích.

Pro pokrytí části nebo celého zbývajících deficitu výkonu nebo dodávky se naposledy v roce 2031 využije poklesu exportního salda. Od tohoto roku se již saldo cíleně udržuje na ročních objemech blízkých nule. Prostředky k zajištění provozu ES jsou však již značně diferencované.

V případové studii Konceptní by ES byla jinak výkonově i energeticky deficitní. V letech 2031 až 2041 je proto instalováno dalších 2 130 MW paroplynových bloků na elektřinu, které při pokračujícím rozvoji OZE doplňuje počínaje rokem 2037 celkem 120 MW v plynových motorech v roli stojících rychlé rezervy. Dodávky elektřiny ze zemního plynu stoupnou téměř o 23 GWh; na tom se podílejí i přírůstky malé a mikro-kogenerace.

V případové studii Nové Technologie je ES díky vyššímu rozvoji OZE zpočátku bilančně vyrovnaná. K tomu přispívá i rychlejší rozvoj malé kogenerace a při jejím výrazném

emission allowance prices cause it to decrease somewhat faster in the New Technologies and Conservative case studies. This manifests in the opposite direction in natural gas-fired power plants where utilisation is close to 30%.

Approximately 100 to 280 MW of daily accumulation will need to be installed to ensure operability of electrical networks. This is in addition to system-controlled daily accumulation, added in 2025, with installed capacity reaching 860 and 320 MW in the New Technologies and Conservative case studies respectively in 2030.

Long-term horizon

In the New Technologies case study only, electricity supplies from RES increase at approximately the same pace as domestic electricity demand (as the annual volume, not e.g. at night and winter time). Electricity supplies increase much slower in the remaining case studies, resulting in a partial deficit. Moreover, electricity supplies from coal see a sharp decline in all case studies (especially up to 2041 with supplies decreasing by as much as 22 to 24 TWh).

Many of the decommissioned electricity sources are concurrently more or less important producers of heat supplies for district heating. For the important ones, construction of heating combined cycle gas units based on local conditions and heat supply requirements may be considered, provided the condensation component is designed to enable utilisation of the available boiler capacity. The majority of these cases would involve an increase in potential annual electricity supplies compared to the existing local source, while good regulation capabilities are ensured. This would result in the installation of 2,766 MW capacity identically in all of the three primary case studies.

The decrease in export balance is considered in 2031 for the last time to compensate for a part of or the entire capacity and/or supply deficit. After this, the balance is deliberately maintained at annual levels close to zero. However, the resources required to facilitate operation of the PS are already highly differentiated.

The power system would otherwise be both capacity and energy deficient in the Conceptual case study. Accordingly, the 2031–2041 period sees the installation of additional 2,130 MW combined cycle units for electricity generation, supplemented, in 2037, with another 120 MW of emergency standby reserve in gas engines as RES continue to develop. Electricity supplies from natural gas will increase by almost 23 GWh, partly thanks to the growth in small and micro CHP systems.

In the New Technologies case study, the power system balance is initially stable owing to ongoing developments in RES. A secondary

využití i k regulačním účelům se odkládá výstavba plynových bloků v roli stojící rezervy až do let 2037-2040. V jednotkách SCGT je tehdy nainstalováno postupně celkem 1 280 MW, nutných i z pohledu celkové výkonové bilance. Paroplynové bloky přispívají energetické (výrobní) bilanci zvýšeným využitím pohotového výkonu a dodávky elektřiny ze zemního plynu v letech 2031 až 2041 celkově stoupají o necelých 17 TWh.

V případové studii Konzervativní je díky střednímu rozvoji OZE i malé kogenerace nutno posilovat (jen) výkonovou bilanci ES. V roli stojící rezervy je v letech 2031 až 2040 nainstalováno postupně celkem 760 MW zdrojů na zemní plyn. Dodávky elektřiny ze zemního plynu v letech 2031 až 2041 celkově stoupají, avšak jen o 13 TWh. Od roku 2039 se totiž počítá s provozem nového jaderného bloku v Temelíně a s tím spojeným přírůstkem dodávek elektřiny z JE o více než 7 TWh.

V období let 2041 až 2060 klesají dodávky elektřiny z uhlí ve všech třech případových studiích, a to o 6,5 až 7 TWh.

V případové studii Koncepční dodávky z JE stoupnou v důsledku obnovy JE Dukovany dvěma bloky 1 200 MW i při stále vysokých hodnotách využití přibližně jen o 2,5 TWh. Dominantním nahrazujícím primárním palivem je zemní plyn. Pokračující náhrady uhelných teplárenských zdrojů po jejich dožití znamenají přírůstek 1 200 MW instalovaného výkonu v paroplynových blocích. K nim se podle potřeb výkonové a výrobní bilance ES postupně přidává 1 720 MW v paroplynových blocích na elektřinu. Dodávky elektřiny ze zemního plynu se postupně zvýší o dalších 18 TWh. Je zřejmé, že většina přírůstku jde na vrub zvýšení tuzemské spotřeby. Na plynových zdrojích postupně přibývá i množství regulačního výkonu, a proto je potřebný rozvoj denní akumulace po roce 2040 již jen minimální. V koncovém roce dosahuje její instalovaný výkon zhruba 750 MW.

Zbývají dvě nízkouhlíkové případové studie jsou od roku 2056 provozně zcela bez uhlí. Proto rovněž dodávky ze zemního plynu už nestoupají, ale spíše stagnují. Nestaví se žádné paroplynové bloky na elektřinu. Teplárenské paroplynové bloky se staví méně (též kratší doba provozu), a to v závislosti na možnostech nahradit potřebné dodávkové teplo teplem z JE. Oboje je v těchto studiích značně odlišné.

V případové studii Konzervativní pochází jaderné teplo z velkých bloků 1 200 MW, jejichž možnosti dodávek tepla jsou vzhledem k umístění omezené. Teplárenské paroplynové bloky se staví v redukovaném rozsahu instalovaného výkonu

role in this process is also performed by small CHP systems which, if also utilised for regulatory purposes on a large scale, will defer the construction of gas fired units, to be used as a standby reserve, up to 2037–2040. SCGT units will by then have gradually installed up to 1,280 MW in total, required also with respect to power balance. CCGT units contribute to the energy (production) balance via increased utilisation of available capacity, while electricity supplies from natural gas increase overall by almost 17 TWh between 2031 and 2041.

In the Conservative case study, only the power system capacity balance needs to be strengthened thanks to medium-sized developments in both RES and small CHP. The period of 2031–2040 sees the gradual installation of 760 MW in natural gas fired sources utilised as standby reserves. Electricity supplies from natural gas continue to increase between 2031 and 2041, albeit only by 13 TWh in total. It has to do with the commissioning of a new nuclear unit in Temelín NPP, planned for 2039, and the associated increase in electricity supplies from NPP by more than 7 TWh.

In the period from 2041 to 2060, electricity supplies from coal decrease in all three case studies by anywhere between 6.5 to 7 TWh.

In the Conceptual case study, supplies from NPP will increase by no more than 2.5 TWh as a result of the commissioning of two 1,200 MW units at the Dukovany NPP and the high levels of utilisation. Natural gas will be the dominant replacement fuel. Continued replacement of coal-fired heating plants at the end of their lifetime represents an increase of 1,200 MW of installed capacity in CCGT units. They are gradually supplemented, based on power system capacity and energy requirements, with additional 1,720 MW in CCGT units. Electricity supplies from natural gas will steadily increase by further 18 TWh. Most of the increase is clearly due to the rising domestic consumption. As the volume of regulation capacities in gas sources gradually increases, the need for daily accumulation development is only minimal after 2040. In the final year, its installed capacity reaches approximately 750 MW.

The other two case studies are low-carbon and, as such, completely free of coal after 2056. This is also why supplies from natural gas no longer increase but stagnate. No further gas fired units for electricity generation are being built. The construction of heating combined cycle units (shorter operation period) is also on the wane given the potential to replace the required supply heat by heat from NPP. These two aspects vary widely in the case studies under consideration.

In the Conservative case study, nuclear heat comes from large 1,200 MW units with limited supply options due to their location. Heating combined cycle units are constructed within a reduced

710 MW. Velké jaderné bloky jsou dominantními zdroji bezemisní elektřiny, jejich dodávky mezi roky 2041 a 2060 vzrůstají o více než 17 TWh. Regulační možnosti v ES doplňuje trvale se rozvíjející denní akumulace, jejíž instalovaný výkon v roce 2060 činí přes 3 000 MW.

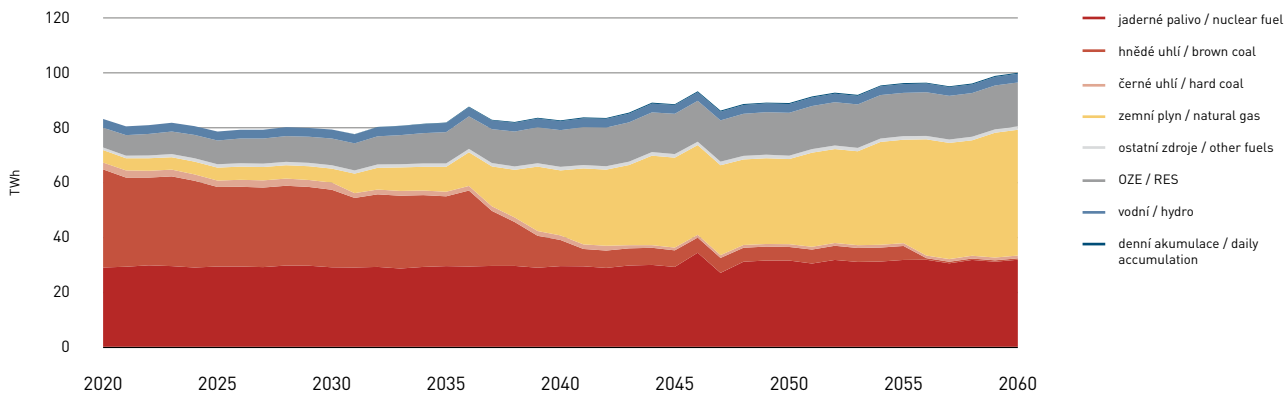
U případové studie Nové technologie pochází jaderné teplo ze SMR, jejichž možnosti umístění jsou podstatně lepší. Teplárenské paroplynové bloky se staví v redukovaném rozsahu instalovaného výkonu 525 MW. Nárůst dodávek elektřiny z JE se odehrává až v posledních 11 letech a činí 10 TWh. Dominantními zdroji bezemisní elektřiny jsou ale OZE, jejichž dodávky za stejné období vzrůstají o 19 TWh. Jejich provoz však vyžaduje rozsáhlá opatření v oblasti regulace či flexibility, jako instalaci přes 7 000 MW v denní akumulaci, 1 000 MW v elektrokotlích pro využití přebytečné elektřiny, 2 000 MW ve výrobnách vodíku a řadu dalších.

range of installed capacity of 710 MW. Large nuclear units constitute the predominant sources of zero emission electricity and, accordingly, the volumes they supply increase by more than 17 TWh between 2041 and 2060. Regulatory options within the PS are broadened by the continuously developing daily accumulation with installed capacity reaching over 3,000 MW in 2060.

In the New Technologies case study, nuclear heat is provided by SMRs which are much more varied in terms of their location. Heating combined cycle units are constructed within the reduced range of installed capacity of 525 MW. Electricity supplies from NPP do not increase until in the last 11 years, amounting to 10 TWh. However, RES remain the predominant sources of zero emission electricity with supplies increasing by 19 TWh within the same period. The drawback is that their operation requires the adoption of extensive measures related to regulation or flexibility, including the installation of over 7,000 MW in daily accumulation, up to 1,000 MW in electric boilers to utilise surplus electricity, 2,000 MW in hydrogen production plants and many others.

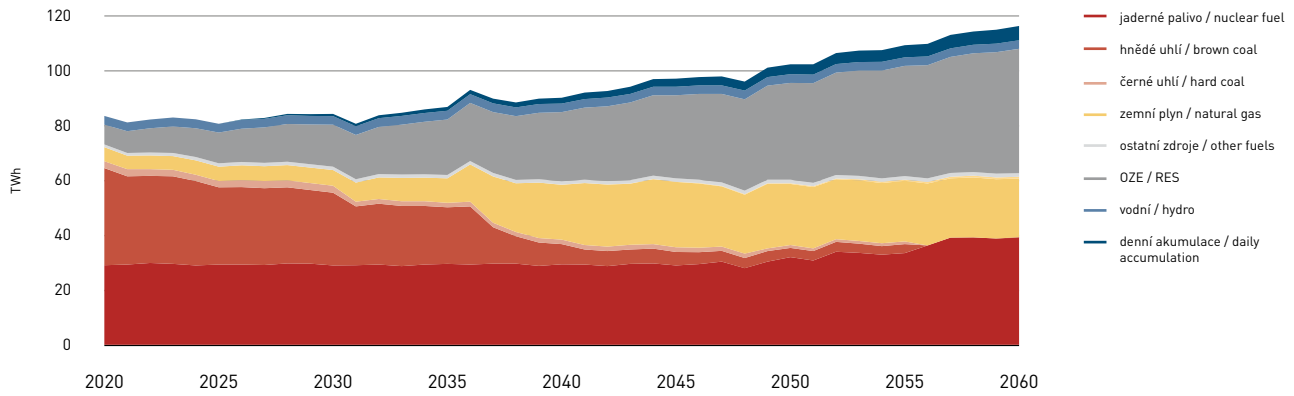
Obrázek 15 • Figure 15

Dodávky elektřiny – Konceptční Electricity supplies - Conceptual



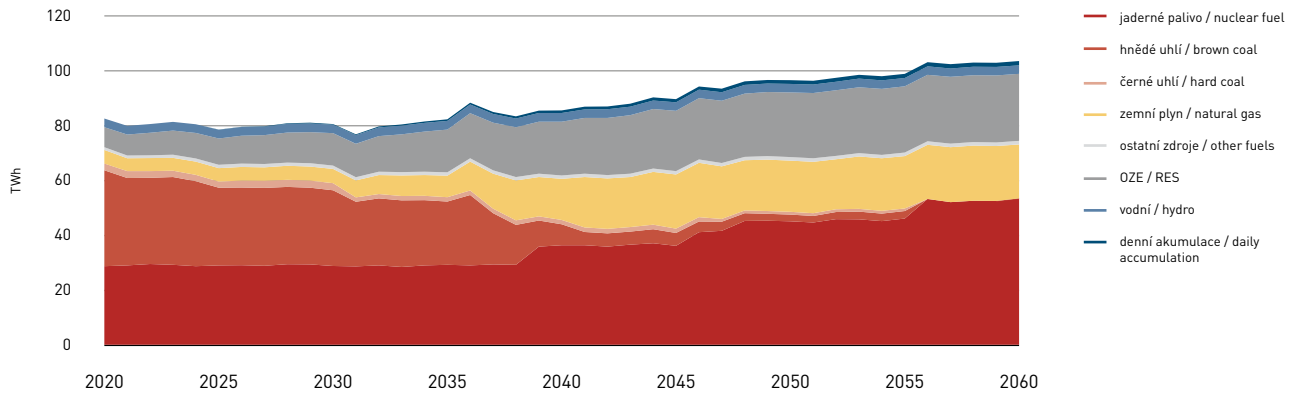
Obrázek 16 • Figure 16

Dodávky elektřiny – Nové technologie
Electricity supplies - New Technologies



Obrázek 17 • Figure 17

Dodávky elektřiny – Konzervativní
Electricity supplies - Conservative



Tabulka 8 • Table 8

Úplná výrobní bilance ES ČR – případová studie Koncepční (GWh)**Production balance of the Czech Republic power system – Conceptual (GWh)**

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
výroba ČR brutto / CZ gross production	89 560	84 347	85 126	87 458	87 298	93 165	93 315	100 795	104 320
výroba ČR netto = dodávka / CZ net production = supply	83 334	78 704	79 421	82 014	82 786	88 738	89 135	96 397	100 186
fosilní paliva / fossil fuels	43 030	36 254	36 178	36 358	35 058	40 013	37 149	44 015	47 547
hnědé uhlí / brown coal	35 886	29 081	28 370	25 519	9 499	6 048	4 985	5 133	497
černé uhlí / hard coal	2 508	2 322	2 659	1 673	1 686	1 010	1 001	1 001	1 009
zemní plyn / natural gas	4 561	4 791	5 091	9 112	23 822	32 907	31 114	37 834	45 993
ropné produkty / oil	75	59	59	54	51	48	48	48	48
jaderná energie / nuclear energy	28 970	29 338	29 022	29 473	29 513	29 226	31 517	31 737	31 842
obnovitelné zdroje / renewable sources	9 582	11 106	12 138	13 911	15 892	17 193	18 121	18 366	18 531
vodní energie (bez výroby PVE) / hydro power (excluding HPS)	2 361	2 373	2 391	2 408	2 433	2 443	2 460	2 478	2 502
- průtočné vodní elektrárny / run-of-the-river hydro	1 395	1 408	1 425	1 443	1 464	1 477	1 495	1 512	1 534
- akumulční vodní elektrárny / accumulation hydro	966	965	965	966	968	965	965	965	968
větrná energie / wind	679	917	1 055	1 468	1 848	2 146	2 376	2 517	2 579
sluneční energie / solar	2 072	2 634	2 753	3 918	5 175	5 768	6 105	6 175	6 253
biomasa / biomass	1 491	1 863	2 171	2 000	1 972	2 023	2 018	2 018	2 003
bioplyn / biogas	2 374	2 633	2 893	3 152	3 411	3 671	3 930	3 930	3 930
biologicky rozložitelný kom. odpad / biodegradable municipal waste	100	164	237	310	383	456	530	530	530
geotermální energie / geothermal	0	16	32	48	64	80	97	113	129
papírenské výluhy / paper mill waste	505	505	606	606	606	606	606	606	606
ostatní zdroje / other resources	906	1 137	1 196	1 182	1 197	1 208	1 255	1 255	1 247
technologické plyny / technological gas	840	815	815	794	760	722	722	722	722
ostatní odpady / other waste	66	322	381	388	437	486	533	533	525
akumulace / storage	847	869	887	1 090	1 125	1 098	1 093	1 024	1 019
přečerpávací vodní elektrárny / HPS	846	862	871	905	812	755	742	665	673
vodík (P2G) / hydrogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
denní akumulace / daily accumulation	0	7	16	184	313	343	351	359	346
spotřeba ČR brutto / CZ gross consumption	75 212	79 017	82 960	86 265	88 570	91 625	94 902	98 805	102 120
spotřeba ČR netto / CZ net consumption	63 716	67 842	71 520	74 702	77 821	80 929	84 398	88 177	91 762
ztráty v sítích / grid losses	4 165	4 396	4 578	4 700	4 792	4 864	4 924	4 924	4 924
vlastní spotřeba výroben / self-consumption of sources	6 225	5 643	5 706	5 444	4 513	4 427	4 179	4 399	4 133
spotřeba na čerpání v PVE / consumption for HPS pumping	1 104	1 128	1 138	1 189	1 056	979	963	858	870
spotřeba na akumulaci mimo PVE / consumption for accumulation excl. HPS	1	8	18	229	390	427	438	447	430
regulace na straně spotřeby / demand side management	0	0	0	0	0	0	0	0	0
saldo ES ČR, import (+), export (-) / CZ trade balance, import (+), export (-)	-14 348	-5 331	-2 166	-1 193	1 272	-1 540	1 587	-1 990	-2 199

Tabulka 9 • Table 9

Úplná výrobní bilance ES ČR – případová studie Nové technologie (GWh)**Production balance of the Czech Republic PS – New Technologies (GWh)**

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
výroba ČR brutto / CZ gross production	89 605	86 070	89 589	91 566	94 047	100 909	106 050	113 157	120 317
výroba ČR netto = dodávka / CZ net production = supply	83 413	80 545	84 115	86 685	90 048	96 984	102 259	109 207	116 195
fosilní paliva / fossil fuels	43 116	35 739	34 801	31 272	29 066	30 481	26 756	26 383	21 402
hnědé uhlí / brown coal	35 418	28 156	26 470	20 652	7 392	4 958	3 410	3 249	0
černé uhlí / hard coal	2 513	2 298	2 565	1 646	1 627	1 669	1 003	1 000	0
zemní plyn / natural gas	5 110	5 226	5 707	8 920	19 995	23 805	22 294	22 085	21 354
ropné produkty / oil	74	59	59	54	51	48	48	48	48
jaderná energie / nuclear energy	28 969	29 234	28 941	29 476	29 302	28 898	31 909	33 396	39 185
obnovitelné zdroje / renewable sources	9 576	13 599	17 689	22 593	27 592	32 713	37 748	42 681	47 766
vodní energie (bez výroby PVE) / hydro power (excluding HPS)	2 361	2 373	2 391	2 408	2 433	2 443	2 460	2 477	2 501
- průtočné vodní elektrárny / run-of-the-river hydro	1 395	1 408	1 425	1 443	1 464	1 477	1 495	1 512	1 534
- akumuláční vodní elektrárny / accumulation hydro	966	965	965	966	968	965	965	965	968
větrná energie / wind	679	1 562	2 444	4 017	5 592	7 166	8 740	10 314	11 880
sluneční energie / solar	2 073	4 780	7 449	10 816	14 140	17 512	20 906	24 215	27 611
biomasa / biomass	1 484	1 825	2 156	1 990	1 959	2 012	1 949	1 947	2 006
bioplyn / biogas	2 374	2 374	2 374	2 374	2 374	2 374	2 374	2 374	2 374
biologicky rozložitelný kom. odpad / biodegradable municipal waste	100	164	237	310	383	456	530	530	530
geotermální energie / geothermal	0	16	32	71	106	145	184	219	258
papírenské výluhy / paper mill waste	505	505	606	606	606	606	606	606	606
ostatní zdroje / other resources	906	1 129	1 184	1 172	1 190	1 202	1 242	1 241	1 286
technologické plyny / technological gas	840	815	814	789	760	722	722	722	812
ostatní odpady / other waste	66	314	370	383	430	480	521	519	474
akumulace / storage	847	844	1 501	2 172	2 898	3 690	4 603	5 506	6 556
přečerpávací vodní elektrárny / HPS	846	824	752	761	721	662	701	657	665
vodík (P2G) / hydrogen	0	0	0	0	46	119	262	427	701
denní akumulace / daily accumulation	0	20	749	1 411	2 131	2 909	3 641	4 421	5 190
spotřeba ČR brutto / CZ gross consumption	75 194	79 069	84 670	89 418	93 934	99 408	105 763	112 136	118 900
spotřeba ČR netto / CZ net consumption	63 733	68 061	72 692	76 955	81 135	85 225	89 668	94 353	98 829
ztráty v sítích / grid losses	4 165	4 386	4 584	4 734	4 861	4 975	5 072	5 072	5 072
vlastní spotřeba výroben / self-consumption of sources	6 192	5 524	5 474	4 881	3 999	3 925	3 791	3 950	4 122
spotřeba na čerpání v PVE / consumption for HPS pumping	1 104	1 074	977	987	938	858	914	861	871
spotřeba na akumulaci mimo PVE / consumption for accumulation excl. HPS	0	23	942	1 777	2 782	3 918	5 144	6 478	8 036
regulace na straně spotřeby / demand side management	0	0	0	83	220	507	1 174	1 422	1 969
saldo ES ČR, import (+), export (-) / CZ trade balance, import (+), export (-)	-14 411	-7 001	-4 919	-2 148	-113	-1 501	-287	-1 022	-1 417

Tabulka 10 • Table 10

Úplná výrobní bilance ES ČR – případová studie Konzervativní (GWh)**Production balance of the Czech Republic power system – Conservative (GWh)**

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
výroba ČR brutto / CZ gross production	89 608	84 902	87 014	88 220	90 697	94 792	101 727	104 153	109 051
výroba ČR netto = dodávka / CZ net production = supply	83 423	79 337	81 416	83 136	86 416	90 631	97 601	99 924	104 660
fosilní paliva / fossil fuels	42 989	35 939	35 851	32 932	24 585	26 316	22 461	23 140	19 910
hnědé uhlí / brown coal	35 392	28 606	27 930	23 309	7 736	4 670	2 504	2 749	0
černé uhlí / hard coal	2 495	2 324	2 621	1 576	1 592	1 635	995	996	0
zemní plyn / natural gas	5 028	4 950	5 241	7 993	15 206	19 963	18 915	19 347	19 863
ropné produkty / oil	74	59	59	54	51	48	48	48	48
jaderná energie / nuclear energy	28 971	29 293	29 038	29 511	36 707	36 522	45 511	46 540	54 006
obnovitelné zdroje / renewable sources	9 715	12 092	14 346	18 152	22 241	24 710	26 325	26 862	27 251
vodní energie (bez výroby PVE) / hydro power (excluding HPS)	2 361	2 373	2 391	2 408	2 433	2 443	2 460	2 478	2 502
- průtočné vodní elektrárny / run-of-the-river hydro	1 395	1 408	1 425	1 443	1 464	1 477	1 495	1 512	1 534
- akumulární vodní elektrárny / accumulation hydro	966	965	965	966	968	965	965	965	968
větrná energie / wind	769	1 145	1 535	2 516	3 417	4 128	4 674	5 011	5 157
sluneční energie / solar	2 126	3 400	4 470	7 114	9 967	11 315	12 079	12 235	12 413
biomasa / biomass	1 481	1 855	2 183	1 998	1 959	2 012	1 950	1 961	1 986
bioplyn / biogas	2 374	2 633	2 893	3 152	3 411	3 671	3 930	3 930	3 930
biologicky rozložitelný kom. odpad / biodegradable municipal waste	100	164	237	310	383	456	530	530	530
geotermální energie / geothermal	0	16	32	48	64	80	97	113	129
papírenské výluhy / paper mill waste	505	505	606	606	606	606	606	606	606
ostatní zdroje / other resources	906	1 137	1 195	1 177	1 191	1 203	1 243	1 249	1 279
technologické plyny / technological gas	839	815	814	791	760	722	722	722	812
ostatní odpady / other waste	66	322	381	386	431	481	521	527	467
akumulace / storage	842	877	985	1 363	1 692	1 880	2 060	2 133	2 213
přečerpávací vodní elektrárny / HPS	841	861	731	779	737	677	676	615	620
vodík (P2G) / hydrogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
denní akumulace / daily accumulation	1	16	254	584	955	1 203	1 384	1 518	1 593
spotřeba ČR brutto / CZ gross consumption	75 218	79 485	84 322	88 391	91 864	95 625	99 736	103 959	107 957
spotřeba ČR netto / CZ net consumption	63 768	68 364	72 863	76 836	80 602	84 174	88 024	92 053	95 790
ztráty v sítích / grid losses	4 167	4 406	4 595	4 726	4 827	4 907	4 976	4 976	4 976
vlastní spotřeba výroben / self-consumption of sources	6 184	5 565	5 598	5 084	4 281	4 161	4 126	4 229	4 391
spotřeba na čerpání v PVE / consumption for HPS pumping	1 098	1 133	949	1 015	960	876	876	797	802
spotřeba na akumulaci mimo PVE / consumption for accumulation excl. HPS	1	18	316	730	1 194	1 507	1 735	1 904	1 999
regulace na straně spotřeby / demand side management	0	0	0	0	0	0	0	0	0
saldo ES ČR, import (+), export (-) / CZ trade balance, import (+), export (-)	-14 389	-5 418	-2 691	171	1 167	832	-1 991	-194	-1 094

ZDROJE PRIMÁRNÍ ENERGIE

PRIMARY ENERGY SOURCES

Střednědobý horizont

- Ústup od hnědého uhlí nastane v blízkých letech zejména v teplárenství, kde se projeví přísnější ekologické požadavky i celkové stáří technologie, kterou již nebude reálně udržovat v provozu.
- Podstatný vliv bude mít ukončení těžby hnědého uhlí v I. etapě lomu ČSA. Těžba zde skončí velmi brzy – kolem roku 2025, kdy již bude nutné sanovat svahy lomu z důvodu zajištění geologické stability. Tím také zanikne část produkce tříděného hnědého uhlí. Výpadek v těžbě zdejšího energetického uhlí (ale s vysokou výhřevností) bude mít dopad na některé teplárny a závodní elektrárny.
- Útlum těžby černého uhlí probíhá již v současnosti a ani při optimistickém odhadu nepřekročí těžba patrně rok 2030. Přežívající výrobny na černé uhlí tak budou muset být zásobovány uhlím z dovozu. V úvahu připadají dovozy zámořského uhlí přes západoevropské přístavy nebo železniční doprava z Ruska.
- V současnosti probíhá těžba černého uhlí již jen v karvinské části ostravsko-karvinské pánve. Jediným těžařem je společnost OKD, u níž vlivem vývoje v předcházejících letech probíhá výrazná restrukturalizace.
- Zásadní změnou bude významný nárůst spotřeby zemního plynu, který bude zejména v Konceptní případové studii hlavním prostředkem pro náhradu uhlí při výrobě elektřiny v základním pásmu. Tyto změny začnou nastávat již kolem roku 2030.

Dlouhodobý horizont

- Nastane razantní odchod od uhlí, kdy do roku 2060 s výjimkou Konceptní případové studie zanikne veškerá výroba z uhlí, a to jak z hnědého, tak z černého.
- Lze očekávat, že těžba hnědého uhlí bude i v dlouhodobém výhledu razantně klesat, přičemž za rokem 2040 bude těžba jen minimální, aby mohla být zásobována nová elektrárna v Ledvicích. Na lomu Bílina, který tuto elektrárnu zásobuje, byly uvolněny limity pro těžbu, což umožní zásobování elektrárny až do roku 2055.
- Vlivem platnosti limitů na lomu ČSA je nutno v současnosti připustit možnost, že zásoby v dalších etapách lomu nebude možné nadále využívat a že ložisko zůstane trvale znehodnoceno, přestože se jedná o nejnadějnější uhelnou lokalitu v ČR.

Medium-term horizon

- In the near future, departure from brown coal will take place especially in heating industry as a consequence of strict environmental requirements and overall age of the technology which will no further be practical to keep in operation.
- Termination of brown coal mining in the ČSA mine in phase I will also play an important role. Mining in this location is to be terminated very soon - in 2025 it will already stabilize the pit slopes in order. A part of sorted coal production will thus cease. The decline in mining of local steam coal (with a high calorific value) will affect some heating plants and autoproducers.
- Decline in mining of hard coal is already under way and the mining cannot be anticipated to go beyond 2030 even in optimistic estimates. The remaining hard-coal plants will therefore need to be supplied by imports. Supplies of overseas coal delivered through West Europeans ports or railway transports from Russia may be assumed.
- Hard coal is currently only mined in the Karviná part of the Ostrava-Karviná Basin. The only mining company is OKD in which consolidation is under way as a result of previous development.
- Considerable increase in natural gas consumption will prove to be an important change as gas will be, especially in the Conceptual case study, the main means of coal substitution of electricity generation from coal in the basic range. These changes will begin to occur as soon as in 2030.

Long-term horizon

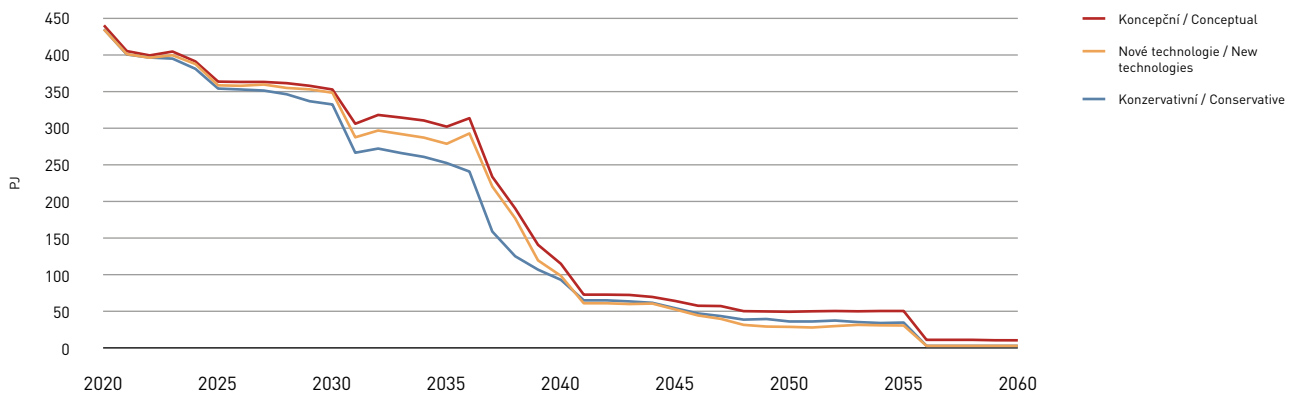
- There will be a sharp withdrawal from coal – with the exception of the Conceptual case study, all coal production, both brown and hard, will cease by 2060.
- It can be expected that brown coal mining will continue to decline sharply in the long-term, with mining to be minimal in 2040 in order to supply a new power plant in Ledvice. At the Bílina Quarry, which supplies this power plant, mining limits have been released, which will allow the power plant to be supplied until 2055.
- Due to the validity of the limits at the ČSA Quarry, it is currently necessary to accept that reserves in the subsequent stages of the quarry will no longer be usable and that the deposit will remain permanently degraded, even though it is the most promising coal site in the Czech Republic.

- Výrazný bude nárůst spotřeby zemního plynu, protože bude dominovat v teplárenství, v Koncepční studii převezme i podstatnou část výroby stávajících uhelných elektráren. Uplatní se rovněž ve zdrojích poskytujících rychlé regulační služby.
- Vzroste uplatnění jaderných elektráren, což si vyžádá vyšší dovozy jaderného paliva. V současnosti již neprobíhá tuzemská těžba uranové rudy a přes značné zbývající zásoby nelze obnovení těžby předpokládat.
- Natural gas consumption growth will be significant, as it will dominate the heating industry, and will take over a substantial part of the production of the existing coal-fired power plants in the Conceptual case study. It will also be used in sources providing fast ancillary services.
- The utilisation of nuclear power plants will increase, which will require higher imports of nuclear fuel. At present, uranium ore mining is no longer in progress, and despite the considerable remaining reserves, mining cannot be expected to resume.

Obrázek 18 • Figure 18

Spotřeba hnědého uhlí pro elektroenergetiku a teplárenství

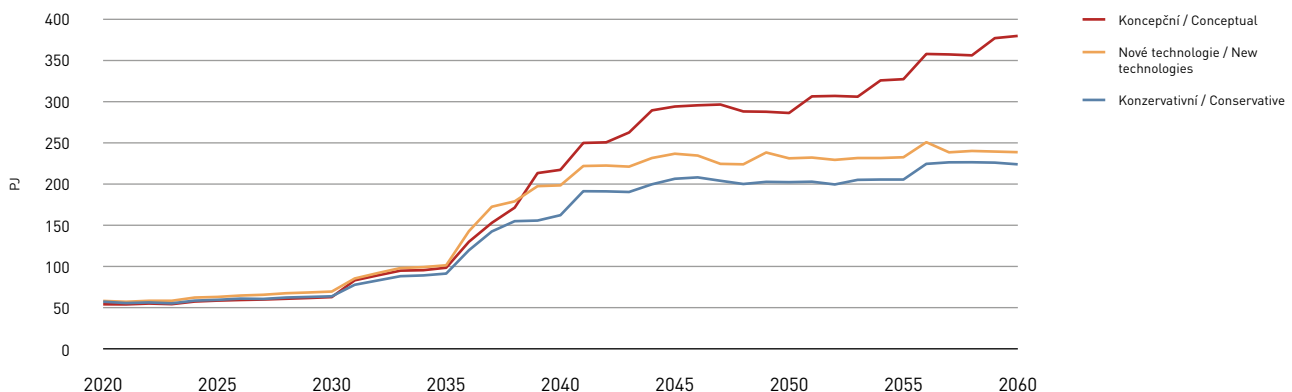
Brown coal consumption for the electricity and heating sectors



Obrázek 19 • Figure 19

Spotřeba zemního plynu pro elektroenergetiku a teplárenství

Natural gas consumption for the electricity and heating sectors



EMISE SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ A ZNEČIŠŤUJÍCÍCH LÁTEK

GREENHOUSE GAS AND POLLUTANTS EMISSIONS

Omezováním emisí znečišťujících látek se na světové úrovni zabývá Göteborgský protokol (Úmluva o dálkovém znečišťování ovzduší), který upravuje limity emisí SO₂, NO_x a NH₃, VOC a jemných částic. Revize z roku 2012 stanovuje nově pro období 2020–2029 podíl snížení emisí oproti roku 2005. Každému státu jsou limity nastaveny individuálně a měly by být plněny dle stanoveného časového plánu. Požadavky protokolu reflektuje EU v revidované Směrnici 2016/2284/EU, o snížení národních emisí některých látek znečišťujících ovzduší, přijaté na konci roku 2016. Směrnice převzala limity pro snižování emisí zmíněných látek pro období 2020–2029 a navíc stanovila ještě cíle od roku 2030. Směrnice byla do českého práva implementována novelou zákona č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší. Novela prošla legislativním procesem s účinností od 1. září 2018.

Střednědobý horizont

Zdrojová základna České republiky je v současné chvíli z velké části tvořena uhelnými zdroji, které pokrývají téměř 50% celkové poptávky po elektřině a téměř 60% dodávky tepla. Vzhledem k snížení emisí skleníkových plynů o 34% je cíl do roku 2020 v předstihu splněn. Současně je v předstihu splněn i celounijní cíl snížení emisí do roku 2020 o 20% oproti roku 1990. Do roku 2030 nejsou očekávány výrazné změny v palivovém mixu zdrojové základny, a tak ani jedna z představených případových studií neplní emisní cíl skleníkových plynů pro rok 2030. Naopak v emisích znečišťujících látek je energetika České republiky výrazně úspěšnější a už nyní dosahuje výrazného snížení oproti roku 2005. V řešených případových studiích proběhne výrazný pokles v produkci emisí bezprostředně po roce 2020 z důvodu plnění směrnice 2010/75/EU. V roce 2030 dosahuje snížení tuhých znečišťujících látek 70–73%, SO₂ 85–86% a NO_x 73–75% oproti roku 2005. Ve všech sledovaných ukazatelích tak očekáváme splnění požadavků *Směrnice 2016/2284/EU*.

Reduction in pollutant emissions is globally addressed by the Gothenburg Protocol (Convention on Long-range Transboundary Air Pollution) which modifies the limits for SO₂, NO_x and NH₃, VOC and solid particles. Its revision of 2012 newly defines the share of emission reduction compared to 2005 for the 2020–2029 period. For each country, limits are defined on a case-by-case basis and should be met in compliance with the defined time schedule. The EU has incorporated the protocol requirements into the reviewed Directive (EU) 2016/2284 on the reduction in national emissions of certain atmospheric pollutants ratified at the end of 2016. The Directive adopted the limits for reduction in the above substances for the 2020–2029 period and also defined the targets for the period after 2030. The Directive was incorporated into Czech legislation by an amendment to Act No. 201/2012 Coll., on Air Protection. The amendatory Act came into effect on 1st September 2018.

Medium-term horizon

At present, the Czech Republic's source base is largely composed of coal-fired sources, accommodating almost 50% of total electricity demand and nearly 60% of all heat consumption. Given the country's reduction in greenhouse gas emissions by 34%, the 2020 target has been met in advance. At the same time, the EU-wide 2020 target to reduce emissions by 20% compared to 1990 has also been achieved ahead of time. With no significant changes in the fuel mix of the source base expected to occur before 2030, none of the presented case studies meet the greenhouse gases emission target set for 2030. By contrast, the Czech energy sector is much more successful with respect to pollutant emissions and is already showing significant reductions compared to 2005. The analysed case studies show a substantial drop in the production of emissions immediately after 2020 due to compliance with Directive 2010/75/EU. In 2030, solid pollutants emissions are reduced by 70–73%, SO₂ by 85–86% and NO_x by 73–75% compared to 2005. In all analysed indicators we expect to meet the requirements of *Directive 2016/2284/EU*.

Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu do roku 2060 se jednotlivé případové studie diferencují. V Koncepční případové studii poklesnou emise skleníkových plynů do roku 2050 o 76 % oproti roku 2005.

Cílem případových studií Nové technologie a Konzervativní je maximální možné snížení emisí CO₂ ekv., a to všemi dostupnými prostředky: jaderné zdroje, obnovitelné zdroje, nové technologie pro maximální využití intermitentní výroby či přímo snižování emisí aj. V důsledku výstavby teplárenských paroplynů, které jsou využívány i pro dodávky elektřiny nelze snížit emise na hranici cílů *EU Energy Roadmap 2050*.

V případové studii Nové technologie došlo ke snížení o 80 % v roce 2050 a 85 % v roce 2060 ve srovnání s rokem 2005.

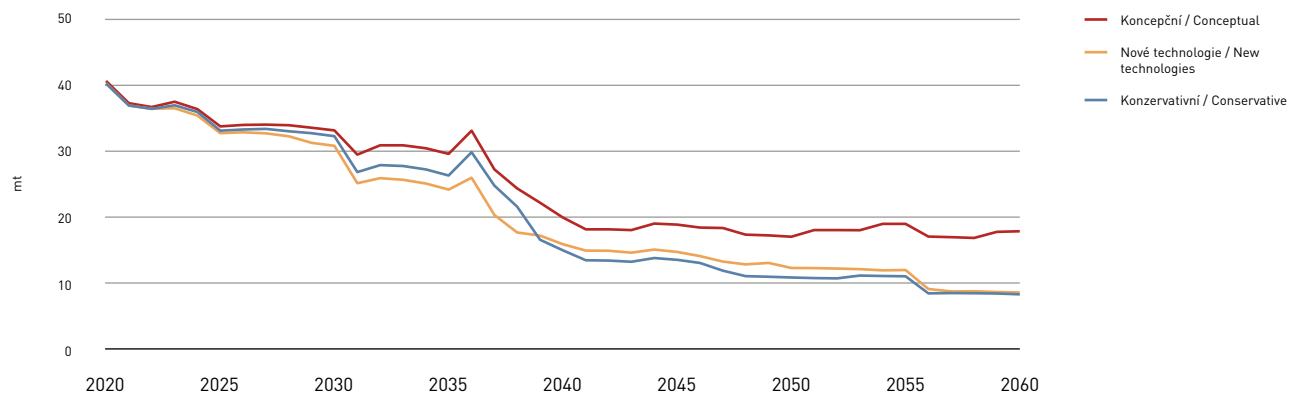
V případové studii Konzervativní pak došlo ke snížení o 83 % v roce 2050 a o 87 % v roce 2060. Pokles emisí znečišťujících látek je ovlivněn přechodem na zemní plyn, jádro a obnovitelné zdroje, a tak dochází ve všech případových studiích k poklesu o 93 až 99 % ve srovnání s rokem 2005.

Long-term horizon

In the long term, up to 2060, the individual case studies differ. In the Conceptual case study, greenhouse gas emissions will decrease by 76% compared to 2005 by 2050. The aim of the New Technologies and Conservative case studies is to maximize CO₂ eqv. emission reduction by all available means: nuclear power plants, renewable sources, new technologies for maximum utilisation of intermittent production or direct reduction in emissions, etc. Despite all that, the development of natural gas fired units, also utilised for power supply, and does not allow for emissions to be reduced down to the level of targets set in the *EU Energy Roadmap 2050*. The New Technologies case study expects a decrease of 80% by 2050 and 85% by 2060 compared to 2005. In the Conservative case study, emissions are reduced by 83% in 2050 and by 87% in 2060. Reduction in pollutant emissions is considerably influenced by the transition to natural gas, nuclear power and renewable sources, making it possible to achieve reductions of 93 to 99% compared to 2005 in all case studies.

Obrázek 20 • Figure 20

Bilance emisí skleníkových plynů z výroby elektřiny Greenhouse gas emissions from power generation



ELEKTRICKÉ SÍTĚ

ELECTRICAL NETWORKS

Střednědobý horizont

- V případových studiích Konceptní a Konzervativní neindikuje uvažovaný rozvoj elektroenergetiky potřebu výrazných změn v plánovaném rozvoji elektrických sítí nad rámec toho, jak jej aktuálně připravují jejich provozovatelé. Změny ve zdrojích a spotřebě na hladině vn a nn vyvolají nutnost investic v konkrétních dotčených lokalitách, ne celosystémově.
- V případové studii Nové technologie se již ve střednědobém horizontu začíná projevovat vliv provozu nových decentralních zdrojů a i přes odstavení stávajících zdrojů vyvedených do distribučních sítí klesá dodávka energie z přenosové do distribučních sítí, klesá zatížení sítí 110 kV. Přesto požadavky na dostatečnou kapacitu transformační vazby trvale platí. Podmínkou uplatnění nových decentralních zdrojů je jejich zapojení do řízení provozu soustavy.

Dlouhodobý horizont

- Rozvoj a budoucí provoz elektrických sítí je ovlivňován decentralizací elektroenergetiky. Změny ve zdrojové základně, v lokalizaci spotřeby, ve velikosti a tvarech diagramů zatížení, ve výkonovém saldu a přeshraničních tocích elektřiny, v zavádění a využívání akumulace vyvolají v dlouhodobém horizontu výrazné změny v charakteru provozu sítí a v požadavcích na jejich další rozvoj.
- Rozvoj přenosové sítě bude ovlivněn realizací nových jaderných zdrojů zejména v případové studii Konzervativní. Obdobně bude ovlivněna i Konceptní případová studie výstavbou a skladbou dalších zdrojů připojených do PS. Ve studii Nové technologie se po dožití velkých zdrojů role přenosové sítě zaměřuje hlavně na realizaci mezistátních přenosů elektřiny a zajištění spolehlivosti zásobování distribučních sítí.
- Konceptce rozvoje přenosové sítě v dlouhodobém horizontu předpokládá do roku 2040 postupný přechod na jednotnou napěťovou úroveň 400 kV. Posílení přenosových sítí novými vedeními 400 kV spolu s rostoucím podílem decentralních zdrojů povede k nižšímu zatěžování prvků přenosové sítě. Udržení napěťových poměrů v provozních mezích si vyžádá instalaci nových kompenzačních prostředků v PS o výkonu až 1 300 MVar. Celková roční dodávka elektřiny z PS do DS v roce 2030 v případové studii Konceptní činí 48 TWh a je obdobná i ve studii Konzervativní. Ve studii Nové technologie je o 4 TWh nižší. V roce 2060 je přenos elektřiny z PS do DS

Medium-term horizon

- The Conceptual and Conservative case studies give no indication that the anticipated development of the electricity industry might require any substantial changes to be made in the planned development of electrical networks beyond the scope of what their operators currently envision. Changes affecting selected sources and consumption at HV and LV levels will create the need for investment at relevant locations only, no system-wide investments will be required.
- In the New Technologies case study, the impact of new distributed sources operation begins to manifest as early as in the medium term; despite the decommissioning of existing sources linked to distribution networks, energy supplies from transmission to distribution systems continue decreasing along with the load levels of 110 kV networks. The requirements for sufficient capacity of the transformation link continue to apply regardless. The utilisation of new distributed sources is contingent on their involvement in system operation.

Long-term horizon

- The development and future operation of electrical networks is affected by the decentralization of the power sector. Changes in the source base, in consumption location, in the size and shape of loading charts, in power balance and cross-border power flows, as well as changes in the implementation and utilisation of accumulation produce fundamental shifts in the character of network operation and in further development requirements over the long term.
- Development of the transmission system will be affected by the implementation of new nuclear blocks, especially in the Conservative case study. The Conceptual case study will be affected similarly by the development and structure of additional sources connected to the TS. In the New Technologies case study, the transmission system is primarily used for cross-border electricity transmissions and on securing reliable supply to distribution networks following the decommissioning of major sources.
- In the long term, the transmission system development plan expects gradual transition to unified voltage level of 400 kV by 2040. Strengthening the transmission system by new 400 kV lines together with the growing share of distributed sources will result in lower loading of the power system elements. Keeping voltage within operating limits will require the installation of

v případové studii Koncepční 64 TWh, v případové studii Nové technologie je tento přetok o 19 TWh nižší a v případové studii Konzervativní o 3 TWh nižší.

- Další rozvoj distribučních soustav nn a vn bude ovlivněn pokračujícím nárůstem instalovaných decentrálních zdrojů a změnou ve struktuře spotřeby – především se jedná o elektromobilitu. Decentralizace výrobní základny si vyžádá výrazné posilování distribučních soustav na nižších napěťových úrovních. Výraznější bude také nutnost změn v organizaci provozu a způsobu řízení DS – využívání akumulace elektřiny spolu s využíváním možností řízení výroby i odběru.
- V případových studiích Koncepční a Konzervativní bude nutno aktuálně plánované investice do sítí všech napěťových hladin doplnit lokálními investicemi v oblastech s vyšším nárůstem decentrálních zdrojů a nových odběrů. Provoz sítí v případové studii Nové technologie je bez výrazných investic do rozvoje a posílení distribučních sítí nezabezpečený.
- Pro úspěšnou integraci decentrálních zdrojů, především v případové studii Nové technologie, bude nutné podstatným způsobem změnit způsob provozu a řízení sítí všech napěťových hladin. Kromě investičních opatření, jako je posilování sítí a výstavba akumulace, je nutná implementace řízení spotřeby i výroby na úrovni sítí vn a nn, pro které se předpokládá využití technologií chytrých sítí. Napěťové poměry a zatěžování vedení v distribučních sítích bude nutné řešit nejen posilováním síťových prvků, ale též flexibilitou využívající regulačních možností decentrálních zdrojů, a to jak v oblasti řízení napětí, tak v oblasti regulace činných a jalových výkonů. Bez vhodně implementované flexibility decentrálních zdrojů do provozu sítí nebudou moci být splněna technická kritéria pro bezpečný a spolehlivý provoz sítí nn, vn i 110 kV. Při uvažovaném objemu nových zdrojů v distribučních sítích nebude technicky ani ekonomicky schůdné zajistit v každém okamžiku vyvedení celé výroby těchto zdrojů a část jejich výroby nebude moci být využita.

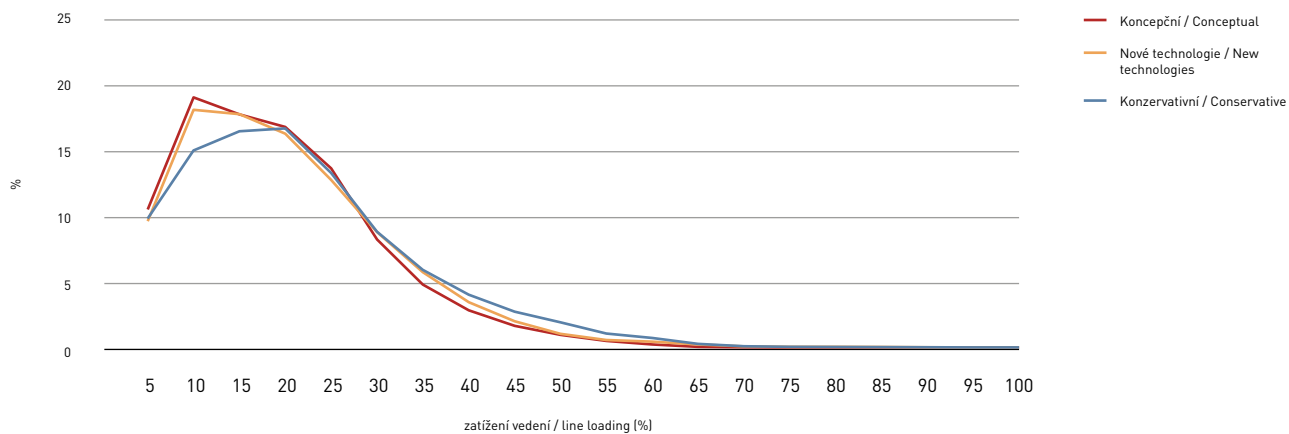
new compensation devices in the TS with a capacity of up to 1 300 MVar. Total annual supply of electricity from TS to DS reaches 48 TWh in the Conceptual case study by 2030 and is similar to that in the Conservative case study. This figure is lower by 4 TWh in the New Technologies case study. In 2060, energy outflow from TS to DS is 64 TWh, while in the New Technologies case study this outflow is lower by 19 TWh and in the Conservative case study by 3 TWh.

- Further development of the LV and HV distribution systems will be affected by the continuous increase in generation from distributed sources and by changes in the consumption structure (involving electromobility, in particular). Decentralization of the generation base will require considerable strengthening of distribution systems at lower voltage levels. The need to change organization of the operation and control method of the DS – by means of electricity accumulation and implementation of both generation and consumption management – will also be quite significant.
- In the Conceptual and Conservative case studies, currently planned investments in networks of all voltage levels will need to be supplemented with local investments in areas experiencing greater increases in distributed sources and new offtakes. Network operation in the New Technologies is unsecured, unless significant investments with a view to developing and strengthening distribution networks are made.
- For the integration of distributed sources to be successful, especially with regard to the New Technologies case study, the way of operating and controlling networks at all voltage levels will have to undergo substantial changes. Investment measures such as network reinforcement and accumulation construction must go hand in hand with the implementation of both consumption and generation management at the level of HV and LV networks, which are expected to take advantage of smart network technology. Voltage and line loading in distribution systems will need to be addressed not only by strengthening system elements, but also by flexibility utilising the regulation potential of distributed sources with respect to both voltage control and active/reactive power regulation. A properly implemented flexibility of distributed sources is necessary to ensure compliance with the required technical criteria for the safe and reliable operation of LV, HV and 110 kV networks. Given the proposed volume of new sources in the distribution networks, it will be neither technically nor economically viable to ensure that all production of these sources is released into the system at any given moment, meaning that a portion of their production will essentially remain unused.

Obrázek 21 • Figure 21

Četnost výskytu zatížení vedení PS v bezporuchovém stavu – 2060

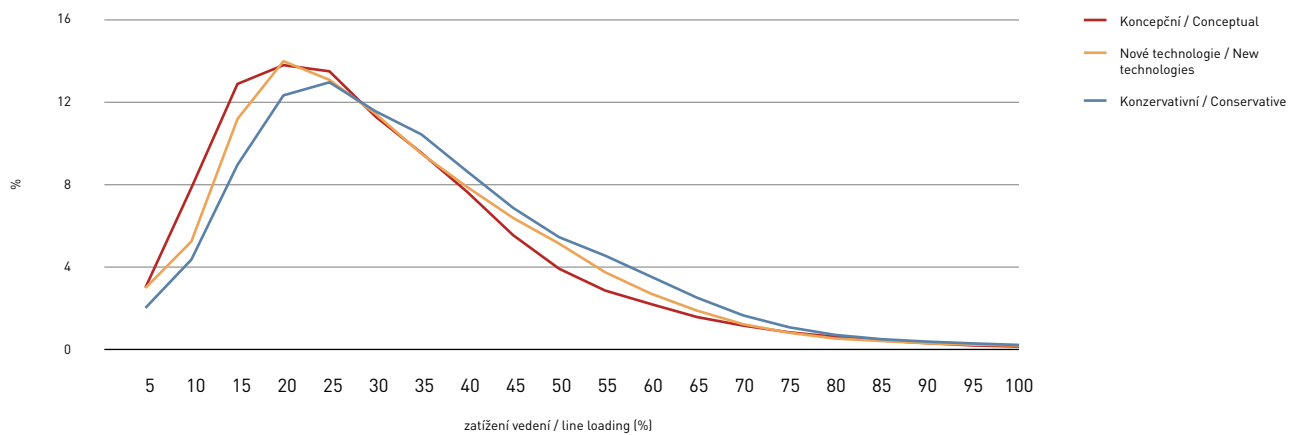
TS line load incidence rate under non-fault conditions –2060



Obrázek 22 • Figure 22

Četnost výskytu zatížení vedení PS při kontrole N-1 –2060

TS line load incidence rate during N-1 inspections –2060



TRH A EKONOMIKA ELEKTROENERGETIKY

MARKET AND ECONOMY OF THE ELECTRICITY INDUSTRY

Střednědobý horizont

Dopad ukončení výroby elektřiny z německých jaderných elektráren a začátek masivního odstavování uhelných elektráren se vzhledem k provázanosti jednotlivých elektrizačních soustav velmi pravděpodobně projeví na růstu cen silové elektřiny v celém středoevropském prostoru. Na úrovni krátkodobého obchodování se projeví skladba výrobní základny – zatím primárně tvořena nedostatečně řízenou produkcí větrných a solárních elektráren – ve vysokých rozdílech cen silové elektřiny v průběhu dne či týdne. Tato cenová volatilita může iniciovat celou řadu inovativních obchodních příležitostí, obecně se však očekává, že cena silové elektřiny na dlouhodobém trhu poroste. Průměrná roční cena silové elektřiny se zpočátku třetí dekády udrží kolem hranice 50 EUR/MWh. Od roku 2023 se v české ES očekává cenový růst iniciovaný zvýšením cen na německé burze. V roce 2030 se očekává růst ceny elektřiny až na hranici 65 EUR/MWh, což odráží předpokládanou vyšší cenu povolenek, paliv a očekávané změny ve zdrojové základně. Cena povolenky se v tomto období bude pohybovat mezi 25 až 30 EUR/tCO₂.

Dlouhodobý horizont

Po roce 2030 se silněji projeví omezení výroby elektřiny v levných uhelných elektrárnách spolu s růstem výroby elektřiny z plynu a obnovitelných zdrojů na výrazném růstu měrných výrobních nákladů elektřiny (LCOE). Zejména růst podílu výroby elektřiny z větrné a sluneční energie vyvolá zvýšenou potřebu neproduktivních investic do akumulčních technologií a inovativních síťových řešení, které mohou zcela eliminovat pozitivní vliv poklesu ceny technologií fotovoltaických a větrných elektráren. Klíčovým faktorem ve srovnávání finanční výhodnosti investice v různých případových studiích je úroveň diskontní sazby. Při diskontní sazbě ve výši 5%, tedy nižší než je běžná komerční sazba, vychází jako nákladově nejméně efektivní studie Nové technologie s náklady ve výši 3 087 CZK₂₀₁₉/MWh v roce 2060. Takto načrtnutá cesta vývoje elektrizační soustavy zahrnuje celou řadu nákladných technologických řešení včetně instalace malých modulárních jaderných reaktorů či výroby vodíků jako formy sezónní akumulace. Výrobní náklady elektřiny v Konzervativní studii dosahují 2 855 CZK₂₀₁₉/MWh, zatímco v případě Konceptní se zastaví na úrovni 2 731 CZK₂₀₁₉/MWh.

Medium-term horizon

Impact of the termination of electricity generation in German nuclear power plants and beginning of massive decommissioning of coal power plants will, due to the interconnection of the power systems, most probably reflect in increased electricity prices in the whole Central Europe. Within short-term trades, structure of the production base, which is primarily formed by the so far insufficiently controlled production of wind and photovoltaic power plants, will be manifested in high differences of electricity prices in course of a day or week. This price volatility may initiate great number of innovative opportunities however the electricity price is in general expected to grow on the long-term market. Average annual price of electricity will fluctuate around the EUR 50 /MWh at the beginning of the third decade. Beginning with 2023, price increase is anticipated in the Czech Republic power system initiated by the increase in prices on German exchange. In 2030, electricity prices are expected to grow up to EUR 65 /MWh, which reflects the anticipated higher prices of allowances and fuels, and the changes anticipated in the source base. In this period, allowance price is to vary between EUR 25 and 30 /tCO₂.

Long-term horizon

Beyond 2030, reduced electricity generation in cheap coal power plants as well as increased electricity production from gas and renewable sources can be expected to cause considerable growth of levelized cost of electricity generation (LCOE). Especially the increasing share of electricity generation from wind and photovoltaic energy will imply higher need of non-productive investments to accumulation technologies and innovative grid solutions which can completely eliminate the positive effect of decreased prices of photovoltaic and wind power plant technologies. The key factor of the comparison of financial profitability of investment in various case studies is the level of the discount rate. With the discount rate of 5%, which is lower than the common commercial rate, the least cost-efficient case study turns out to be the Low-Carbon - New Technologies case study with the cost amounting to CZK₂₀₁₉ 3,087 /MWh in 2060. The outlined development path of the power system includes a number of costly technology solutions including installation of small modular nuclear reactors or hydrogen generation as a form of seasonal accumulation. Electricity production cost in the Conservative case study amounts to 2,855 CZK₂₀₁₉/MWh while in the Conceptual case study the cost stops at CZK₂₀₁₉ 2,731 /MWh.

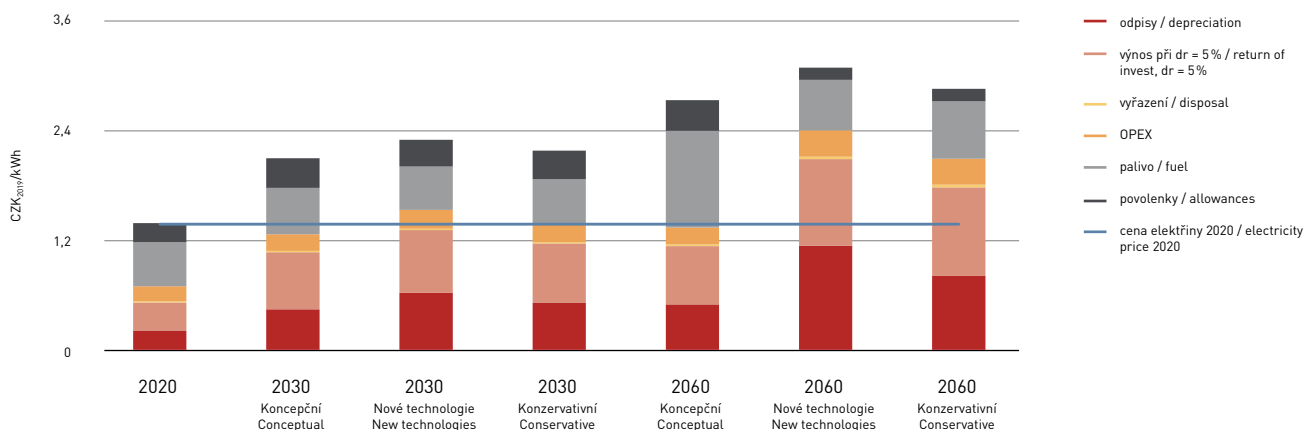
Celkové roční náklady na výrobu elektřiny dosáhnou v roce 2060 až 224 mld. CZK₂₀₁₉ v případové studii Nové technologie, 198 mld. CZK₂₀₁₉ v Konceptní, zatímco s nejnižšími náklady ve výši 181 mld. CZK₂₀₁₉ pracuje případová studie Konzervativní.

In 2060, total annual cost of electricity production will total up to CZK₂₀₁₉ 224 billion in the Low-Carbon - New Technologies case study, CZK₂₀₁₉ 198 billion in the Conceptual case study while the lowest cost of CZK₂₀₁₉ 181 billion is considered in the Conservative case study.

Obrázek 23 • Figure 23

Odhad ročních investic do ES

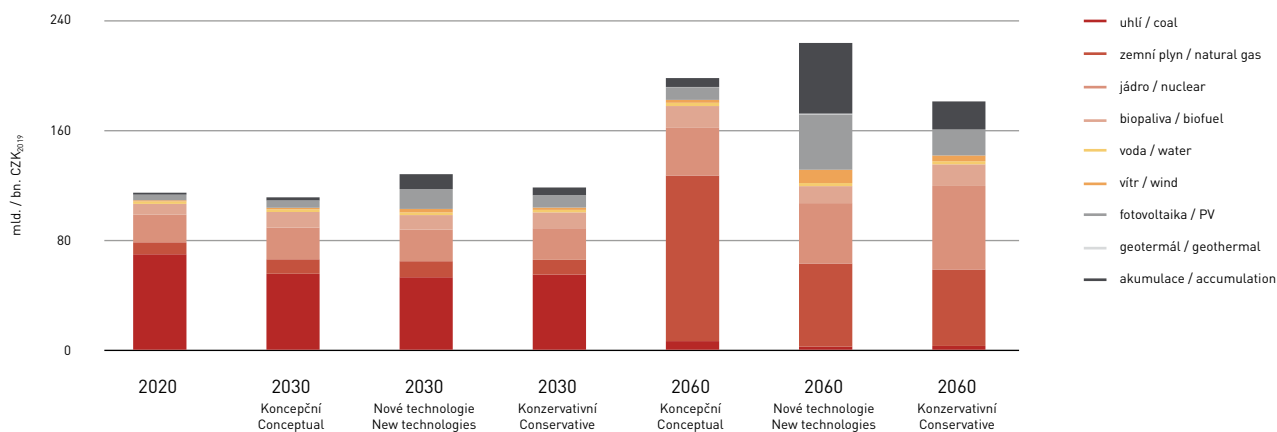
Estimated annual investment in the PS



Obrázek 24 • Figure 24

Odhad ročních nákladů výroby elektřiny

Estimated annual costs of electricity generation





**Ekonomika, demografie
a elektromobilita jsou
klíčovými faktory pro
sledování budoucího
růstu spotřeby
elektriny.**

**Economy, demography
and electromobility are
key factors in monitoring
future growth in electricity
consumption.**

POPTÁVKA PLYNU

DEMAND FOR GAS

Cesta, kterou se česká energetika vydá, bude mít na poptávku zemního plynu zásadní dopad. Důležitost zemního plynu spočívá především v nahrazení tuzemského hnědého uhlí určeného na monovýrobu elektřiny nebo kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Největší nárůst poptávky je očekáván v Koncepční případové studii, která je v souladu se SEK. U dalších dvou případových studií, kde je výraznější důraz na snižování emisí, je zemní plyn nahrazován jádrem (včetně SMR) a OZE (hlavně slunce a vítr) a celková poptávka po zemním plynu je tak nižší. Pro střednědobý i dlouhodobý horizont se očekává, že poptávka po plynu poroste.

Střednědobý horizont

Do roku 2030 je nárůst poptávky pro všechny řešené případové studie velmi podobný a bude se pohybovat okolo 108 TWh (v roce 2018 byla poptávka 90,5 TWh). Velmi podobná poptávka ve všech případových studiích je způsobena tím, že se nepředpokládá instalace nových zdrojů určených pro monovýrobu elektřiny a je podobný rozvoj KVET. Mírný růst poptávky je patrný například ve výrobní sféře nebo v dopravě.

Dlouhodobý horizont

Nejvýraznější nárůst poptávky po zemním plynu je patrný od roku 2035 do roku 2041 pro obě nízkouhlíkové případové studie a u Koncepční taktéž od roku 2035 až do roku 2044. Největší poptávka po plynu v roce 2060 bude v Koncepční případové studii 223 TWh, u případové studie Nové technologie to bude 166 TWh a u Konzervativní 164 TWh. Klíčová bude poptávka plynu pro monovýrobu elektřiny. Případové studie Nové technologie a Konzervativní kladou důraz na jádro a OZE (proto je poptávka 9,3 TWh, resp. 5,8 TWh). Naopak Koncepční případová studie stejně jako SEK očekává vyvážený rozvoj zdrojů (nejenom jádra a OZE), a nárůst je zde až na 53 TWh. Velmi podobná je poptávka ve všech případových studiích u KVET, vlivem snah o zachování současné podoby CZT dojde k výraznému nárůstu až na přibližně 63 TWh (dnes okolo 8,6 TWh). Nárůst poptávky se očekává také v dopravě, u CNG/LNG dojde k nárůstu až na 18,8 TWh v roce 2060 a nízkouhlíkové případové studie jsou na polovině této hodnoty. U zbylých řešených kategorií poptávky, jako je přechod k decentrální zásobování teplem nebo poptávka domácností, nedochází ve srovnání s dneškem k tak výrazným změnám v poptávaném množství jako u předešlých kategorií.

A path, that the Czech Republic will take, it will have a crucial impact on demand for natural gas. The importance of gas consists in effect of substitution of domestic brown coal, which is used for electricity monoproduction or combined heat and power generation. The biggest increase of demand is anticipated in the Conceptual case study. It is designed according to the SEP. In case of other case studies, emphasis is put on reduction of emissions; natural gas is substituted by nuclear power (including SMR) and RES (mainly PV and wind), so the total demand for gas is lower. It is anticipated that demand for gas will continue increasing in the medium-term and long-term horizons.

Medium-term horizon

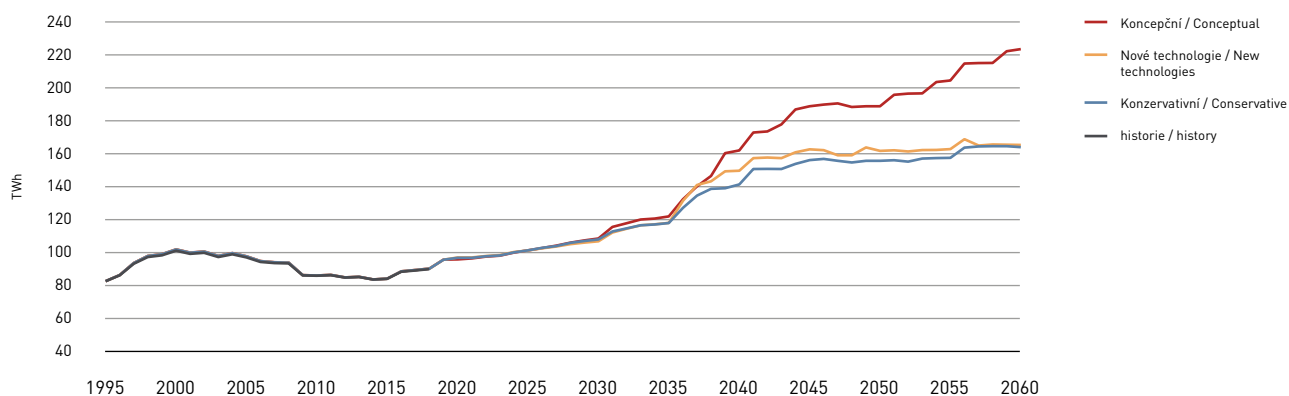
Until 2030, the increase of demand is very similar in all case studies – and it will be around 108 TWh (in 2019 demand reached 90.5 TWh). That similar demand, which takes place in all case studies, is caused by effect that there is no new source for monoproduction of electricity, and the development of CHP sector is very similar. Only slight increase of demand is visible for example in production sphere and in transportation.

Long-term horizon

The most significant increase of demand for gas is visible after 2035, up to 2041 for both low-carbon case studies. In case of the Conceptual case study, it happens between 2035 and 2044. The biggest demand for gas will take place in the Conceptual case study in 2060 (i.e. 223 TWh); 166 TWh in the New Technologies case study and 164 TWh in the Conservative case study. Electricity monoproduction will play a key role in demand for gas. The New Technologies and Conservative case studies put emphasis on nuclear sources and RES that is why the demand for electricity monoproduction is only 9.3 TWh, or rather 5.8 TWh. By contrast, the Conceptual case study, similarly to the SEP, anticipates growth of demand for electricity monoproduction up to 53 TWh. Very similar is the demand in all case studies in the sector of CHP. Because of preservation of actual shape of district heating, a significant growth up to ca. 63 TWh of demand for gas for CHP will occur (today it is 8.6 TWh). The increase is anticipated in transportation too – in case of CNG/LNG it is growth up to 18.8 TWh in 2060; both low-carbon case studies anticipated half of that number. In resting categories, like transition to distributed heating systems, or demand of households, there is not such a significant change in comparison to the actual state or in comparison to previous categories.

Obrázek 25 • Figure 25

Celková spotřeba plynu Total gas consumption



Tabulka 11 • Table 11

Celková spotřeba plynu (GWh) – Konceptční případová studie Total gas consumption (GWh) – Conceptual case study

	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
výrobní sféra celkem / production sector	63 581	69 137	69 497	75 176	81 931	95 727	135 563	162 669	197 322
monovýroba elektřiny / electricity monoproduction	3 620	6 373	4 805	4 741	4 808	7 835	24 577	26 693	52 963
výroba elektřiny v KVET a MKO / CHP & micro-CHP electricity production	2 183	2 951	3 314	3 827	4 271	9 091	23 073	36 061	38 366
výroba tepla v KVET a MKO / CHP & micro-CHP heat production	6 411	7 514	8 491	9 303	10 015	13 351	20 099	26 592	27 240
ostatní / other	50 265	51 036	51 385	53 552	55 100	55 667	55 701	55 767	56 091
CNG	848	960	1 137	2 249	3 781	5 728	8 059	13 501	18 608
náhrada hnědého uhlí / substitute of brown coal	253	304	365	1 505	3 956	4 055	4 055	4 055	4 055
domácnosti / households	25 362	25 230	25 050	24 737	25 042	24 452	23 942	23 203	22 660
ostatní plyn* / other gas*	1 510	1 486	1 479	1 553	1 651	1 843	2 431	2 796	3 266
celková spotřeba plynu / total gas consumption	90 453	95 853	96 026	101 466	108 624	122 022	161 936	188 668	223 249

* základní spotřeba plynu mimo energetiku / basic gas consumption outside the energy sector

Tabulka 12 • Table 12

Celková spotřeba plynu (GWh) – Nízkouhlíková případová studie – nové technologie**Total gas consumption (GWh) – the Low-Carbon case study – New Technologies**

	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
výrobní sféra celkem / production sector	63 581	69 135	70 668	75 397	80 980	92 568	124 211	136 610	140 482
monovýroba elektřiny / electricity monoproduction	3 620	6 373	5 807	5 092	5 100	6 172	15 863	10 666	9 297
výroba elektřiny v KVET a MKO / CHP & micro-CHP electricity production	2 183	2 951	3 391	4 099	4 742	9 743	23 261	33 331	34 355
výroba tepla v KVET a MKO / CHP & micro-CHP heat production	6 411	7 514	8 670	9 930	11 091	14 876	22 073	27 100	29 090
ostatní / other	50 265	51 033	51 382	53 571	55 134	55 723	55 797	55 950	56 409
CNG	848	960	1 111	1 952	2 936	4 027	5 191	7 536	9 304
náhrada hnědého uhlí / substitute of brown coal	253	304	307	753	1 978	2 027	2 027	2 027	2 027
domácnosti / households	25 362	25 225	25 047	24 553	24 439	23 929	23 520	22 974	22 690
ostatní plyn* / other gas*	1 510	1 486	1 497	1 553	1 628	1 787	2 251	2 400	2 423
celková spotřeba plynu / total gas consumption	90 453	95 845	97 212	101 504	107 047	118 284	149 982	161 985	165 595

* základní spotřeba plynu mimo energetiku / basic gas consumption outside the energy sector

Tabulka 13 • Table 13

Celková spotřeba plynu (GWh) – Nízkouhlíková případová studie – konzervativní**Total gas consumption (GWh) – the Low-Carbon case study – Conservative**

	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
výrobní sféra celkem / production sector	63 581	69 138	70 453	75 243	81 446	91 868	115 429	130 346	139 059
monovýroba elektřiny / electricity monoproduction	3 620	6 373	5 785	5 079	5 124	5 320	7 710	5 323	5 770
výroba elektřiny v KVET a MKO / CHP & micro-CHP electricity production	2 183	2 951	3 313	3 828	4 273	9 379	22 533	32 675	34 961
výroba tepla v KVET a MKO / CHP & micro-CHP heat production	6 411	7 514	8 491	9 303	10 015	13 351	20 099	24 768	28 540
ostatní / other	50 265	51 037	51 387	53 576	55 143	55 738	55 841	55 988	56 430
CNG	848	960	1 111	1 952	2 936	4 027	5 191	7 536	9 304
náhrada hnědého uhlí / substitute of brown coal	253	304	365	1 505	3 956	4 055	4 055	4 055	4 055
domácnosti / households	25 362	25 232	25 059	24 781	25 116	24 553	24 068	23 374	22 881
ostatní plyn* / other gas*	1 510	1 486	1 494	1 554	1 645	1 786	2 126	2 312	2 404
celková spotřeba plynu / total gas consumption	90 453	95 856	97 007	101 578	108 208	118 207	141 622	156 032	164 345

* základní spotřeba plynu mimo energetiku / basic gas consumption outside the energy sector

ZDROJE PLYNU

GAS SOURCES

Střednědobý horizont

Minimálně po dobu trvání dlouhodobého kontraktu mezi společností RWE Supply & Trading a Gazprom Export do roku 2035 by měl zemní plyn pocházející z Ruska dominovat zdrojovému portfoliu na českém trhu s přibližně dvoutřetinovým zastoupením. Kromě stabilní domácí těžby plynu na úrovni přibližně 1 až 2% celkové spotřeby plynu v ČR bude i nadále zbytek potřeb saturován nákupy plynu na evropských plynárenských burzách. Ke konci zkoumaného období se s postupným přechodem stávajících bioplynových stanic na výrobní biometanu rozšíří také o domácí výrobu obnovitelného plynu v maximálním objemu srovnatelném s domácí těžbou.

Na evropské úrovni bude pokračovat majoritní zastoupení ruského plynu, který bude ve stále menší míře doplňován norským a alžírským plynem. Naopak rostoucí zastoupení by měl získávat zkapalněný zemní plyn pocházející nejčastěji z Kataru, Spojených států, Ruska či Nigérie. V relativně nevýznamném množství budou do Evropy (primárně do Itálie) proudit dodávky plynu z ázerbájdžánské těžby v Kaspickém moři.

Dlouhodobý horizont

Po roce 2030 se bude podíl ruského plynu a LNG na evropském trhu nadále zvětšovat na úkor ustupující těžby v Norsku, Alžírsku a radikálně snížené těžby v Nizozemí. Podíl hlavních dvou zdrojů bude záviset primárně na celkové poptávce po plynu v EU, na cenách LNG na světových trzích a na strategii společnosti Gazprom, která se může buď snažit získat maximální možné pokrytí evropského trhu, nebo udržet výhodnější ceny exportovaného plynu. Ve vysokém scénáři dovozu ruského plynu se očekává až 195 mld. m³ ročně proudících do zemí EU v roce 2040, zatímco dodávky LNG dosáhnou úrovně pouze 40 mld. m³. V opačném scénáři si dovoz z Ruska udrží první pozici, nicméně objem LNG dodávek se mu významně přiblíží (135 ku 100 mld. m³). Obecně se však předpokládá, že podíl ruského plynu na evropském trhu tak či onak významným způsobem vzroste, jelikož kromě tradičních plynovodních dodávek se dovoz ruského plynu bude realizovat také formou LNG.

Medium-term horizon

Natural gas originating from Russia shall, with its two-third share, dominate the source portfolio on Czech market at least in course of duration of the long-term contract between RWE Supply & Trading and Gazprom Export, i.e. by 2035. Apart from the stable domestic extraction of gas reaching 1% to 2% of total gas consumption in the Czech Republic, the rest of the needs will remain to be saturated by gas purchase on European gas exchanges. By the end of the examined period and with the continuing transition of biogas stations to plants generating biomethane, it will also be contributed to by domestic generation of renewable gas in the maximum volume comparable to domestic production.

Major share of Russian gas will prevail on European level as it will be completed by Norwegian and Algerian gas in an ever-smaller rate. Growing share shall by contrast be provided by LNG coming from Qatar, United States, Russia or Nigeria. Gas supplies from Azerbaijanian production in the Caspian Sea shall flow to Europe (mainly Italy) in rather insignificant volumes.

Long-term horizon

After 2030, the share of Russian gas and LNG on the European market will grow at the expense of the declining production in Norway, Algeria and rapid decline in production in the Netherlands. The share of the two main sources will primarily depend on total demand for gas in the EU, on LNG prices on global markets and on the strategy of Gazprom which can either try to gain maximum share on the European market or maintain favourable prices of the exported gas. The high scenario of imports of Russian gas anticipates up to 195 bcm per year flowing to EU countries in 2040 while the LNG supplies shall only total 40 bcm. In the inverse scenario, the imports from Russia keep their top position however the volume of LNG supplies will approximate their volume (135 vs 100 bcm). Nevertheless, the share of Russian gas on European market is in general anticipated to grow considerably as the imports will be, apart from the traditional gas supplies, also provided in the form of LNG.

Tabulka 14 • Table 14

Výhled předpokládaných dodávek plynu do EU (v mld. m³)**Outlook for expected gas supplies to the EU (bcm)**

	2015	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Rus	132	156			?		
LNG	42	51					
Nor	112	120	120	120	105	90	80
Alg & Lib	30	36	36	36	30	24	18
Azer	0	0	10	10	20	20	20
ostatní / other	0	0	0	5	10	10	10
produkce EU / EU production	125	120	99	65	49	46	45

Tabulka 15 • Table 15

Rozvojové projekty a vliv scénářů na jejich případné využití**Development projects and the impact of scenarios on their possible use**

projekt / project	kapacita / capacity mld. m ³ /r / bcma	FID	očekávané spuštění / expected start-up	zdroj / source	vliv na scénáře na využití projektu / impact on utilisation of project	
					high RU	high LNG
Nord Stream II	55,0	✓	2020	Rus	▲	▼
BG-RS propoj / BG-RS interconnector	14,0	✓	2021	Rus	▲	▼
EUGAL	55,0	✓	2021	Rus	▲	▼
C4G	35,4	✓	2021	Rus	▲	▼
Severojižní koridor / North-South corridor	10,0	✓	2022	LNG	▼	▲
Eastring	20,0	✗	2023	Rus / Azer	▲	▼
BRUA/BRUSKA	4,4	✗	2023	Rom	○	○
Baltic Pipe	10,0	✓	2022	Nor	○	○
IGB	3,0	✓	2021	Azer / LNG	▼	▲
TAP	10,0	✓	2021	Azer	○	○
LNG Croatia	2,5	✓	2022	LNG	▼	▲
LNG Świnoujście - rozšíření	2,5	✓	2022	LNG	▼	▲
LNG Gdańsk	4,0	✗	2025	LNG	▼	▲
LNG Brunsbüttel	8,0	✗	2023	LNG	▼	▲
LNG Wilhelmshaven	10,0	✗	2022	LNG	▼	▲

▲ pozitivní vliv / positive impact ▼ negativní vliv / negative impact ○ žádná změna / no change

EVROPSKÉ PLYNÁRENSTVÍ

EUROPEAN GAS INDUSTRY

Střednědobý horizont

Evropské plynárenství čeká v následující dekádě přelomové období, které bude charakterizováno intenzivní diskusí nad budoucností zemního plynu v dekarbonizované energetice. Tradiční (fosilní) zemní plyn získávaný těžbou by měl být postupně nahrazován plynem uhlíkově neutrálním, vyrobeným cíleně z obnovitelných zdrojů energie (biometan, syntetický metan, vodík). Do roku 2030 se však neočekává podíl těchto plynů na celkové spotřebě plynu v EU vyšší než jednotky procent. Nová Evropská komise se chystá nicméně podporovat projekty výroby obnovitelných plynů nejen v rámci náhrady fosilního plynu, ale také v rámci sector couplingu jako vhodného zdroje pro akumulaci nespotřebované elektrické energie z obnovitelných zdrojů.

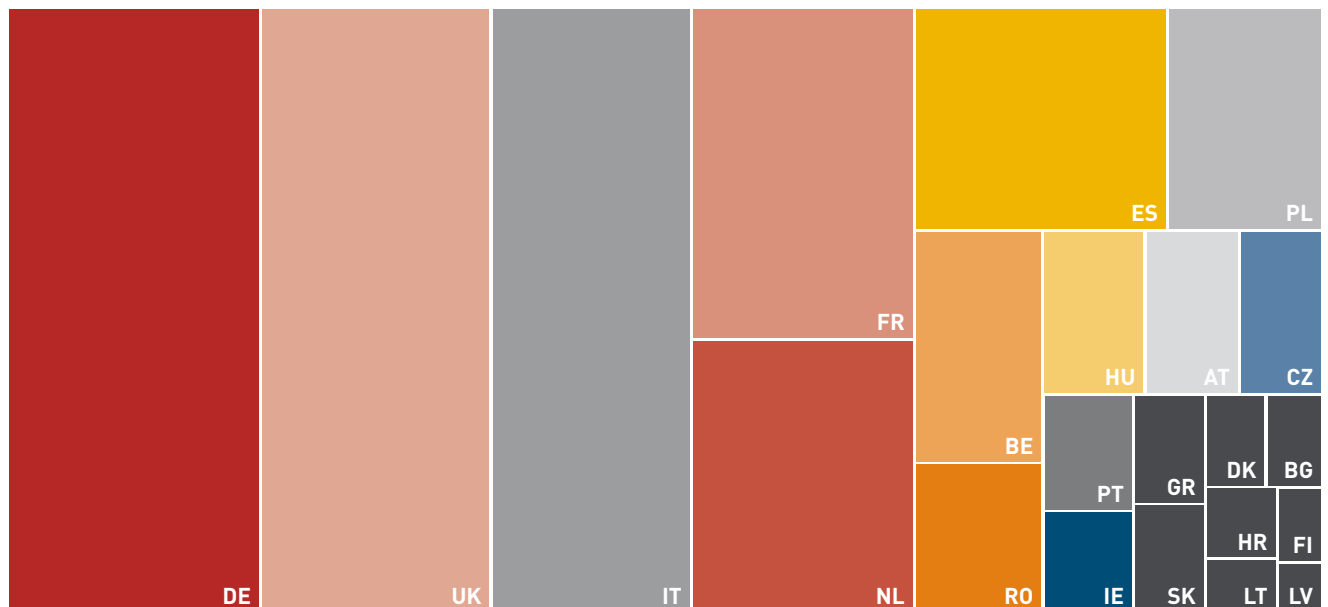
Medium-term horizon

In the forthcoming decade, European gas industry will go through a critical period characterized by an intensive discussion about the future of natural gas in the decarbonised energy industry. The traditional (fossil) natural gas will gradually be replaced by carbon-neutral gas purposefully produced by renewable energy sources (biomethane, synthetic methane, hydrogen). However, the share of these gases in total gas consumption of the EU will only amount to units of percent by 2030. The new European Commission is nevertheless going to promote projects of production of renewable gases within the substitution of fossil gas but also within sector coupling as a suitable source for accumulation of the unconsumed electricity from renewable sources.

Obrázek 26 • Figure 26

Podíl vybraných členských zemí na spotřebě plynu v EU v roce 2018

Share of selected member states of EU gas consumption in 2018



Dlouhodobý horizont

Tento proces propojení plynárenství a elektroenergetiky by měl nabýt na důležitosti především v druhé polovině zkoumaného období, kdy se očekává objem výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů (vítr, slunce) častěji převyšující aktuální poptávku po elektřině. Zároveň se předpokládá několikanásobný pokles fixních nákladů elektrolyzačních zařízení, který by umožnil širší zapojení technologie power-to-gas. Ke konci zkoumaného období by se mělo rozšířit i komerční využití této prozatím extrémně nákladově neefektivní technologie. Vedle vodíku či syntetického metanu vyrobeného elektrolyzou vody by zdrojové portfolio zemního plynu v plynárenské soustavě EU měl obohatit také biometan, jehož maximální potenciál podle odhadů nepřekročí čtvrtinu celkové poptávky po plynu v EU v roce 2050.

Long-term horizon

The process of sector coupling should gain importance especially in the second half of the examined period when volume of electricity generated from renewable sources (wind, photovoltaics) is expected to exceed the concurrent demand for electricity more frequently. At the same time, multiple decline in fixed cost of electrolysis facilities is anticipated, allowing wider use of the power-to-gas technology. By the end of the examined period, commercial use of the currently extremely cost non-efficient technology should expand. Apart from hydrogen or synthetic methane generated by electrolysis of water, the portfolio of sources of natural gas within the gas system of the EU shall be enriched by biomethane, whose maximum potential is estimated not to exceed a quarter of total demand for gas in the EU in 2050.

TRASY DODÁVEK PLYNU DO ČR

ROUTES OF GAS SUPPLIES FOR THE CZECH REPUBLIC

Střednědobý horizont

Po roce 2020 se očekává výrazná změna v zásobování velké části Evropy ruským zemním plynem. Tranzitní kontrakt mezi ukrajinskou společností Naftogaz a ruským dodavatelem Gazprom Export pravděpodobně nebude po vypršení v roce 2019 prodloužen či adekvátně nahrazen. Dnes dominantní přepravní trasa co do objemu přepraveného ruského plynu do Evropy by tak měla být po roce 2020 nahrazena dvěma nově otevřenými trasami – podmořskými plynovody Nord Stream II s vyústěním v Německu a TurkStream směřujícím do Turecka. Je pravděpodobné, že v případě dostatečné poptávky po plynu v zemích EU bude také ukrajinská tranzitní soustava nadále využívána pro přepravu menších objemů ruského plynu, především jako zdroj sezónní flexibility.

Česká republika touto úpravou přepravních tras dále posílí roli klíčové tranzitní země pro dodávky ruského plynu do jižního Německa, Francie, Rakouska, Slovenska a Itálie. Případně se objeví nové možnosti zásobování také Maďarska a Ukrajiny, které budou českou tranzitní soustavu využívat. Dodávky ruského plynu pro potřeby ČR jsou již řadu let realizovány bez využití ukrajinské trasy.

Možností, jak rozšířit portfolio dodávek plynu do ČR, je nákup plynu na polském trhu, který bude od roku 2025 zásobován až 12 mld. m³ plynu pocházejícího z regazifikačních LNG terminálů na severu Polska. Nezbytnou podmínkou je nicméně kromě výhodných cenových pobídek realizace plynovodu STORK II, který umožní přímé napojení české přepravní soustavy na polský trh. Projekt Severo-j jižního koridoru, který s tímto plynovodem počítá od roku 2023, nicméně postupuje mnohem aktivněji v případě polsko-slovenského propojení (v provozu od roku 2021), čímž se STORK II stává projektem spíše teoretickým.

Medium-term horizon

Important change in supplies of Russian gas to great part of Europe is expected after 2020. Transit contract between Ukrainian Naftogaz and Gazprom Export, the Russian supplier, will probably not be renewed or adequately substituted after its expiry in 2019. The currently dominant transit route, as far as the volume of transported Russian gas to Europe is concerned, shall therefore be replaced by two newly opened routes after 2020 – the offshore gas pipelines Nord Stream II which reaches the landfall in Germany and TurkStream directed towards Turkey. In the case of sufficient demand for gas in EU countries, the Ukrainian transit system is likely to be further used for transport of smaller volumes of Russian gas, mainly as a source of seasonal flexibility.

With this modification of transport routes, the Czech Republic will further reinforce its role of a crucial transit country for Russian gas supplies to southern Germany, France, Austria, Slovakia and Italy. New opportunities to supply Hungary and Ukraine may also appear as these countries will use the Czech transit system. Russian gas for the needs of the Czech Republic have long been supplied without the use of the Ukrainian route.

Another possibility how to extend the portfolio of gas supplies to the Czech Republic is the purchase on Polish market which is to be supplied by up to 12 bcm of gas coming from regasification LNG terminals on the north of Poland after 2025. It is however conditioned, apart from favourable price incentives, by implementation of the Stork II gas pipeline enabling direct connection of the Czech transition system to Polish market. Development of the project of the north-south corridor, which assumes this pipeline after 2023, is much more active in relation to the Poland-Slovakia interconnection though (to be operated from 2021), the Stork II project becomes in consequence rather theoretic.

Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu je velmi málo pravděpodobné, že by vznikaly nové velké infrastrukturní projekty, které by měly za cíl více než propojení sousedních zemí. Postoj nové Evropské komise a evropských finančních institucí (např. EIB) k zemnímu plynu jakožto fosilnímu palivu indikují pramalou ochotu uvolňovat finanční prostředky na podporu nákladných projektů dodávkových plynovodů. I proto se očekává větší rozvoj dodávek LNG, které nevyžadují téměř žádné rozsáhlé investice do infrastruktury vzhledem ke stávající regazifikační kapacitě významně přesahující současnou poptávku.

Long-term horizon

Implementation of new large infrastructure projects aimed to provide more than mere interconnection of neighbouring countries is rather unlikely in the long term. Attitude of the new European Commission and European financial institutions (e.g. EIB) to natural gas as a fossil fuel indicates very low willingness to release financial means to support costly projects of supply gas pipelines. It is one of the reasons why greater development of LNG supplies is anticipated as they do not require hardly any extensive investment to infrastructure with respect to present regasification capacity highly exceeding current demand.

ČESKÁ PLYNÁRENSKÁ INFRASTRUKTURA

CZECH GAS SYSTEM INFRASTRUCTURE

Střednědobý horizont

V aukci Capacity4Gas, kde byla veškerá přírůstková kapacita pro roky 2020 až 2039 úspěšně prodána, se očekávaný nárůst tranzitu přes ČR ve směru severozápad-jihovýchod pohybuje mezi 30 až 40 mld. m³ ročně, což představuje de facto 100% růst. Pozice českého přepravce na trhu s plynem se tím významně posílí. Projekt Capacity4Gas v sobě zahrnuje více dílčích staveb, ty nejvýznamnější jsou: nová DN 1400 mezi novou HPS Deutschneudorf a RU Přimda, výstavba nové KS Otvice a úpravy na HPS Lanžhot a Hoře Svaté Kateřiny. Výstupní kapacity z přepravní soustavy do regionálních distribučních soustav jsou dostačující při zachování míry současné spotřeby. Výjimku tvoří severní Morava. Region je zásobován linií vnitrostátní přepravní soustavy DN 700, jejíž kapacita je nepostačující. Realizace jedné z variant (Moravia nebo Moravia Capacity Extension) je obecně veřejným zájmem s ohledem na bezpečnost dodávek plynu do regionu.

Po mnohaletých odkladech se již jeví jako pravděpodobné napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích po roce 2021 na českou přepravní soustavu. Důležitá je přitom podoba znění nového energetického zákona, který umožní přeshraniční režim provozu PZP. I přes tyto ojedinělé projekty nelze očekávat zprovoznění nových skladovacích kapacit vzhledem k situaci na trhu. Ve střednědobém horizontu, v návaznosti na realizaci nadnárodních plynovodů, bude situace na trhu stále značně proměnlivá. Naopak, do soustavy se začnou více začleňovat výroby nekonvenčního plynu. První pilotní projekt byl spuštěn na podzim v Rapotíně, dále se připravuje například připojení ČOV v Praze a dalších pět projektů.

Medium-term horizon

In the Capacity4Gas auction, through which all of the incremental capacity for the period of 2020-2039 has been successfully sold, the projected increase in transit via the Czech Republic in the northwest-southeast direction ranges between 30 to 40 bcm per year, representing in fact a 100% increase. This is bound to considerably strengthen the position of the Czech TSO on the market. The Capacity4Gas project incorporates a number of component structures with the most important including: the recently completed DN 1400 pipeline between the new BTS Deutschneudorf and Přimda, construction of the new Otvice compressor station and modifications at the BTS Lanžhot and Hora Svaté Kateřiny. Output capacities from the transmission system to regional distribution systems are sufficient for the current level of consumption, with the exception of North Moravia. This region is supplied by the DN 700 pipeline of the intrastate transmission system whose capacity is inadequate. The implementation of one of the options (Moravia or Moravia Capacity Extension) is in public interest with regard to the security of gas supply to the region.

After many years of delays, the connection of the gas storage in Dolní Bojanovice to the Czech transmission system now appears to be a real possibility after 2021. Nevertheless, particular attention should be devoted to the wording of the new Energy Act which is to allow for cross-border operation of the UGS. Despite these unique projects, no new storage capacities are likely to be created in view of the market situation. In the medium-term horizon, the situation on the market will continue to fluctuate in response to the implementation of transnational gas pipelines. Conversely, the transmission system will start to incorporate unconventional gas producers to a greater extent. The first pilot project should be launched by this autumn in Rapotín, with additional five projects, excluding the sewage treatment plant connection in Prague, in the works.

Tabulka 16 • Table 16

Technické kapacity hraničních předávacích stanic v roce 2019**Fixed capacity at border transfer stations in 2019**

přeshraniční profil	počet	vstupní kapacita do ČR (mld. m³/rok)	výstupní kapacita z ČR (mld. m³/rok)
crossborder profile	quantity	entry capacities to CZ (bcm/year)	exit capacities from CZ (bcm/year)
SK-CZ (Lanžhot)	1	56,2	31,3
PL-CZ (Cieszyn)	1	0,0	1,0
DE-CZ	4	53,0	49,6
VIP Waidhaus	1	4,1	36,7
VIP Brandov	3	48,9	12,9
celkem hraniční předávací stanice / BTS in total	6	109,2	81,9

Tabulka 17 • Table 17

Provozní parametry zásobníků v ČR**Operating parameters of gas storage facilities in the Czech Republic**

provozovatel	zásobník	kapacita (mil. m³/d)	max. těžební výkon (mil. m³/d)	max výkon pro vtláčení (mil. m³/d)	schopnost těžby z PZP do PS ČR
operator	UGS	capacity (mcm)	max. withdrawal capacity (mcm/day)	max. injection capacity (mcm/day)	withdrawal ability into transmission system
innogy GS	Tvrdonice	525	8,7	8,5	ano / yes
	Lobodice	177	5,04	3,0	ne / no
	Dolní Dunajovice	900	21,3	12,0	ano / yes
	Štramberk	500	7,0	7,0	ano / yes
	Háje	75	6,0	6,0	ne / no
	Třanovice	530	8,0	6,5	ano / yes
innogy GS in total		2 707	56,0	43,0	
MND GS	Uhřice	330	12,0	6,1	ano / yes
Moravia GS	Dambořice	298	7,5	4,5	ano / yes
celkem do PS ČR / CZ system in total		3 335	75,5	53,6	
SPP Storage	Dolní Bojanovice	643	8,8	6,9	ne / no
celkem v ČR / CZ in total		3 978	84,4	60,5	

Dlouhodobý horizont

Realizace dalších rozvojových plánů na přepravní soustavě je nejistá. Vzhledem ke geopolitickým aspektům zdrojové části sektoru plynárenství pak rozvoj větších potrubních projektů bude záviset především na těžce předvídatelných politických rozhodnutích, ale i požadavcích trhu a rozvoji nových technologií. S ohledem na požadavky dekarbonizace energetiky, útlum využití vysokoemisních fosilních paliv a rozvoj OZE je možné očekávat vyšší míru spotřeby plynu pro zajištění regulačních služeb v elektroenergetice. V dlouhodobém horizontu by ale bylo s ohledem na nárůst spotřeby plynu dle provedených výpočtů a analýz vhodné zprovoznit nové kapacity pro skladování plynu. Tento strategicky důležitý sektor bude ale i nadále spíše formován tržními než politickými motivy. V ČR je pro skladování plynu vyhrazeno několik dosud nevyužitých lokalit, které by k němu měly být vhodné. Jejich skutečné využití je, viděno ze současného pohledu na rizikovost realizace (vlivem flexibility trhu), spíše nepravděpodobné.

V dlouhodobém horizontu se také nepředpokládá, že by došlo k nárůstu těžby konvenčního zemního plynu v ČR, avšak na zdrojové základně se budou více podílet alternativní zdroje nekonvenčního typu – biometan, syntetický metan, potažmo vodík. Ty budou vtláčeny především do vysokotlakých distribučních sítí, které se ale již dnes považují za téměř dobudované, případně do přepravní soustavy. Alternativní plyny zaujmou významnější místo ve zdrojovém portfoliu a díky ideám sector couplingu a jednotného evropského trhu s energiemi bude sektor plynárenství více propojen s dalšími segmenty energetiky (elektroenergetika, teplárenství).

Long-term horizon

There is uncertainty as to the implementation of further development plans for the transmission system. Considering the geopolitical aspects of the source component of the gas sector, the development of larger-scale pipeline projects will primarily hinge on the hard-to-predict political decisions as well as on market requirements and the development of new technologies. With regard to the energy sector decarbonisation requirements, the decrease in the use of high-emission fossil fuels and the development of RES, a higher level of gas consumption can be anticipated to facilitate regulatory services in the electricity sector. However, as calculations and analyses show, it would be appropriate to create new gas storage capacities in response to the increasing gas consumption in the long-term. Even so, this strategically important sector will continue to be formed by market, rather than political, motives. There are a number of unused locations reserved for gas storage in the Czech Republic, which should fit the purpose. But given the current view of the risks involved (market flexibility), their eventual utilisation seems rather unlikely.

Neither can we expect any substantial increase in the production of conventional gas in the Czech Republic over the long-term; however, the source base will, to a greater degree, consist of alternative sources such as biomethane, synthetic methane and hydrogen. These will be injected primarily into high-pressure distribution systems, considered to be nearly complete at present, or into the transmission system. Alternative gases will assume a more important role in the source portfolio and, thanks to the ideas of sector coupling and the single European energy market, the gas sector will be increasingly interlinked with other energy segments (electricity industry, the heating industry).

PROVOZ ZÁSObNÍKŮ

OPERATION OF GAS STORAGEES

Střednědobý horizont

Do roku 2030 se neočekává, že budou do provozu uvedeny nové zásobníkové kapacity, ovšem přesto dojde k navýšení skladovací kapacity. Počítá se s napojením Dolních Bojanovic (kapacita 643 mil. m³) a zároveň dojde k navýšení kapacit v Dambořicích a Uhřicích. Dnešní kapacita Dambořic 298 mil. m³ by měla být navýšena až na 448 mil. m³ v roce 2021, u Uhřic se očekává konstantní navyšování skladovací kapacity o 5 mil. m³ za rok až na celkových 345 mil. m³ v roce 2023 (dnes 330 mil. m³). Během krátkodobého horizontu je ve všech případových studiích komfortně dodržen poměr zásobníkové kapacity 35 až 40% na roční spotřebě. To je jednak způsobeno výše zmíněným navýšením skladovací kapacity, ale také tím, že nárůst poptávky po zemním plynu je v tomto období mírný.

Dlouhodobý horizont

Okolo roku 2035 dochází ve všech řešených případových studiích k výraznému nárůstu poptávky po zemním plynu z důvodu realizace nových významných plynových zdrojů elektřiny a KVET. Aby nedošlo k poklesu skladovací kapacity pod úroveň 35% vůči roční spotřebě, je přibližně od roku 2030 navržen rozvoj zásobníků. U Koncepční případové studie, kde dochází k největšímu nárůstu poptávky (223,2 TWh v roce 2060), se počítá s novou skladovací kapacitou 3,3 mld. m³ (nad rámec intenzifikace Dambořic a Uhřic a napojení Dolních Bojanovic). Pro zbylé případové studie Nové technologie a Konzervativní (poptávka okolo 165 TWh v roce 2060) je nutný totožný rozvoj zásobníkové kapacity – dojde k nárůstu o 1 mld. m³. Samostatná hodnota skladovací kapacity podzemních zásobníků však nemusí ukazovat na schopnost soustavy vypořádat se s nepříznivými stavy. Důležitý je také dostatečný výkon čerpání a kapacita potrubní infrastruktury. V roce 2060 bude možné pokrýt poptávku (při snížení dovozu o 75%) 66 až 68 dní v závislosti na konkrétní případové studii. Pokud by navíc byla podnormální teplota (je počítáno s -12 °C), půjde pouze o 47 dní v Koncepční případové studii, 41 dní v případové studii Nové technologie a 40 dní v Konzervativní případové studii.

Medium-term horizon

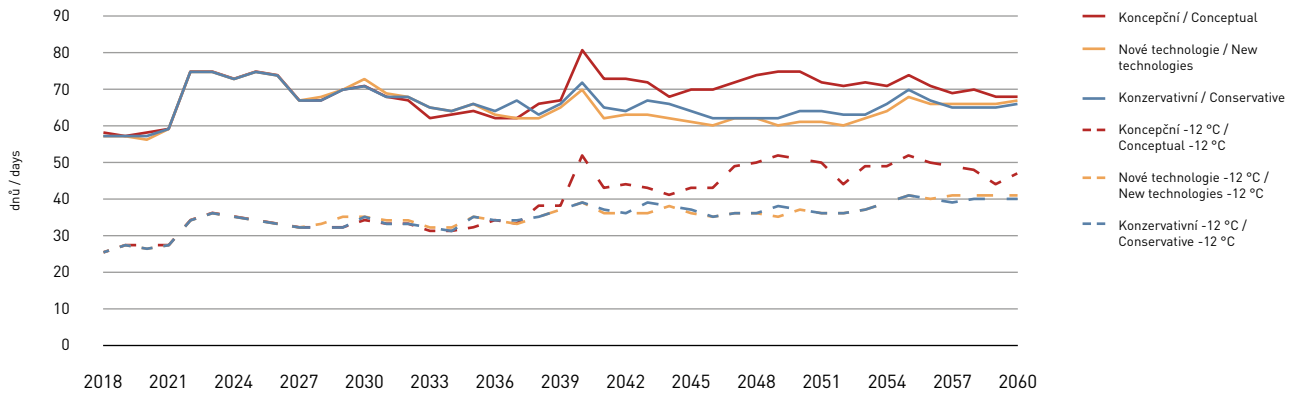
By 2030 it is not anticipated, there will be new gas storage capacities put into operation; however, an increase of storage capacities will happen despite that. UGS Dolní Bojanovice be counted as new facility connected to the gas system (643 mcm) and there will be increase of capacity at UGS Dambořice (from 298 up to 448 mcm) from 2021. Capacity of UGS Uhřice will be increased gradually by 5 mcm per year, from actual 330 mcm up to 345 mcm in 2023. During the medium term horizon, a ratio between gas consumption and gas storage capacities will be kept comfortably in all case studies, i.e. between 35-40%. This is because of increase of capacities (mentioned above), and also by effect of mild increase of demand for natural gas in this period.

Long-term horizon

Around 2035 in all case studies, a significant growth of demand for gas takes place. This is caused by realization of new gas-combustion blocks for electricity production and for CHP. If the ratio of gas storage capacities and annual gas consumption to be kept, there is designed such a development of storage capacities after 2030 – so the ratio does not fall below the limit of 35%. In case of Conceptual case study, in which the biggest increase of demand for gas takes place (223.2 TWh in 2060), new storage capacities are designed up to 3.3 bcm (surplus over new capacities at UGS Dambořice a Uhřice, and connection of UGS Dolní Bojanovice). For resting case studies i.e. New Technologies and Conservative (demand is around 165 TWh in 2060), an identical development around 1 bcm is anticipated there too. Despite that, the number of total storage capacity of all UGSs does not say if the gas system is able to deal with unfavourable operation states. Sufficient withdrawal capacities and capacity of pipeline infrastructure are also important. In 2060, the transmission system will be able to be operated within 66-68 days (while there will be decrease in imports by 75%) and in dependence of concrete case study. Moreover, if there will be subnormal outside temperature (calculation was made for -12 °C), the transmission system will be able to remain in operation only 47 days in the Conceptual study, 41 days in the New Technologies case study and 40 days in the Conservative case study.

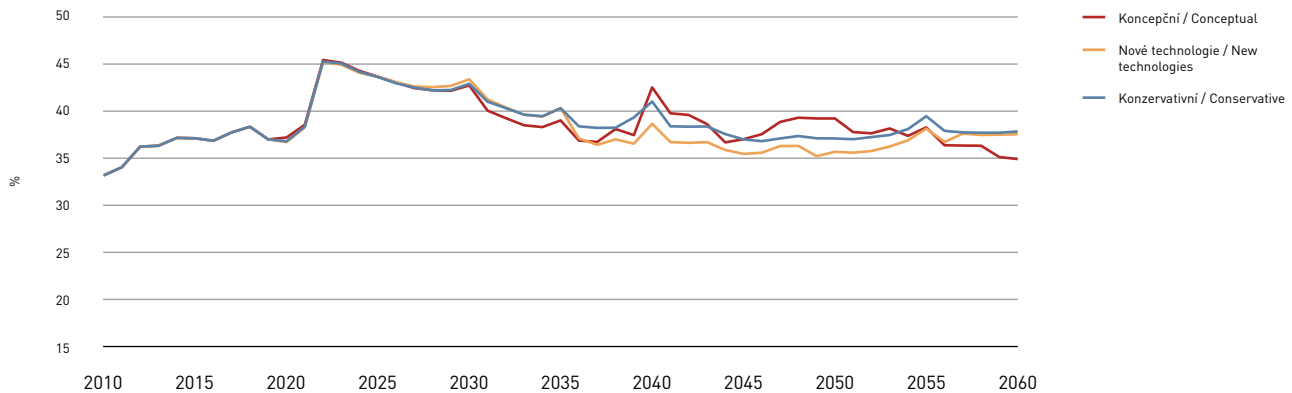
Obrázek 27 • Figure 27

Počet dnů provozu bez omezení spotřeby při snížení dovozu plynu o 75 %
Operation without restricted consumption during gas imports reduced by 75%



Obrázek 28 • Figure 28

Poměr kapacity zásobníků ke spotřebě – s novými zásobníky dle studií rozvoje
Ratio of UGSs capacities and total consumption – with new UGSs



ANALÝZA PŘEPRAVNÍ SOUSTAVY

ANALYSES OF GAS TRANSMISSION SYSTEM

Střednědobý horizont

Dojde k navýšení přepravy plynu mezi obchodní oblastí Gaspool a CEGH v Rakousku. Na poptávku trhu reaguje společnost NET4GAS projekty označovanými jako Capacity4Gas. Vlivem navýšení tranzitů přes území ČR dojde k navýšení využití kapacit severní i jižní větve.

V tomto horizontu bude soustava disponovat dostatečnými kapacitami na všech předávacích stanicích a bude schopna pokrýt tuzemskou spotřebu. Pro udržení bezpečného provozu soustavy je vhodné realizovat projekt DN 1000 partial loop.

Dále dojde k významnému navýšení kapacity zásobníků plynu napojením zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou soustavu. Navýšení poptávky plynu v tomto období není ve srovnání s pozdějším vývojem příliš významné. Investice do další zásobníkové kapacity tedy nebudou potřebné.

Medium-term horizon

There will be an increase in the volume of gas transported between Gaspool and CEGH in Austria. NET4GAS responds to market demands by projects identified as Capacity4Gas. The increase in transit via the Czech Republic will result in greater utilisation of capacities of both the northern and southern branches.

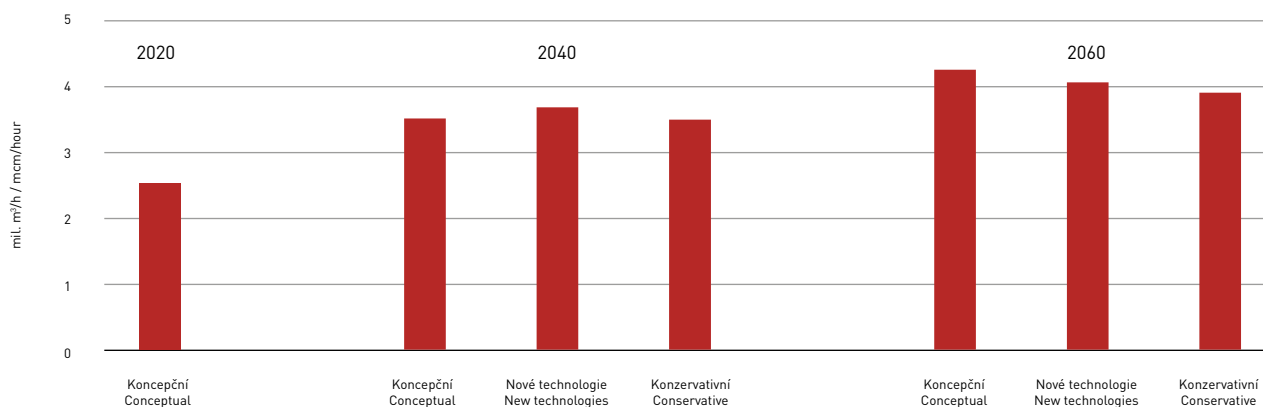
In this horizon, the system will have sufficient capacities at all transfer stations and will be able to cover domestic consumption. In order to maintain safe operation of the system, it is appropriate to implement the DN 1000 partial loop project.

Furthermore, gas storage capacity will substantially increase as a result of connecting the Dolní Bojanovice facility to the Czech transmission system. The increase in gas demand within this period is relatively insignificant in light of the subsequent development. Accordingly, no further investment in the existing storage capacity will be required.

Obrázek 29 • Figure 29

Maximální hodinová spotřeba plynu

Maximum hourly consumption of gas



Dlouhodobý horizont

Využití plynu při výrobě elektřiny vyžaduje adekvátní rozvoj zásobníkové kapacity a výkonu čerpání, protože bezpečnost dodávek plynu bude při vysoké výrobě elektřiny z plynu podmiňovat bezpečnost dodávek elektřiny, která má v energetice státu ještě méně zastupitelnou pozici. Rozvoj tuzemských zásobníků není jedinou možností, jak flexibilitu a zálohu v dodávkách plynu zajistit. Lze uvažovat o zajištění zásobníkové kapacity v zahraničí či se spolehnout na krátkodobý trh s plynem. Obojí s sebou nese navýšení energetické, a tím i bezpečnostní závislosti na zahraničí, které je v situaci, kdy bude plyn rutinně využíván k výrobě elektřiny a ke kombinované výrobě elektřiny a tepla, velmi rizikové. Přepravní soustava v případě realizace nových bloků a rozvoje spotřeby plynu dle Konceptní varianty nebude již kapacitně schopna bezpečně přepravit plyn ze severozápadu Čech k předacím místům do distribučních soustav, předně v distribučních oblastech Severozápadní zóna a Východní Čechy, kde dochází včetně regionu Severní Moravy k překročení technických předacích kapacit. V takovém případě je nutné zajistit nejen kapacity předacích stanic do distribučních soustav, ale také již bude nutné dovážet plyn přes Slovensko, případně vynutit těžbu plynu z PZP do přepravní soustavy.

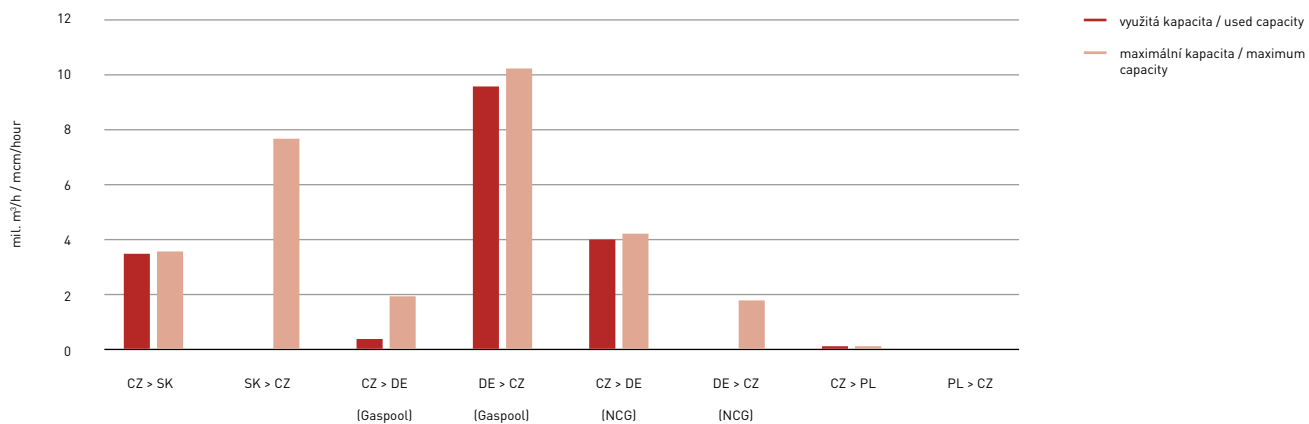
Long-term horizon

The utilisation of gas for the production of electricity requires an adequate development of the storage and withdrawal capacities in the gas system as much as the gas supply security will determine the security of electricity supply, which has an even less replaceable position in the country's energy sector. The development of domestic gas storage facilities is not the only way to provide the flexibility and reserve capacity necessary for the gas supply. Other options include securing storage capacities abroad and/or reliance on the short-term gas market. Both alternatives entail an increase in both energy and security dependence on foreign countries, which is rather risky in a situation where gas is routinely utilised for the generation of electricity and for the combined production of electricity and heat. In the case of realization of new units and development of gas consumption according to the Conceptual case study, the transmission system will no longer be able to safely transport gas from Northwest Bohemia to delivery points to distribution systems, primarily in the Northwest Zone and East Bohemia distribution areas and technical transfer capacities are exceeded, including the region of North Moravia. In such a case, it is necessary to ensure not only the capacity of the transfer stations to the distribution systems, but it will also be necessary to import gas through Slovakia, or to force gas extraction from UGS to the transmission system.

Obrázek 30 • Figure 30

Využití kapacit hraničních předávacích profilů (Konceptní, 2060)

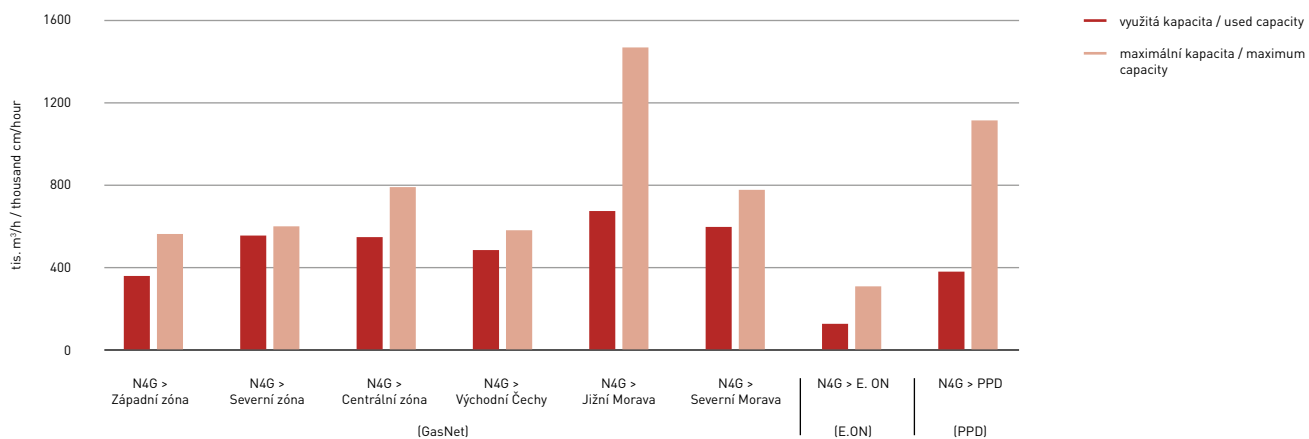
Use of capacities of border delivery profiles (Conceptual, 2060)



Obrázek 31 • Figure 31

Využití kapacit předávacích profilů s distribučními soustavami (Konceptní, 2060)

Use of capacities of delivery profiles with distribution systems (Conceptual, 2060)



TRH SE ZEMNÍM PLYNEM A CENY PLYNU

NATURAL GAS MARKET AND PRICES OF GAS

Střednědobý horizont

Cena zemního plynu na velkoobchodním trhu v ČR bude i nadále velmi úzce korelovat s cenami na hlavních evropských trzích, zvláště s německou obchodní zónou Gaspool. Tento vztah dále upevní především vysoká kapacita na přeshraničních profilech obou států s velkými objemy plynu, které z Německa do ČR potečou. Situace se nezmění ani po plánovaném spojení Gaspool s druhou německou obchodní zónou NCG v roce 2021, a ceny na evropských trzích (Německo, Nizozemí, Velká Británie, Belgie a Francie) tak budou nadále hlavními faktory tvorby ceny plynu v českém virtuálním obchodním bodě (VTP CZ). Ceny plynu na evropských trzích téměř přestanou reflektovat cenu alternativních paliv (uhlí, ropa). Dominantní vliv na cenu plynu v Evropě mají tržní mechanismy – bilance nabídky a poptávky. Tento stav bude dále posilován postupným vytlačováním ropné indexace z dlouhodobých kontraktů. Očekávaná cena plynu na evropských trzích bude podle referenčního scénáře vykazovat mírně rostoucí tendenci až k hranici 23 EUR/MWh.

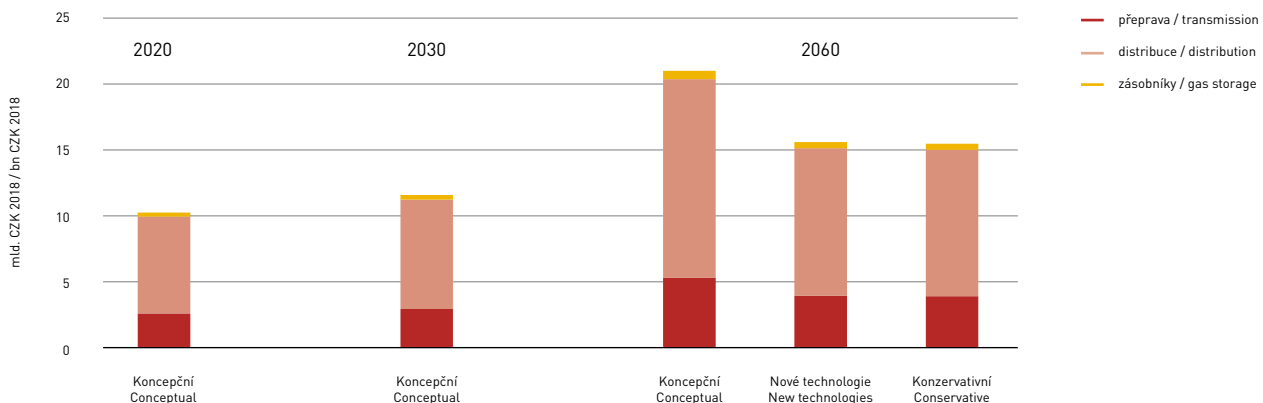
Medium-term horizon

Price of natural gas on wholesale market in the Czech Republic will keep correlating to prices on main European markets, especially to Gaspool, the German market area. The relation will further be strengthened by high capacity of cross-border profiles of both countries and high volumes of gas flowing to the Czech Republic from Germany. The situation is not going to change even after the planned fusion with the other German market area, NCG, in 2021 and prices on European markets (Germany, Netherlands, UK, Belgium and France) will remain the main factors of gas pricing for the Czech virtual trading point (VTP CZ). Gas prices on European markets will almost stop to reflect prices of alternative fuels (coal, oil). Gas prices in Europe are dominantly affected by market mechanisms – balance between demand and supply. The state will further be intensified by oil indexation being gradually pushed out of long-term contracts. According to the reference scenario, the anticipated change in gas price on European markets will have a slightly increasing tendency up to 23 EUR/MWh.

Obrázek 32 • Figure 32

Odhadované investice do plynárenství

Estimated investments into gas industry



Dlouhodobý horizont

Výhled za hranici roku 2030 předpokládá nadále rostoucí tendenci s průměrnou roční cenou plynu na českém trhu v rozmezí 23 až 27 EUR/MWh v případě referenčního scénáře, který pracuje s vyrovnanou nabídkou a poptávkou po plynu na evropském trhu. Velkou neznámou zatím zůstává role nových forem plynu – obnovitelných plynů (biometan, syntetický metan, vodík), které mohou do plynárenské soustavy vstupovat i navzdory absenci primárně tržních pobídek, ale s podporou různých dotačních mechanismů. V takovém případě se očekává růst ceny plynu pod vlivem výše dané podpory a růst podílu podporovaných plynů na celkové spotřebě plynu. Odhad ročních investic do plynárenství činí v roce 2060 přibližně 21 mld. CZK₂₀₁₉ pro Koncepční případovou studii, pro zbylé dvě je to 16 mld. CZK₂₀₁₉.

Long-term horizon

The outlook beyond 2030 anticipates maintaining of the increasing tendency with the assumed average annual gas price on Czech market between 23 and 27 EUR/MWh in the case of the reference scenario which works with balanced demand for gas and its supply on European market. The role of new forms of gas – renewable gases (biomethane, synthetic methane, hydrogen) – remains to be a big unknown. They can enter the gas system despite the lack of primary market incentives but with a support of various subsidy mechanisms. In such a case, increase in gas price affected by size of the support and share of supported gases in total gas consumption is anticipated. The estimated annual investment in the gas industry is approximately CZK₂₀₁₉ 21 billion for the Conceptual case study and it is CZK₂₀₁₉ 16 billion for the remaining two in 2060.

RIZIKA RISKS

RIZIKA ELEKTROENERGETIKY

Nestabilita právního prostředí

Časté změny v legislativě ať už na národní nebo EU úrovni (například zpřísnění již stanovených cílů), přispějí k nestabilitě právního prostředí. To může odradit investory a energetické společnosti investovat do údržby majetku či do jeho modernizace.

Plnění dekarbonizačních cílů

Při zachování požadavku na soběstačnost v pokrývání poptávky po elektřině nebude v ČR možné splnit klimatické cíle bez využívání jaderné energie.

Ekonomická rizika

Při odhadování investic na rozvoj obnovitelných zdrojů bývají opomíjeny náklady na prvky regulace, flexibility a akumulace. Zejména růst podílu výroby elektřiny z větrné a sluneční energie vyvolá zvýšenou potřebu neproduktivních investic do akumulčních technologií a inovativních síťových řešení, které mohou zcela eliminovat pozitivní vliv poklesu ceny technologií fotovoltaických a větrných elektráren.

Nárůst poptávky elektřiny

Dlouhodobá rovnováha předpokládá ve všech případových studiích růst poptávky elektřiny. Zpracované predikce a výhledy nezahrnují spotřebu elektřiny, která by byla nutná pro případnou cílenou výrobu obnovitelných plynů (vodík, syntetický metan). Pokud bude směrnici EK předepsán podíl obnovitelných plynů na tuzemské spotřebě plynu, existuje riziko, že se tyto plyny budou muset vyrábět nejen z přebytků OZE, ale i cíleně, a dojde tak k velmi výraznému navýšení tuzemské spotřeby nad rámec uvedených predikcí.

Rizika dodávky plynu pro elektroenergetiku a teplárenství

Elektroenergetika i teplárenství budou velmi výrazným způsobem závislé na bezpečnosti dodávek plynu do ČR. Rostoucí koncentrace dovozu zemního plynu v rukou jednoho dodavatele, který je zároveň producentem, přepravcem a ruským státem silně kontrolovanou firmou, je rizikem pro ČR, která má jen omezené možnosti, jak navýšovat podíl jiných zdrojů plynu, ať už jde o LNG či o tuzemské klasické či obnovitelné zdroje plynu. Omezení či konec provozu českých

RISKS FOR ELECTRICITY INDUSTRY

Instability of the legal environment

Frequent changes in legislation, whether at national or EU level (for example, tightening already set targets), will contribute to the instability of the regulatory environment. This can deter investors and energy companies from investing in asset maintenance or modernization.

Meeting the decarbonisation targets

If the requirement on self-sufficiency is to be maintained, climatic targets cannot be fulfilled without the use of nuclear energy.

Economic risks

When estimating the investment to renewable sources, the cost of regulating abilities are often omitted. In particular, an increase in the share of wind and solar power generation will increase the need for unproductive investments in storage technologies and innovative network solutions, which can completely eliminate the positive impact of the fall in the price of photovoltaic and wind power technologies.

Increase in the demand for electricity

The Long-Term Balance anticipates increase in the demand for electricity in all case studies. The elaborated predictions do not include electricity consumption which would be required for potential production of renewable gases (hydrogen, synthetic methane). If the share of renewable gases in domestic gas consumption is prescribed by the European Commission, there is a risk that these gases will have to be produced not only from excesses of RES but also purposefully, which might result in increased domestic net consumption above the framework of the described predictions.

Risks of gas supplies for the electricity and heating industry

Both electricity and heating sectors will greatly depend on security of gas supplies to the Czech Republic. The increasing concentration of natural gas imports in the hands of a single supplier, which is simultaneously a producer, carrier and a Russian-controlled enterprise, poses a considerable risk for the Czech Republic, which has only limited options for increasing the share of other gas sources, be it LNG or domestic conventional or renewable sources of gas. The restriction or cessation of

zásobníků plynu je vysokým rizikem nejen pro samotné plynárenství, ale nově i pro elektroenergetiku a teplárenství.

Provozovatelnost a soběstačnost ES ČR

Všechny případové studie jsou navrženy tak, aby byla elektrizační soustava provozovatelná na požadované úrovni spolehlivosti. Existuje riziko, že v ES ČR nebudou navrhovaná opatření (tedy zejména investice do zdrojů elektřiny a flexibility a akumulace) realizována a ČR se stane deficitní zemí závislou na dovozu elektřiny či zemí s obtížně říditelnou elektrizační soustavou. Důvodem je silně hypotetický, jak ukazuje nynější stav regionu ENTSO-E a také analýza provedená v rámci *Dlouhodobé rovnováhy*.

Nepříznivé prostředí pro budoucí provoz a výstavbu velkých jaderných bloků

Nepříznivé prostředí pro budoucí provoz a výstavbu velkých jaderných bloků výrazně ovlivňuje budoucnost výkonové a energetické bilance a spolehlivost soustavy. Předčasné ukončení provozu stávajících jaderných zdrojů, či ukončení provozu bez náhrady, je extrémně vysokým rizikem jak pro soběstačnost ČR v pokrývání poptávky elektřiny, tak pro dekarbonizaci české energetiky.

Rychlý konec uhlí a rychlý rozvoj obnovitelných zdrojů

Za riziko lze považovat extrémně rychlý rozvoj, nebo naopak útlum vybraných kategorií zdrojů. Zejména v případě uhelné energetiky, která je v současnosti největším zdrojem elektřiny, hrozí, že při rozhodnutí o brzkém ukončení výroby z uhlí (pokud by bylo definováno jako závazný cíl) by se nestihly zprovoznit nové zdroje s ekvivalentní výrobní kapacitou. Stejně rizikový může být i rychlý rozvoj OZE, na který nebudou reagovat adekvátní prvky regulace, flexibility a akumulace.

Nedostatek regulačních zdrojů, flexibility a akumulace

V následujícím období zmizí z české ES velké množství točivých strojů spalujících nyní tuzemské hnědé uhlí. Existuje reálné riziko, že k výstavbě nových regulačních zdrojů (na zemní plyn) nedojde v dostatečné míře a včas. Soustava s vysokým podílem OZE bude pro svůj bezpečný provoz potřebovat prvky flexibility (baterie, řízení spotřeby, elektrokotle, zásobníky tepla, omezování výroby, přesun spotřeby v čase, P2G, ...). Existuje riziko, že flexibilita nebude dostupná v potřebné míře. Rizikem pro rozvoj akumulace, ať už bateriové, P2G či jiné, je neexistující legislativa pro její připojování a provozování.

operation of Czech gas storage facilities presents a high risk not only for the gas sector, but newly also for the electricity and heating industries.

Power system operability, self-sufficiency

All case studies are designed so that the power system remains operable. There is a risk that the measures designed within the Czech Republic power system (especially the investment to electricity sources and flexibility and accumulation) will not be implemented and the Czech Republic will become a deficit country dependent on electricity imports or a country with a power system that is hard to control. Electricity imports from abroad are highly hypothetical as shown by present state of the ENTSO-E zone as well as the analyses formulated within *the Long-term Balance*.

Unfavourable environment for future operation and construction of large nuclear units

Unfavourable environment for future operation and construction of large nuclear units greatly affects power balance and reliability of the system. Early decommissioning of the existing nuclear sources or their decommissioning without replacement is an extremely high risk for self-sufficiency of the Czech Republic in covering the demand for electricity as well as decarbonisation of the energy sector.

Quick withdrawal from coal use and rapid development of renewable sources

Extremely quick development or on contrary decline in selected categories of sources can be considered a risk. Especially the coal energy sector, which is currently the most important source of electricity generation, poses the risk that in the case of decision on early decommissioning of production from coal (if defined as a binding target) new sources of equivalent production capacity will not be commissioned in time. The same risk is presented by quick development of RES if adequate regulation facilities, flexibility and accumulation do not react to it.

Lack of regulation sources, flexibility and accumulation

In the forthcoming period, huge amount of domestic brown coal fired spinning sources is to disappear from the Czech Republic power system. There is an actual risk that new (natural gas fired) regulating sources will not be completed in time and sufficient amount. The system with high share of RES will require flexibility means (batteries, P2G, demand side management, electric boilers, heat storages, generation reduction, load time shifting etc.) for its safe operation. There is a risk that the flexibility will not be available in sufficient scope. A risk for the development of accumulation, be it batteries, P2G or others, is posed by the missing legislation for its connection and operation.

Teplárenství

Dynamicky se stupňující emisní požadavky a drahé povolenky jsou vysokým rizikem pro teplárny spalující nyní převážně uhlí. Zejména menší subjekty mohou mít problémy s opakovaným financováním technických úprav stávajících technologií, s přechodem na plyn a s nákupem povolenek. Pokud bude část zdrojů, které jsou nyní v kategorii KVET či poskytují služby výkonové rovnováhy, nahrazena pouze výtopenskými provozovými, je rizikem deficit jak výroby elektřiny, tak služeb výkonové rovnováhy. Toto riziko je zesilováno stále přetrvávajícím zvýhodněním zdrojů do 20 MWt, které nejsou zatíženy platbami za povolenky EU ETS. Jediným bezemisním řešením pro teplárenství je kromě biomasy, jejíž potenciál je omezený, využití jádra, ať už pomocí dálkových teplovodů z velkých jaderných bloků nebo později pomocí malých modulárních reaktorů.

Elektrické sítě

Situace, kdy výkon odstavovaných zdrojů v sítích 110 kV nebude nahrazen výstavbou nových zdrojů nebo transformací PS/110 kV, je riziková ve všech případových studiích. Jedním z důsledků je zvýšené zatěžování transformace PS/110 kV, dalším důsledkem je riziko nedodržení kvality napětí v distribučních sítích. Zejména schopnost odstavovaných zdrojů regulovat jalový výkon a napětí bude nutné nahradit jinými prostředky, a to jak prostředky provozovatelů DS, tak i využíváním regulačních schopností nových decentrálních zdrojů. Rozvoj elektromobility a konverze železniční trakce budou mít zvýšené nároky na posilování distribučních sítí všech napěťových hladin. Pro případovou studii Nové technologie je významným rizikem omezení či zpoždění výstavby liniových staveb v elektrických sítích nn a vn. V této případové studii je riziko nedodržení kvality napětí výraznější vlivem masivního nasazení decentrální výroby v sítích nižších napěťových hladin.

Heating industry

The dynamically escalating emission requirements and high allowances price present a high risk for mostly coal-fired heating plants. Especially the smaller subjects may find it difficult to finance the necessary technical adaptations of present technologies, transition to gas and purchase of allowances. If part of the sources which are currently included in the CHP category or provide the services of capacity balance is replaced solely by heating, there is a risk of electricity generation deficit as well as missing regulating services. The risk is intensified by the persisting preferential treatment of sources smaller than 20 MW which are not loaded by payments for EU-ETS allowances. The only zero emission solution for the heating industry is, apart from limited biomass, the use of nuclear fuel be it by means of long-distance heat lines from large nuclear blocks or by small modular reactors. In the case of the SMR, there is a risk that conditions for their operation within the Czech Republic will not be set in time.

Electrical networks

The situation where the capacity of sources being decommissioned in 110 kV grids is not compensated for by construction of new sources or TS/110 kV transformations is risky in all of the case studies. One of the implications is the increased load of the TS/110 kV transmission, another one the risk of failing to maintain the voltage quality in the distribution networks. Especially the capability of the decommissioned sources to regulate the reactive power and voltage will have to be substituted by other means, whether the means of the distribution system operators or the use of regulation capabilities of the new distributed sources. In the New Technologies case study, a significant risk is represented by restrictions and/or delays in the construction of power lines in low-voltage and high-voltage grids. In the New Technologies case study the risk of failure to provide quality voltage is more significant due to the massive use of distributed production in lower-voltage networks.

RIZIKA PLYNÁRENSTVÍ

RIZIKA PRO CELÝ PLYNÁRENSKÝ SEKTOR

Podpora plynárenství od decizní sféry

Hlavní výzvou pro průmysl, celé plynárenství nevylučuje, bude nejen environmentální politika EU s důrazem na dekarbonizační cíle, ale i získání podpory české i evropské decizní sféry pro další fungování plynárenství. Velkým rizikem pro celou energetiku je nebezpečí politického rozhodnutí o ukončení využívání zemního plynu směřující v mezním případě až k zániku plynárenství. Toto riziko by mělo velmi výrazně negativní důsledky i pro sektor elektroenergetiky a teplotárenství, kde se s plynem počítá jednak jako s náhradou za uhlí, jednak pro potřeby vyrovnávání dodávek elektřiny z OZE. Především sektor teplotárenství a průmyslových energetik nemá za uhlí jinou alternativu než zemní plyn.

Nesplnění cílů EU

Kromě stávajících cílů, např. v oblasti účinnosti, úspor a emisí, vzniknou velmi pravděpodobně i cíle určující podíl obnovitelných plynů (vodík, syntetický metan, biometan) na tuzemské spotřebě plynu. Vtláčení těchto plynů do plynárenské soustavy ČR lze do roku 2030 očekávat pouze v omezeném rozsahu a s vysokou pravděpodobností nebude stačit k naplnění cílů. Bez vhodně nastavené podpory výroby obnovitelných plynů a jejího adekvátního načasování hrozí riziko nesplnění cílů EU. Zároveň je pravděpodobné, že cíle budou průběžně navyšovány.

Konkurenceschopnost plynárenství a ekonomické znevýhodnění zemního plynu

Technologický způsob, jakým se bude ubírat snaha o dosažení klimatických cílů, může velmi nepříznivě ovlivnit stav a kondici plynárenského sektoru jako takového, a to především ve smyslu vynaložených investičních nákladů na implementaci nových technologií do sítě a s tím spojené navýšení cen pro koncové zákazníky.

Nepříznivě se výroba nekonvenčních plynů může odrazit i v jiných sektorech národního hospodářství, neboť je energeticky náročná. Rizikem jsou utopené náklady do infrastruktury i do podpory a realizace nových technologií pro výrobu obnovitelných plynů v případě, že se evropská energetika nakonec vydá cestou maximální podpory elektrifikace konečné spotřeby.

RISKS FOR GAS SECTOR

RISKS FOR THE ENTIRE GAS SECTOR

Struggle for the support of the decision sphere

The main challenge for the industry, including the entire gas sector, will be the EU's environmental policy with a focus on decarbonisation targets, as well as an intense struggle of all gas operators to win the support of both the Czech and European decision spheres. The danger associated with the political decision to discontinue the utilisation of natural gas, which might lead, in the most extreme cases, to the ultimate demise of the gas sector in the Czech Republic, poses a grave risk. The realization of this risk would have alarming consequences even for the electricity and heating industries, wherein gas is being relied upon both as the replacement for coal and to offset the supply of electricity from RES. Especially the heating and industrial energy sectors has no alternative to coal than natural gas.

Failure to meet EU targets

The existing targets in the areas of efficiency, savings and emissions, for example, are fairly likely to be supplemented by targets determining the proportion of renewable gases (hydrogen, synthetic methane, biomethane) in domestic gas consumption. The injection of these gases into the Czech gas system can only be expected to a limited extent up until 2030 and will very unlikely be sufficient to meet the set targets. Without the appropriate support for renewable gas production and its adequate timing, there will be a real risk of failing to meet EU targets. At the same time, the targets are likely to be continuously reassessed and increased.

Competitiveness of the gas sector and economic disadvantage of natural gas

The technological direction taken in an effort to meet climate targets may have an adverse impact on the state and condition of the gas sector as such, mainly in terms of the investment costs of implementing new system technologies and the associated price increase for end customers.

Moreover, the adverse effects of renewable gas production may spread into other sectors of the national economy due to its energy demands. The risks include sunk costs of the infrastructure and of the support and implementation of new technologies for the production of renewable gases in the event the European energy sector eventually decides to move in the direction of maximum support for the electrification of final energy consumption.

Některé infrastrukturní projekty jsou sice na základě poptávky trhu podporovány, potřeby trhu se ale mění dynamicky. Plynovody se stávají navzájem konkurenčními a jejich kapacity nemusí být rentabilně využity. Rizikem jsou tedy i náklady utopené v projektech, které nebudou mít reálné využití.

Konvenční zemní plyn je přirozeně levným palivem a existuje riziko, že při snaze zajištění rentability obnovitelných plynů či rozhodnutím politických orgánů může dojít k jeho znevýhodnění s vlivem na rentabilitu především tepelně náročného průmyslu. Nejvíce diskutovaným znevýhodněním je zavedení uhlíkové daně.

PROVOZ SOUSTAVY

Severní Morava

Dlouhodobým provozním rizikem je zásobování regionu Severní Moravy jedinou linií plynovodu DN 700. V případě, že bude zachován současný stav (tedy DN 700) a zároveň dojde k ukončení činnosti některého ze zásobníků v oblasti, je situace v zimním období extrémně riziková.

Zásobníky

Dlouhodobá rovnováha očekává růst poptávky plynu. Tento růst by měl být následován růstem nebo alespoň stagnací zásobníkových kapacit. Omezení či konec provozu českých zásobníků je vysokým rizikem nejen pro samotné plynárenství, ale nově i pro elektroenergetiku a teplotárenství. V případě selhání dodávek plynu z okolních států nebude výrobní základna disponovat dostatečnými zásobami plynu pro překlenutí havarijního stavu.

Přechody teplotáren na plyn

Plyn může významně přispět k částečné dekarbonizaci českého teplotárenství. V případě masivního přechodu teplotáren na spalování plynu existuje reálné riziko, že některé provozovny nebudou moci být dostatečně rychle připojeny s ohledem na nedostatečné kapacity distribučních plynovodů.

NOVÉ PLYNY V SOUSTAVĚ

Neexistující legislativa pro výrobu, přepravu, distribuci a skladování obnovitelných plynů

Rizikem pro efektivní integraci obnovitelných plynů do plynárenství je neexistující legislativa ošetřující právně, technicky a tržně jejich výrobu, přepravu a distribuci a absence synergického propojení podmínek pro připojení nových technologií (např. P2G) do plynárenské a elektrizační soustavy.

Even though some infrastructure projects garner support based on market demand, market needs tend to change dynamically over time. Gas pipelines become mutually competitive, while their capacities may not always be used cost effectively. Consequently, an additional risk lies in costs sunk in projects with no real use.

Conventional natural gas is a naturally cheap fuel which, however, is susceptible to the risk of becoming disadvantaged either due to the efforts to maximize the profitability of renewable gases or as the result of a political decision. The most debated disadvantage has been the introduction of the carbon tax.

SYSTEM OPERATION

North Moravia

The long-term operational risk lies in continuing to supply the region of North Moravia using only a single DN 700 gas pipeline. If the current status quo remains unchanged (i.e. DN 700) and any of the storage facilities within the region is taken out of service, the risk will become extreme in the winter period.

Storage facilities

The Long-term Balance is expected to result in rising gas demand. This rise should be followed by an increase or at least stagnation in storage capacities. The restriction or cessation of operation of Czech storage facilities presents a high risk not only for the gas sector, but also for the electricity and heating industries. In the event of failing gas supply from the surrounding states, the production base will not have sufficient gas reserves available to overcome the emergency situation.

Transition of heating plants to gas

Gas has the potential to substantially contribute to partial decarbonisation of the Czech heating industry. However, a transition of heating plants to gas burning on a mass scale poses a real risk of some plants not being able to be connected to the system due to the insufficient capacity of distribution gas pipelines.

NEW GASES IN THE SYSTEM

Lacking regulation of production, transmission, distribution and storage of renewable gases

The risks hindering the effective integration of renewable gases into the gas sector include non-existing legislation to provide a legal, technical and market basis for their production, transmission and distribution as well as the absence of a synergistic link between the conditions for connecting new technologies (e.g. P2G) to the gas and power systems.

Infrastruktura, měření spalného tepla a bezpečnost

Vodík díky svým fyzikálně-chemickým vlastnostem snižuje disponibilní kapacitu plynovodů, mechanickou pevnost ocelových materiálů plynovodů o 30 až 50% a snižuje mez únavy oceli. Rizikem je zvýšená míra výskytu havárií na plynovodech.

Pro úspěšnou integraci vodíku do plynárenské soustavy by musel vzniknout sofistikovanější systém měření spalného tepla oproti systému současnému, kdy se kvalita měří jen na relativně malém počtu vybraných stanic. Samostatnou otázkou zůstává, jak a kde spalné teplo měřit kvůli fakturaci.

Vyšší koncentrace vodíku v soustavě si může vyžádat přenastavení směsi paliva na více ochuzenou směs, v extrémním případě si může vyžádat úplnou změnu skladby spotřebičů u koncových zákazníků. To je spojeno s extrémními investicemi do soustavy.

Nedostatek kapacit na výrobu obnovitelných plynů, které by energeticky nahradily zemní plyn

Pro zajištění např. předepsaného podílu obnovitelných plynů na konečné spotřebě plynu by bylo nutné vyrábět tyto plyny cíleně, nikoli jen z přebytků OZE. To by vedlo k nárůstu poptávky elektřiny nad rámec průběhů představených v *Dlouhodobé rovnováze*. Rizikem tedy je jak nedostatek výrobních kapacit, tak navýšení spotřeby elektřiny pro cílenou výrobu obnovitelných plynů.

Různý přístup v jednotlivých zemích

Rozdílné národní finanční podpory pro výrobu obnovitelných plynů mohou vést k výrazně rozdílným cenám plynu na jednotlivých trzích, a tudíž k minimálnímu přínosu z udělené podpory pro zemi s nízkou cenou plynu – zelený plyn se spotřebuje v jiné zemi, než kde pobírá podporu.

Nižší využití kapacit přepravní soustavy

Rozvoj vysoce decentralizované výroby obnovitelných plynů, které budou následně vtlačeny a spotřebovány v rámci distribučního systému, povede k nižšímu využití kapacit přepravní soustavy.

Infrastructure, heating value measurement and safety

Due to its physical and chemical properties, hydrogen decreases the available capacity of gas pipelines, reduces the mechanical resilience of steel pipeline materials by as much 30 to 50% and lowers the fatigue limit of steel. The risks include a higher incidence rate of gas pipeline accidents.

Successful integration of hydrogen into the gas system would require a more sophisticated system of heating value measurement to replace the existing system, whereby quality is measured at only a limited number of selected stations. A separate issue is how and where to measure the heating value for the purposes of billing.

Higher concentrations of hydrogen within the system may necessitate the resetting of the fuel mixture to a more depleted one and, in extreme cases, could require a complete change in the composition of appliances used by end customers. This would entail enormous investment in the system.

Insufficient capacity for the production of renewable gases to replace natural gas

In order to secure the required share of renewable gases in final gas consumption, for example, these gases would have to be produced in a targeted manner, not just from surplus RES. This would lead to an increase in electricity demand beyond the projections presented in *The Long-term Balance*. Accordingly, the risks include both the lack of production capacity and an increase in power consumption due to the targeted production of renewable gases.

Differences in the approach adopted by individual countries

Differences in national funding of renewable gas production may lead to substantial differences in gas prices on individual markets and, in turn, to the reduction of benefits received by countries with low gas prices as green gas is consumed in a country other than where funding is received.

Lower utilisation of the system capacity

The development of a highly decentralized production of renewable gases, to be subsequently injected into and consumed within the distribution system, will lead to lower utilisation of the transmission system.

ZÁVĚRY

CONCLUSIONS

ELEKTROENERGETIKA

Soběstačnost ČR v rámci ENTSO-E

- Celý region ENTSO-E je v posledních třech letech deficitní; v roce 2018 skončil s dovozovým saldem ve výši 14,5 TWh převážně z Ruska, Běloruska a Ukrajiny. Tato situace se s uzavřením jaderných zdrojů v Německu výrazně zhorší. Dovoz elektřiny ze zahraničí do ČR je vysoce rizikový a vhodný jen pro řešení krizových situací, nelze na něm založit energetickou bezpečnost ČR.
- Základním atributem rozvoje ES ČR musí být trvalá soběstačnost ve výrobě elektřiny a udržení ES v komfortně provozovatelné konfiguraci. Naplnění tohoto cíle nebude snadné: JEDU je za svojí plánovanou životností, může vzniknout tlak na odstavení JETE, výstavba nového jádra je nejistá, ve velkém budou odstavovány uhelné zdroje a zároveň dojde k vysokému rozvoji OZE.
- Nulová případová studie ukazuje, že pokud nebude v ČR zprovozněn žádný nový významný zdroj elektřiny, dojde k překlopení z přebytků na nedostatky pohotovému výkonu nejpozději v roce 2031. Časový horizont záleží na růstu zatížení a na odstavování současných zdrojů. Zásadně může termín ovlivnit odstavení JEDU nebo vybraných zdrojů zatížených nejistotou v otázce plánované životnosti (plnění emisních limitů, závislost provozu na ceně elektřiny aj.).
- Nové technologie (akumulace, demand side management, flexibilita, ...) samy o sobě nezajistí dekarbonizaci české energetiky, jejich úspěšná integrace je však nezbytně nutnou podmínkou pro umožnění provozu vysokého podílu OZE v české ES.
- Z hlediska energetické bezpečnosti je maximálně vhodné upřednostňovat dovoz plynu před dovozem elektřiny. Zároveň platí, že nové jaderné zdroje nejsou jediným možným prostředkem pro řešení indikovaného deficitu v ES – rychlým řešením je výstavba zdrojů právě na zemní plyn.

ELECTRICITY INDUSTRY

ENTSO-E region and self-sufficiency of the Czech Republic

- The whole ENTSO-E region has been deficit in the last three years; year 2018 was closed with the import balance of 14.5 TWh mainly from Russia, Belarus and Ukraine. The situation is to worsen even further after the nuclear blocks in Germany are decommissioned. It still stands true that electricity imports from abroad are only hypothetical, welcome in critical situations but not a base on which energy security of the Czech Republic can be built.
- Permanent self-sufficiency in electricity production and maintaining of comfortably operable configuration of the power system has to be the primary attribute of the development of the Czech Republic power system. The situation in which the Dukovany NPP passed its planned lifespan, there can be pressures to decommission the Temelín NPP, construction of new nuclear blocks is rather uncertain, coal sources are to be decommissioned in a large scale and renewable sources are to rapidly develop, will be highly challenging for all involved entities.
- The Zero case study shows that if no new source of electricity is commissioned in the Czech Republic, the surplus of available capacity will turn into its lack between 2024 and 2031. The time horizon depends on the increase in the load and on decommissioning of present sources. The date can be strongly affected by decommissioning of the Dukovany NPP or of other sources whose planned lifespan is uncertain (meeting the emission limits, operation dependency on electricity prices etc.).
- New Technologies (accumulation, demand side management, flexibility, etc.) will not themselves ensure decarbonisation of the Czech energy sector, their development is however an essential condition for integration of the high share of RES into the Czech Republic power system.
- In terms of energy security, gas imports should be given precedence to electricity imports. Concurrently, nuclear sources are not the only possible means to address the indicated deficit in the Czech power system.

Poptávka elektřiny

- Spotřeba elektřiny v roce 2018 činila 62,4 TWh, po teplotním přepočtu pak 62,8 TWh. Poptávka elektřiny v ČR poroste. V roce 2060 se poptávka elektřiny včetně elektromobility výrazně neliší dle případových studií a dosahuje hodnot 91,6 TWh (Konceptční), 98,5 TWh (Nové technologie) a 95,6 TWh (Konzervativní). Spotřeba elektromobilů v roce 2060 v Konceptční studii činí 10,3 TWh a pro obě nízkouhlíkové studie je spotřeba elektromobility shodně na úrovni 13,1 TWh.

Primární zdroje a zdrojová základna ES ČR

- V dlouhodobém horizontu do roku 2060 je nesporné, že uhlí jakožto současný rozhodující primární zdroj pro elektroenergetiku téměř zmizí z české ES. Na základě provedených analýz se největší úbytek projeví v období let 2035 až 2040, kdy se kumulovaně odstaví velký rozsah uhelných zdrojů, které budou na hranici své technické životnosti a které současně nebudou mít dostatek uhlí. Tento úbytek zdrojů elektřiny a tepla bude nutné nahradit, přičemž jde o zdroje poskytující základní výkon s vysokou dobou využití. Z velkých uhelných zdrojů bude po roce 2040 v provozu jen blok 660 MW v Ledvicích, u něhož ještě zbývá v bilanci hnědé uhlí z lomu Bílina.
- Význam jádra v elektroenergetice ČR naroste. Provedené analýzy dokazují, že českou energetiku nelze dekarbonizovat bez provozu jaderných elektráren – ať už půjde o velké bloky či SMR. Právě SMR mohou být navíc prakticky jediným bezemisním lokálním zdrojem dodávek tepla. To je i otázka zásobování Prahy po roce 2036, kdy již nebude možné zajišťovat dodávky tepla z hnědé uhlí z elektráren Mělník.
- Vedle jádra naroste i význam využívání plynu v elektroenergetice a teplárenství. Plyn je spolu s jádrem palivem, které v ČR může řešit absenci uhlí a zároveň přispěje k provozuschopnosti soustavy s vysokým podílem OZE. Spolu s nárůstem využívání plynu jde však ruku v ruce nárůst závislosti ČR na dovozových primárních zdrojích. Zemní plyn má nižší emisivitu, jeho výrazné využití by ale nevedlo k výraznější dekarbonizaci české elektroenergetiky.
- Nejvyšší potenciál pro růst má z obnovitelných zdrojů fotovoltaika následovaná větrnými elektrárnami. Potenciál biomasy a BRKO je omezený, u elektřiny vyrobené z bioplynu může dojít k poklesu vzhledem k preferenci biometanu. Geotermální zdroje budou marginální.

Electricity demand

- Electricity consumption in 2018 amounted to 62.4 TWh and 62.8 TWh after conversion to temperature standard. Electricity consumption in the Czech Republic will continue to rise. Electricity consumption in 2060 varies according to the respective case study, reaching 91.6 TWh (Conceptual), 98.5 TWh (Low-Carbon – New Technologies) and 95.6 TWh (Low-Carbon – Conservative). Electromobility consumption in 2060 may, according to the individual case study, reach 10.3 TWh (Conceptual), and 13.1 TWh for Low-Carbon – New Technologies and Low-Carbon – Conservative case studies.

Primary sources and source base of the Czech Republic power system

- Coal as the currently most important primary source of the energy sector will almost disappear from the Czech Republic power system by 2060; the greatest decline is to happen between 2035 and 2040 when a large scope of traditional coal sources will be cumulatively decommissioned as they will reach the limit of their technical lifespan and will concurrently be short of coal supplies. This decline in installed capacity will need to be replaced while these sources cover base load with high utilisation. Of the large coal sources, only a 660 MW unit in Ledvice is to be in operation after 2040 for which brown coal from the local Bílina mine remains in the balance.
- The analyses show that Czech energy sector cannot be decarbonised without nuclear power plants operation - be it the large blocks or small modular reactors. The small modular reactors can moreover be actually the only zero emission local sources of heat supplies. They also relate to supplies for Prague after 2036 when heat supplies from the Mělník brown-coal power plant are no more possible.
- The importance of gas in both electricity and heating sectors will grow. Gas is a fuel which can solve the lack of coal in the Czech Republic and contribute to operability of the system with high share of RES. At the same time however, the dependence of the Czech Republic on imported primary sources would increase. Although the specific emissions from gas are lower, its high utilization would not lead to higher decarbonisation of the Czech power system.
- As far as RES are concerned, the highest potential is shown for photovoltaics followed by wind power plants. The potential of biomass and biodegradable municipal waste is limited, decline can be recorded in electricity generated from biogas due to the preference of bio-methane.

Provoz soustavy

- Česká ES bude potřebovat nové technologie, aby zůstala komfortně provozovatelná. Pro případové studie Konceptční a Konzervativní jde o systémy pro denní akumulaci (např. baterie či PVE) a o řízení spotřeby. Pro případovou studii Nové technologie jde opět o denní akumulaci (avšak v množství více než desetinásobném oproti Konceptční).
- Případová studie Nové technologie bude vyžadovat rovněž akumulaci sezonní (výroba vodíku), maximální využití řízení spotřeby a její přesun v čase, vysoké nasazení elektrokotlů a možnost odpojovat výrobu z OZE.
- Všechny případové studie vyžadují pro svou provozuschopnost nové jaderné zdroje a zdroje na zemní plyn.

Emise

- V konceptční případové studii došlo k poklesu emisí skleníkových plynů do roku 2050 o 76 % a do roku 2060 o 75 % oproti roku 2005.
- V případové studii Nové technologie je snížení o 80 % v roce 2050 a 85 % v roce 2060 ve srovnání s rokem 2005.
- V případové studii Konzervativní pak došlo ke snížení o 83 % v roce 2050 a o 87 % v roce 2060.

Elektrické sítě

- Plánovaný rozvoj elektrických sítí se jeví jako dostatečný pro případové studie Konceptční a Konzervativní s ohledem na předpokládaný rozvoj zdrojové základny a očekávané spotřeby dle těchto studií.
- V případové studii Nové technologie není možné do distribučních sítí nn a vn připojit a bezpečně provozovat předpokládané velké množství decentrálních zdrojů bez velmi výrazných investičních a provozních opatření a bez intenzivního využití akumulace v provozu sítí. Tato případová studie vyžaduje pro udržení napětí v provozních mezích připojení velkého množství kompenzačních prostředků v přenosové soustavě nad současný stav.

Trh a ekonomika

- Výrobní náklady elektřiny v Konzervativní studii dosahují 2 855 CZK₂₀₁₉/MWh, v případě Konceptční se zastaví na úrovni 2 731 CZK₂₀₁₉/MWh. Jako nákladově nejméně efektivní vychází Nové technologie s náklady 3 087 CZK₂₀₁₉/MWh v roce 2060.
- Celkové roční náklady na výrobu elektřiny dosáhnou v roce 2060 až 224 mld. CZK₂₀₁₉ v případové studii Nové technologie, 198 mld. CZK₂₀₁₉ v Konceptční, zatímco s nejnižšími náklady ve výši 181 mld. CZK₂₀₁₉ pracuje případová studie Konzervativní.

System operation

- The Czech Republic power system will require new technologies to remain comfortably operable. In the Conceptual and Conservative case studies, it means daily accumulation (e.g. batteries or HPS) and demand side management.
- In the New Technologies case study, it is again the daily accumulation (but in more than tenfold volume compared to the Conceptual case study) but also seasonal accumulation, maximum demand side management and load shifting, high use of electric boilers and the possibility to limit RES generation.
- New nuclear and natural gas sources are required for operability of all of the case studies.

Emissions

- In the Conceptual case study, there was a drop of greenhouse gas emissions by 76% in 2050 and by 75% in 2060 compared to 2005.
- In the New Technologies case study, there was a drop of 80% in 2050 and 85% in 2060 compared to 2005.
- In the Conservative case study, there was a reduction of 83% in 2050 and 87% in 2060.

Electrical networks

- The planned development of power grids is sufficient for the Conceptual and Low-Carbon – Conservative case studies with regard to the anticipated development of the source base and consumption levels as predicted by these studies.
- The volume of distributed sources envisaged in the New Technologies case study is not possible to connect to LV and HV distribution networks and safely operate without major investment and operational measures and without intensive utilisation of accumulation in operating the networks. This case study requires a large number of reactive power management equipment in the transmission system to maintain voltage ratios within operating limits.

Market and economy

- Electricity production costs amount to CZK₂₀₁₉ 2 855 /MWh in the Conservative case study, CZK₂₀₁₉ 2 731 /MWh in Conceptual case study. New Technologies are the least cost-effective, with costs of CZK₂₀₁₉ 3 087 /MWh in 2060.
- The total annual costs of electricity production will reach CZK₂₀₁₉ 224 billion in the New Technologies case study, CZK₂₀₁₉ 198 billion in the Conceptual case study, while the Conservative case study works with the lowest costs of CZK₂₀₁₉ 181 billion.

PLYNÁRENSTVÍ

Spotřeba plynu

- Spotřeba plynu v roce 2018 činila 8,18 mld. m³ (87,3 TWh). Po přepočtu na teplotní normál pak 8,64 mld. m³ (92,1 TWh). Spotřeba plynu v ČR v následujících letech poroste. Její růst nejsilněji závisí na využití plynu v elektroenergetice a teplárenství.
- Hodnoty spotřeby plynu v roce 2060 se liší dle případových studií a dosahují hodnot 223,2 TWh (Konceptční), 165,6 TWh (Nové technologie) a 164,3 TWh (Konzervativní).
- Spotřeba plynu na monovýrobu elektřiny dosáhne dle jednotlivých případových studií v roce 2060 hodnot 53,0 TWh (Konceptční), 9,3 TWh (Nové technologie) a 5,8 TWh (Konzervativní).
- Spotřeba plynu na KVET dosáhne v roce 2060 hodnot 65,5 TWh (Konceptční), 63,2 TWh (Nové technologie) a 63,4 TWh (Konzervativní).
- Růst závislosti na zemním plynu vzhledem k nutnosti jeho dovozu navyšuje zranitelnost české energetiky a snižuje energetickou soběstačnost.

Zdroje plynu a trasy pro ČR

- V případě pouze mírné penetrace obnovitelných plynů v evropském plynárenství budou hlavními zdroji plynu pro země EU v celém řešeném období dodávky LNG a ruského plynu.
- Význam tuzemských zdrojů plynu může sílit, ale vzhledem k očekávanému nárůstu poptávky plynu nelze očekávat, že by se významným podílem podílely na pokrytí tuzemské poptávky plynu.

Přepavní soustava

- Hraniční předávací stanice NET4GAS a jejich vstupní kapacity (113 mld. m³ ročně) jsou dostatečné pro pokrytí poptávky dle všech případových studií.
- Projekt Capacity4Gas posiluje kapacitu přepravní soustavy v ČR a tím zvyšuje také její tranzitní roli v rámci přepravy zemního plynu v EU.
- Vhodným řešením situace na Severní Moravě se jeví realizace plynovodu Partial Loop DN 1000 mezi body Tvrdonice a Bezměrov.
- Realizace nových propojení na Polsko (Stork II) a na Rakousko (BACI) není na základě provedených analýz v žádné z případových studií nezbytná pro zajištění dostatečných objemů plynu na pokrytí celkové poptávky v ČR. Z pohledu diverzifikace tras by však tato propojení přínosná byla.

GAS SECTOR

Gas consumption

- In 2018, gas consumption amounted to 8.18 bcm (87.3 TWh) and 8.64 bcm (92.1 TWh) after conversion to temperature standard. Gas consumption in the Czech Republic will continue to rise. Its increase is mainly dependent on the level of gas utilisation in the electricity and heating industries.
- Gas consumption in 2060 varies according the individual case studies, reaching 223.2 TWh (Conceptual), 165.6 TWh (Low-Carbon – New Technologies) and 164.3 TWh (Low-Carbon – Conservative).
- In 2060, gas consumption for electricity monoproduction will reach 53.0 TWh (Conceptual), 9.3 TWh (Low-Carbon – New Technologies) and 5.8 TWh (Low-Carbon – Conservative).
- In 2060, gas consumption for CHP will reach 65.5 TWh (Conceptual), 63.2 TWh (Low-Carbon – New Technologies) and 63.4 TWh (Low-Carbon – Conservative).
- The growing dependence on natural gas imports rises vulnerability of Czech energy system and reduces energy self-sufficiency.

Gas sources and routes for the Czech Republic

- Provided the penetration of renewable gases into the European gas sector is only moderate, the main sources of gas for EU countries will consist of LNG and Russian gas supplies during the given period.
- Although domestic gas sources may increase in significance, they are unlikely to play a greater role in accommodating domestic gas consumption due to the expected rise in demand.

Transmission system

- The NET4GAS border transfer stations with annual input capacities of 113 bcm are sufficient to meet the demand according to all case studies.
- By enhancing the capacity of the Czech transmission system, the Capacity4Gas project further expands its transit role within the European gas transmission system.
- Construction of the Partial Loop DN 1000 gas pipeline between Tvrdonice and Bezměrov offers an optimal solution to the situation in North Moravia.
- New interconnectors to Poland (Stork II) and Austria (BACI) are not necessary for safeguarding adequate gas supply volumes to meet total gas consumption of the Czech Republic according to simulations provided for each case study. In terms of gas transport routes diversification both interconnectors would be beneficial.

Distribuční soustavy

- Předávací kapacita z přepravy do distribuce [55 mld. m³] se jeví pro očekávaný rozvoj spotřeby jako dostatečná. Pro nové významné zdroje vyrábějící elektřinu a KVET z plynu budou muset být budovány nové předávací stanice.
- Byla identifikována slabá místa DS, která jsou limitujícím prvkem pro změnu paliva z uhlí na plyn u teplotních zdrojů.
- Elementární obnova plynárenské distribuce je nutnou podmínkou pro budoucí integraci zelených plynů do českého plynárenství.

Zásobníky

- ČR bude i nadále potřebovat zásobníky plynu, jejich role se však změní, resp. přibude další k té stávající, kdy slouží zejména pro pokrytí vysoké zimní poptávky. Nově se zásobníky v případě využití plynu v elektroenergetice a teplotních stanou vysoce důležitým bezpečnostním prvkem, jehož význam silně přesáhne sektor plynárenství.
- Pokud by ČR disponovala i nadále jen stávající zásobníkovou kapacitou, pak by od roku 2036 v žádné z případových studií nebylo naplněno rozmezí stanovené SEK.
- Pro udržení poměru zásobníkové kapacity vůči spotřebě plynu v rozmezí SEK by bylo nutné zprovoznit 1 mld. m³ nových zásobníkových kapacit pro případové studie Konzervativní a Nové technologie, pro studii Konceptní je to 3,3 mld. m³. K datu zhotovení studie nevidujeme žádný zájem o výstavbu těchto kapacit.

Ekonomika

- Odhad ročních investic do plynárenství činí v roce 2060 přibližně 21 mld. CZK₂₀₁₉ pro Konceptní případovou studii, pro zbylé dvě je to 16 mld. CZK₂₀₁₉.
- Cena plynu bude dlouhodobě narůstat dle referenčního scénáře na úroveň 23 až 27 EUR/MWh v roce 2060. Cena plynu pro konečné zákazníky bude významně závislá na dekarbonizačních snahách EU (např. zavedení složky ceny na podporu obnovitelných plynů). Pro porovnání, výrobní náklady elektřiny v Konzervativní studii dosahují 114 EUR/MWh, v případě Konceptní se zastaví na úrovni 109 EUR/MWh. Jako nákladově nejméně efektivní vychází Nové technologie s náklady 124 EUR/MWh v roce 2060.
- Je velmi pravděpodobné, že plyn s výraznějším zastoupením obnovitelných složek bude zdražovat rychleji než plyn bez nich.

Distribution systems

- The transfer capacity from transmission to distribution [55 bcm] is adequate to meet the expected development in consumption, provided that additional transfer stations are constructed to manage the new significant sources producing power and CHP from gas.
- A number of weak points, representing a limiting factor to the fuel switch from coal to natural gas in heating plants, have been identified in the DS.
- An elementary modernisation of gas distribution system is necessary for future integration of renewable gases in to the Czech gas industry.

Storage facilities

- The Czech Republic will need its gas storage facilities, although their current role, which mainly consists of accommodating the higher gas demand during wintertime, will change, or rather expand. Due to gas utilisation in the electricity and heating industries, storage facilities will become a vitally important security element whose significance will extend well beyond the gas sector.
- Provided the Czech Republic maintains the existing storage capacity, the SEP range will be relinquished in 2036 for each case study.
- In order to maintain the proportion of storage capacity to gas consumption within the SEP range, 1 bcm of new storage capacities would have to be commissioned in New Technologies and Conservative case studies, Conceptual requires 3.3 bcm. As of the completion of this study, we have registered no interest in the construction of these capacities.

Economics

- Estimated annual investment in gas industry reaches ca. CZK₂₀₁₉ 21 billion in Conceptual case study, the two others need CZK₂₀₁₉ 16 billion in 2060.
- Over the long term, gas prices will continue to rise up to 27 EUR/MWh in 2060 according to the Reference scenario. Gas prices for final customers will be significantly dependent on the EU decarbonisation targets (e.g. adopting a surcharge to support renewable gases). Just for comparison, production cost of electricity in 2060 will reach 114 EUR/MWh in Conservative case study, while Conceptual will stop at 109 EUR/MWh. The least cost-effective seems the New Technologies study with 124 EUR/MWh.
- Gas with a higher proportion of renewable components is likely to increase in price faster than gas without them.

Obnovitelné plyny

- Domácí produkce obnovitelných plynů nabízí příležitost alespoň částečně snížit závislost ČR na dovozu plynu ze zahraničí.
- Provedené výpočty provozu elektrizační soustavy s vysokým podílem OZE (případová studie Nové technologie) ukazují, že při dané konfiguraci ES vyžadovala sezónní akumulaci energie, přičemž jako výsledný produkt v roce 2060 vznikl vodík s energetickým obsahem 1,27 TWh. V případě, že by všechny stávající bioplynové stanice přešly na samostatnou výrobu biometanu, byl by jeho potenciál rámcově 7,9 TWh. Pro srovnání, očekávaná poptávka plynu k roku 2060 dosahuje přibližně 164 až 223 TWh.

Emise

- Dosažené poklesy emisí při výrobě elektřiny a tepla v KVET (76 až 87% mezi roky 2005 a 2060) velmi dobře ilustrují možnost využití zemního plynu na cestě k bezemisní energetice navzdory jeho rostoucí poptávce (viz výše) a jeho fosilnímu charakteru.

Renewable gases

- Domestic production of renewable gases provides the Czech Republic with an opportunity to at least partially diminish its dependence on gas imports from abroad.
- The provided calculations of power system operation with high share of RES (New Technologies case study) shows, that with given configuration the power system requires seasonal accumulation of energy. The final product is hydrogen with energy content of 1.27 TWh in 2060. Should all existing biogas stations transform to production of only biomethane, the production level would reach 7.9 TWh. Just for comparison, the gas demand in 2060 is anticipated in range of 164 to 223 TWh.

Emissions

- Despite growing demand for gas (as mentioned above) and being a fossil fuel, natural gas can assist greatly on the way to decarbonised energy system. This is well illustrated by the emission cuts achieved in electricity and heat production in CHP's (76% to 87% from 2005 to 2060).

DOPORUČENÍ

RECOMMENDATIONS

Energetická politika ČR

- Vzhledem k výraznému riziku nedostatku výkonu v regionu střední Evropy důrazně doporučujeme zachovat soběstačnost české elektrizační soustavy jak v dodávkách silové elektřiny, tak i nezbytné provozní flexibility.
- Z hlediska energetické bezpečnosti je vhodné upřednostňovat dovoz plynu před dovozem elektřiny.
- Doporučujeme podporovat provozuschopné plynárenství v ČR; zemní plyn se při dožívání uhlé energetiky a při problémech s rozvojem jaderné energetiky stane nejdůležitějším primárním zdrojem pro výrobu elektřiny a tepla; v nízkoemisní energetice pak bude plyn plnit úlohu zálohy a regulace.
- Doporučujeme včas a transparentně nastavit podmínky pro integraci nových technologií do české energetiky včetně SMR, které mohou významně přispět k dekarbonizaci elektroenergetiky i teplárenství.
- Vzhledem k budoucí vysoké závislosti elektroenergetiky na dodávkách zemního plynu doporučujeme udržovat vysoký standard skladovacích kapacit plynu. Doporučeno je nejen udržet stávající kapacitu zásobníků plynu, ale především v závislosti na míře využití zemního plynu pro výrobu elektřiny a tepla pak zajistit budování nové skladovací kapacity a zajistit její rentabilitu. Provoz zásobníků je pro bezpečnost energetiky ČR nezbytný.
- Vznikající koncepční dokumenty musí zahrnovat výhledy proměny plynárenského sektoru na základě evropské regulace pro užití obnovitelných plynů. Je potřebné stanovit pravidla pro užití a podporu obnovitelných plynů v celém řetězci přeprava, distribuce, skladování, výroba.
- Zaměření státní podpory by mělo přispívat k plnění dekarbonizačních cílů systémově a technologicky neutrálně. V případě biometanu je žádoucí, aby se využívaly prioritně odpady. Snaha o zajištění nízkých cen obnovitelných plynů v ČR by neměla opomíjet řešení pro výrobu vodíku či syntetického metanu při nízkých cenách elektřiny.

Energy policy of Czech Republic

- Due to significant risk of a lack of power in the Central European region, we strongly recommend building the Czech Republic power system as self-sufficient in the long term both in power supply and necessary operating flexibility.
- In terms of energy security, gas imports should be given precedence to power imports.
- We recommend supporting operational Czech gas industry; the coal industry is slowly phased out and problems with nuclear persist; gas may become the most important PES for power and heat production; in low-carbon energy system the gas will find its place as capacity reserve and regulation services.
- We recommend timely and transparent setting of conditions for integration of new technologies into the Czech energy industry, including small modular reactors that can considerably contribute to decarbonisation of electricity and heating sectors.
- We recommend not only maintaining a high standard of storage capacities, but primarily, in addition to the level of gas utilisation in electricity and heat production, safeguarding the UGS rentability and the construction of new storage capacity. Czech energy security depends on the operation of UGS.
- Emerging conceptual plans should include outlooks for the gas sector based on European legislation regulating the utilisation of renewable gases. It is necessary to establish rules for the utilisation and support of renewable gases across the transmission, distribution, storage and production chain.
- State support should contribute to meeting decarbonisation targets in a systematic and technologically neutral way. With respect to biomethane, aid should be provided in a manner whereby priority is given to waste utilisation. Efforts to secure low prices of renewable gases in the Czech Republic should incorporate viable solutions for the hydrogen or synthetic methane production at low electricity prices.

Zdroje a infrastruktura

- Doporučujeme podniknout veškeré možné kroky vedoucí k dlouhodobému provozu stávajících jaderných elektráren. Jejich bezemisní dodávky elektřiny nelze v podmínkách ČR nahradit pomocí obnovitelných zdrojů, a to ani v případě jejich zcela mezního rozvoje na úrovni technického potenciálu.
- Doporučujeme zajistit budování nových jaderných zdrojů přinejmenším v rozsahu stávajících.
- Doporučuje se realizovat rozvoj elektrické přenosové soustavy dle plánu jejího provozovatele, společnosti ČEPS.
- Je vhodné realizovat rozvojové plány provozovatelů distribučních elektrických sítí, které odpovídají požadavkům pro zajištění spolehlivého provozu sítí pro případovou studii Konceptní a Konzervativní. Pro případovou studii Nové technologie by pro zajištění spolehlivého provozu musela být přijata velmi výrazná investiční a provozní opatření a ve větší míře využívána akumulace především v sítích nn a vn.
- Doporučuje se podporovat projekty vedoucí k posílení tranzitní role přepravní soustavy. Silná pozice tranzitéra zaručuje navýšení bezpečnosti dodávek plynu do země a představuje zdroj příjmů.
- Doporučuje se monitorovat situaci na trhu se skladovacími kapacitami a podílet se na odstraňování bariér, které brání provozovatelům zásobníků ve vykonávání jejich činnosti v plném rozsahu.
- Současná plynárenská infrastruktura – přeprava, distribuce, skladování – by měla být udržována a co nejdéle zachována pro případ posílení role plynu v dekarbonizované ekonomice.
- Doporučuje se realizovat rozvoj přepravní soustavy dle plánu jejího provozovatele, společnosti NET4GAS. Doporučuje se realizovat projekt plynovodu Partial Loop DN 1 000 mezi body Tvrdonice a Bezměrov nejen pro zabezpečení dodávek plynu na Severní Moravě v zimním období, ale i pro předpokládaný rozvoj využití plynu v tomto regionu.

Sources and infrastructure

- We recommend adopting of all potential measures leading to long-term operation of the existing nuclear power plants. In conditions of the Czech Republic, their zero-emission electricity supplies cannot be substituted by means of renewable sources; not even in the case of their extreme development on the limit of their technical potential.
- We recommend ensuring the construction of new nuclear sources, at least to the extent of the existing ones.
- We recommend that the power transmission system be developed in accordance with the plan of ČEPS, its operator.
- The development plans of distribution grid operators meet the requirements for ensuring safe and reliable operation of networks in the Conceptual and Conservative case studies. In the New Technologies case study, significant investment and operational measures would have to be adopted and the level of utilisation of accumulation in LV and HV grids increased in order to ensure reliable operation of the system.
- We recommend supporting projects that enhance a transit role of the transmission system. The strong position of the country will guarantee greater supply security; it represents a source of income.
- Our recommendation is to monitor the storage capacity market and to actively participate in the removal of barriers preventing gas storage operators from fully engaging in their activities.
- The existing gas infrastructure – gas transmission, distribution and storage – should be maintained for as long as possible in case that the role of gas in a decarbonised economy will gain on importance.
- We recommend developing the transmission system according to its operator's plan, NET4GAS. Therefore, it is recommended completing the construction of the Partial Loop DN 1000 gas pipeline between Tvrdonice and Bezměrov not only for security of supplies to the Northern Moravia in winter time, but also for anticipated development of gas utilisation in the region.



© 2020 OTE, a.s.

Zpracováno ve spolupráci s EGÚ Brno, a.s. • Processed in cooperation with EGÚ Brno, a.s.
Design a produkce • Design and production: KUKLIK.CZ, s. r. o.





www.ote.cz