

OČEKÁVANÁ DLOUHODOBÁ ROVNOVÁHA MEZI NABÍDKOU A POPTÁVKOU ELEKTŘINY A PLYNU

*Prezentační
materiál
pro veřejnost*



Obsah

1	Použité zkratky	2
2	Úvod	3
3	Východiska dlouhodobé rovnováhy a vztah mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu	4
3.1	Vztah elektroenergetiky a plynárenství	4
3.2	Evropský kontext zásobování elektřinou	5
3.3	Evropský kontext zásobování zemním plynem	6
4	Část elektroenergetika.....	8
4.1	Trh s elektřinou.....	8
4.2	Poptávka po elektřině.....	10
4.3	Zdrojová základna a provoz ES ČR	11
4.4	Zajištění zdrojů primární energie a environmentální aspekty výroby elektřiny a tepla	19
4.5	Provoz a rozvoj elektrických sítí	25
5	Část plynárenství.....	29
5.1	Trh se zemním plynem.....	29
5.2	Poptávka po zemním plynem	31
5.3	Zdroje zemního plynu pro ČR	33
5.4	Provoz plynárenské soustavy.....	35
5.5	Infrastruktura plynárenské soustavy.....	38
6	Shrnutí	42

1 POUŽITÉ ZKRATKY

50Hertz	německý TSO – 50Hertz Transmission GmbH
APG	provozovatel přenosové soustavy v Rakousku (Austrian Power Grid)
ASEK	Aktualizace Státní energetické koncepce
CAO	aukční kancelář pro přidělování přeshraničních přenosových kapacit formou koordinovaných aukcí ve středoevropském regionu (Central Allocation Office)
CCGT	paroplynový cyklus (Combined Cycle Gas Turbine)
CEE	středoevropský region (Central and East Europe)
CNG	stlačený zemní plyn (v dopravě) (Compressed Natural Gas)
CSP	celková spotřeba plynu – zahrnuje sektory VO, SO, MO, DOM a bilanční rozdíl v DS
CWE Market	plánovaný organizovaný propojený trh mezi Německem, Lucemburskem, Francií, Holandskem a Belgií
CZ-SK-HU Market Coupling	projekt na vytvoření společného regionálního spotového trhu s elektřinou mezi Českou republikou, Slovenskem a Maďarskem
CZT	centralizované zásobování teplem
ČEPS	provozovatel přenosové soustavy v České republice
ČEZ	energetická společnost – rozhodující výrobce v ČR ve většinovém vlastnictví státu
DS	distribuční soustava – systém vedení 110 kV, vedení vysokého napětí a nízkého napětí
EEX	energetická burza v Lipsku
ELES	slovenský TSO (Elektro - Slovenija, d.o.o.)
ENTSO-E	Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny (The European Network of Transmission System Operators for Electricity)
ERU	Energetický regulační úřad
ES	elektrizační soustava
EU ETS	evropský systém obchodování s emisními povolenkami (Emission Trading System)
FVE	fotovoltaická elektrárna
GUEU	White Stream, dřívější označení pro plynovod z Gruzie na Ukrajinu přes Černé moře
HPS	hraniční předávací stanice
JE	jaderná elektrárna
JEDU	jaderná elektrárna Dukovany
JETE	jaderná elektrárna Temelín
KS	kompresní stanice
KVET	kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LNG	zkapalněný zemní plyn (Liquefied Natural Gas)
MAVIR	maďarský provozovatel přenosových sítí (Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító)
MOO	maloodběr domácnosti (odběr z úrovně nízkého napětí)
MOP	maloodběr podnikatelů (odběr z úrovně nízkého napětí)
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
N-1	kritérium posuzování spolehlivosti elektrických sítí (definováno v kodexech provozovatelů sítí)
NAP	Národní akční plán pro energii z obnovitelných zdrojů
NAPP3	Národní alokační plán pro období 2013–2020
NER300	název finančního nástroje pro podporu rozvoje technologií CCS a OZE
NYMEX	komoditní burza v New Yorku (New York Mercantile Exchange)
OTE, a.s.	společnost vykonávající v České republice funkci operátora trhu
PPC	paroplynový cyklus
PS	přenosová soustava – systém vedení 400 kV a 220 kV a vybraných vedení 110 kV
PSE-O	provozovatel přenosové soustavy v Polsku
PST	transformátor s příčnou regulací (Phase Shifting Transformer)
PVE	přecherpací vodní elektrárna
PZD	parní zbytkový diagram (diagram pokrývaný systémovými zdroji)
SEPS	provozovatel přenosové soustavy na Slovensku
SGC	jižní plynovodní koridor; území rozvojové infrastruktury definované EU (South Gas Corridor)
SOAF	studie vypracovaná asociací ENTSO-E popisující výhled vývoje výkonové bilance evropských zemí (The Scenario Outlook and Adequacy Forecast)
STORK	česko-polský plynovodní propoj Trávnice - Cieszyn - Skoczów
TANAP	Trans-Anatolský plynovod
TAP	Trans-Adriatický plynovod
TCP	Trans-Kaspický plynovod
TENNET	energetická společnost, provozující přenosovou soustavu v části Německa a v Holandsku (TenneT TSO GmbH, původně E.ON, pak TPS)
TR	transformovna
TSO	obecně jde o provozovatele přenosových sítí, v některých zemích je více než jeden (Transmission System Operator)
TZL	tuhé znečišťující látky (popílek, prachové částice)
VO	velkoodběr (odběr z úrovně vysokého a velmi vysokého napětí)

2 ÚVOD

„Zpráva o očekávané rovnováze“¹ poskytuje informace o způsobech zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu. Publikované výsledky, předkládané primárně decizní sféře, vytváří předpoklady pro řešení souvisejících ekonomických a provozních problémů elektroenergetiky a plynárenství ČR ve výhledu do roku 2040². Ve všech hlavních souvislostech jsou zohledněny vzájemné vazby, činnosti, práva a povinnosti orgánů státní správy, zákazníků, obchodníků, výrobců, provozovatelů elektrických a plynárenských sítí a OTE, a. s. Vybrané agregované informace z tohoto dokumentu rovněž slouží celé energetické sféře k základní orientaci v oblasti požadavků a potřeb, souvisejících s rozvojem elektrizační a plynárenské soustavy ČR.

V roce 2012 došlo k řadě změn, které předkládaný dokument respektuje. Zásadním novým dokumentem je aktualizace Státní energetické koncepce. Vláda v listopadu 2012 také schválila Národní akční plán pro energii z obnovitelných zdrojů a připravena je i nová Surovinová politika ČR, která spolu s navazující novelou horního zákona ovlivní podmínky české energetiky. K významným změnám došlo i v energetické legislativě. Byl schválen zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie, zákon č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší, který respektuje požadavky Směrnice 2010/75/EU, o průmyslových emisích. Byla schválena Směrnice 2012/27/EU, o energetické účinnosti.

V důsledku přetrvávající nižší hospodářské aktivity v ČR, ale prakticky i v celé Evropě, je poptávka po elektřině nižší oproti dřívějším předpokladům, což se odráží i v nižších cenách silové elektřiny na trhu. Nižší ceny mohou omezovat aktivitu investorů či ji orientovat jen na zdroje se zaručeným výnosem, což vytváří riziko pro racionální vývoj elektroenergetiky. Velká část výrobního zařízení i infrastruktury české elektroenergetiky se nachází na hranicích své životnosti, takže je nutno vytvořit dostatečné finanční zdroje pro jejich rozvoj i obnovu. Snaha o posílení energetické soběstačnosti ČR byla v roce 2012 podpořena vypláním výběrového řízení společností ČEZ, a. s., na dostavbu jaderné elektrárny Temelín, čímž se zvýšila pravděpodobnost zprovoznění tohoto zdroje v reálném časovém horizontu.

Vývojem v elektroenergetice je významně ovlivněno i české plynárenství. Z pohledu rozsahu dodávek zajišťuje plynárenství větší objem energie než elektroenergetika, v podmínkách České republiky přitom na rozdíl od elektrifikace není plynofikace zcela plošná. Plynárenství zajišťuje dodávky způsobem, který je obecně považován za ekologicky příznivý. Tyto výhody mají protiklad v ceně zemního plynu, která je oproti pevným palivům vyšší. Dalším faktorem je pak dostupnost. Na rozdíl od uhlí, které stále zůstává významnou tuzemskou surovinou, je zemní plyn téměř výhradně zajišťován dovozem, což vystavuje tento sektor rizikům v oblasti energetické bezpečnosti. Tato rizika lze pouze omezovat, ale nelze se jim vyhnout.

Výsledky analýz v oblasti plynárenství nově zahrnují předpoklad nutnosti náhrady docházejícího tříděného hnědého uhlí a jeho částečné náhrady právě zemním plynem. Krom jiného jsou nově uvedeny výsledky analýz a predikcí spotřeby zemního plynu v dopravě ve formě CNG. Jsou navrženy nové rozvojové varianty výrobní základny elektrizační soustavy, které přinášejí aktualizovaný pohled na volbu výrobního mixu, a tím i nový pohled na výši spotřeby zemního plynu.

Významné změny lze v plynárenství očekávat i z mezinárodního pohledu. Perspektiva životnosti ruských ložisek zemního plynu je mnohem větší než u severomořských ložisek. Současně přicházejí

¹ Tento dokument je stručným výtahem ze zprávy zpracované na základě požadavku § 20a, odst. 4, písm. f) zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), v platném znění a odevzdané ERÚ, MPO, ČEPS a NET4GAS počátkem roku 2013.

² Základem pro zpracování byl průzkum vedený u účastníků trhu v průběhu roku 2012. Prezentované informace odpovídají záměrům známým k tomuto období.

v potaz alternativní přepravní trasy, které obcházejí potenciálně problémové tranzitní země ruského plynu, a tím snižují význam klasických tranzitních tras přes české území.

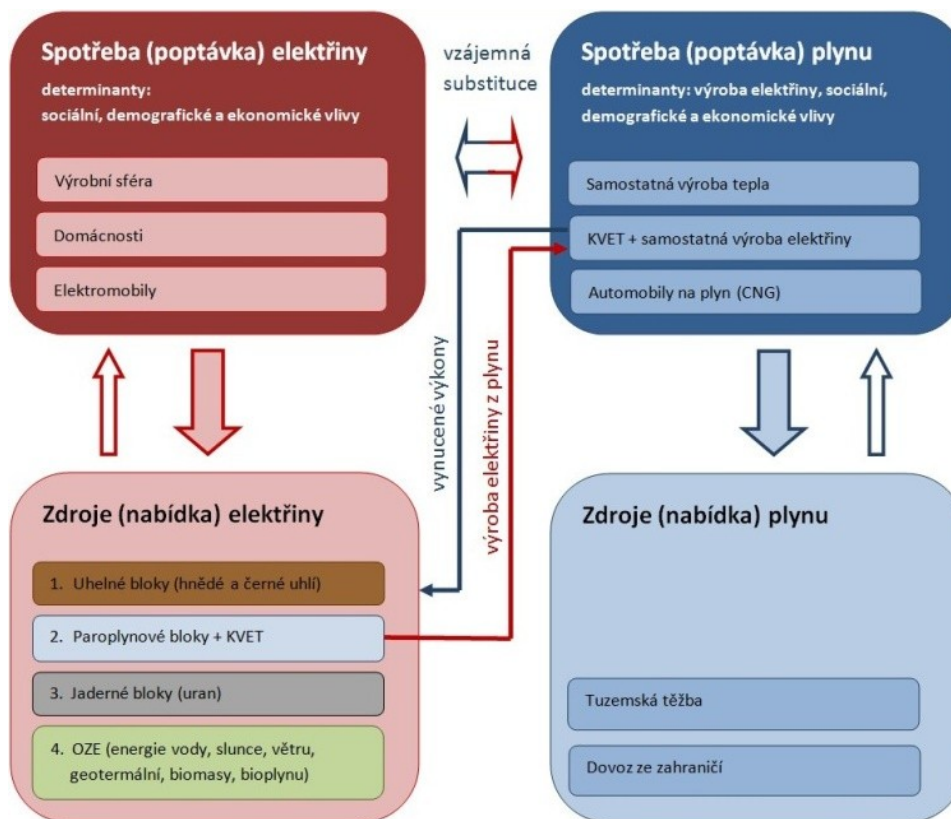
Ve zprávě popsany výhled vývoje české elektroenergetiky a plynárenství reaguje na všechny podstatné změny, které se udály v průběhu roku 2012, i na očekávané skutečnosti, známé k prosinci 2012.

3 VÝCHODISKA DLOUHODOBÉ ROVNOVÁHY A VZTAH MEZI NABÍDKOU A POPTÁVKOU ELEKTŘINY A PLYNU

3.1 VZTAH ELEKTROENERGETIKY A PLYNÁRENSTVÍ

Mezi elektroenergetikou a plynárenstvím existuje několik vazeb (obr. 1), které si vynucují společné řešení výhledu budoucí rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou. Z pohledu bilancí energie je podstatný fakt, že celková energie, která je spotřebována v rámci využití elektřiny a plynu jako energetických médií, je nižší než prostý součet tuzemské netto spotřeby elektřiny a celkové spotřeby plynu, protože součet těchto dvou spotřeb v sobě zahrnuje jistou část energie dvakrát. Jedná se o energii, která číselně odpovídá elektřině vyrobené za využití plynu jako zdroje primární energie a která je tedy energií, vzniklou transformací jednoho energetického média na jiné. Výroba elektřiny (provoz výrobních jednotek) tak ovlivňuje výši spotřeby plynu i tvar odběru. Transformace energie a její přetok do jiné energetické bilance přitom probíhá směrem z plynárenské bilance do bilance elektroenergetické. V roce 2012 byla v ČR vyrobena přibližně 1 TWh elektrické energie transformací energie zemního plynu na energii elektrickou, což bylo přibližně 1,2 % celkově vyrobené elektřiny. Do budoucna se bude tento podíl výrazně zvyšovat.

Obr. 1 ZOBRAZENÍ VZTAHU ELEKTROENERGETIKY A PLYNÁRENSTVÍ



Na vztah elektroenergetiky a plynárenství lze nahlížet také skrze kombinovanou výrobou elektřiny a tepla (KVET), která má významný podíl na celkové spotřebě plynu (přibližně 12 % v roce 2012 zahrnující výrobu elektřiny i tepla). Kombinovaná výroba elektřiny a tepla v segmentu plynu jako paliva je dominantně uskutečňována v paroplynových jednotkách, jejichž diagram výroby elektřiny je závislý na odběru tepla (režim vynuceného výkonu). Provoz těchto jednotek ovlivňuje provoz výrobní základny ES, protože elektřina vyrobená v KVET je v rámci elektrizační soustavy využívána přednostně. Poslední významná vazba mezi elektroenergetikou a plynárenstvím je zprostředkována skrze vzájemnou substituovatelnost elektřiny a plynu, a to zejména ve využití k výrobě tepla či do budoucna k pohonu automobilů. Míra substituovatelnosti je určena cenovým poměrem energetických médií. Aktuálně je tento poměr ustálen a v horizontu roku 2040 není očekávána výrazná změna.

3.2 EVROPSKÝ KONTEXT ZÁSODOVÁNÍ ELEKTRINOU

Český trh s energií je součástí evropského trhu, který je v globálním měřítku největším regionálním trhem a současně největším dovozcem energie. Ve všech síťových energetických odvětvích systematicky narůstá vzájemná závislost jednotlivých národních subsystémů. V této souvislosti geografická poloha předurčuje ČR k plnění úlohy významné tranzitní země pro elektřinu, plyn i ropu. Česká elektrizační soustava je nejvíce ovlivňována vývojem ve středoevropském regionu. Integrace a ovlivňování trhů s elektřinou se odehrává na dvou úrovních:

Technická úroveň: Propojení přenosových soustav jednotlivých zemí způsobuje, že jakákoliv změna ve výrobě či spotřebě elektřiny v jedné zemi se velmi rychle projevuje prakticky ve všech zemích regionu. Tato skutečnost klade vysoké nároky na technické řešení i na koordinované řízení provozu ES všech zemí regionu. Technické přenosové kapacity jsou v reálném provozu z velké části využívány fyzikálními toky a blokovány nutnými technickými rezervami. Pro účely obchodu tak zůstává k dispozici jen malá část této technicky dostupné kapacity, což vede k vytváření překážek v obchodu s elektřinou.

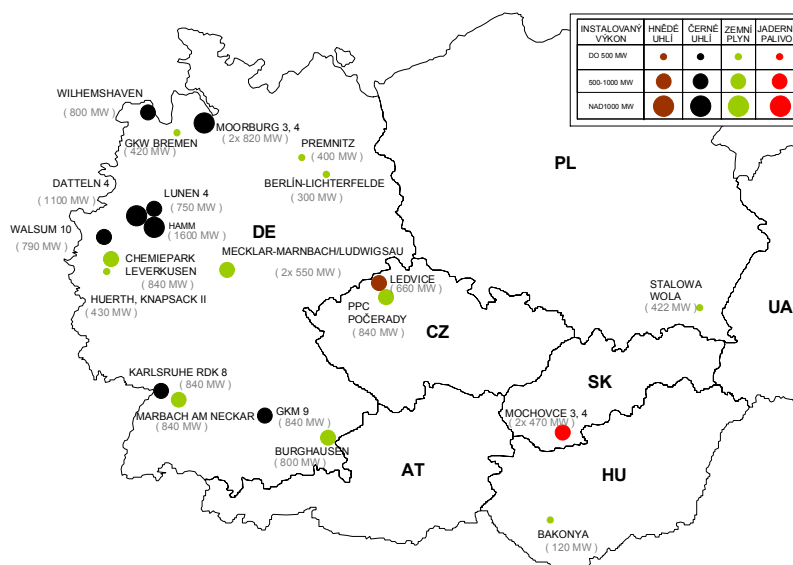
Obchodní úroveň: Trh s elektřinou jednotlivých zemí regionu je stále těsněji provázán a narůstá význam obchodů na platformách jednotlivých energetických burz. Cena silové elektřiny a s ní spojené podmínky pro investování do nových zdrojů jsou ovlivňovány chováním hráčů spíše na mezinárodním než národním trhu.

Navržený scénář rozvoje středoevropského regionu

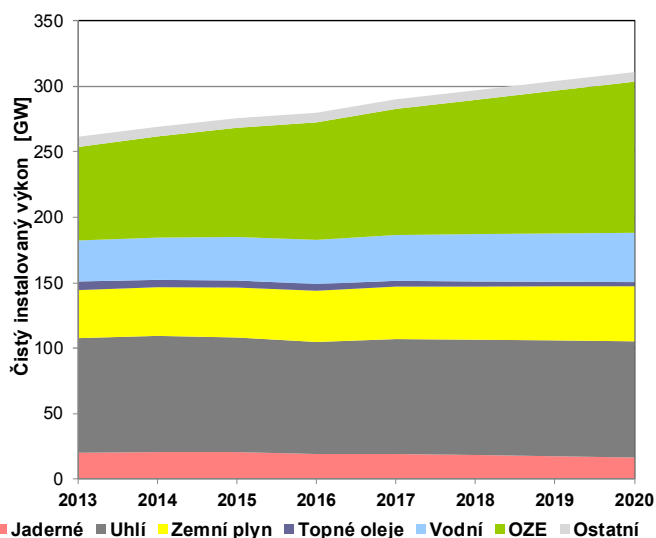
Podkladem pro analýzy vývoje ve středoevropském regionu je výhled vývoje výkonové bilance evropských zemí (SOAF), který aktualizuje asociace ENTSO-E. Tento výhled je doplněn o aktuální informace o vývoji zdrojových základů jednotlivých zemí. Vývoj ve středoevropském regionu nejvíce ovlivňuje rozhodnutí Německa odstavit jaderné elektrárny do roku 2022 a rozvoj ES orientovat na OZE. Dosud chybí dlouhodobé zkušenosti s provozem ES s vysokým podílem OZE s nesouvislou výrobou. Dalším důsledkem zvyšování podílu OZE je fakt, že v regionu by měl růst instalovaný výkon výrazně rychleji než zatížení. Takový vývoj vede mj. k vysokým nárokům na investice, ale může být nutný z hlediska zabezpečení ES, neboť v regionu se výrazně mění struktura výrobní základny. Vybrané systémové bloky, které jsou ve fázi výstavby, jsou zobrazeny na **obr. 2**. Prakticky veškerá výstavba velkých klasických systémových zdrojů probíhá pouze v Německu, a tvoří tak možnou náhradu za odstavené jaderné elektrárny.

Na základě analýzy dostupných aktuálních informací byl pro potřeby tohoto dokumentu zpracován aktualizovaný referenční scénář vývoje výkonové bilance ve středoevropském regionu, který byl následně použit pro modelování trhu s elektřinou ve středoevropském regionu. Tento scénář se z hlediska instalovaného výkonu (**obr. 3**) blíží scénáři A dle SOAF ENTISOE.

Obr. 2 PŘEHLED VYBRANÝCH ELEKTRÁRENSKÝCH BLOKŮ VE VÝSTAVBĚ V CEE REGIONU



Obr. 3 VÝVOJ INSTALOVANÉHO VÝKONU VE STŘEDOEVROPSKÉM REGIONU



3.3 EVROPSKÝ KONTEXT ZÁSOBOVÁNÍ ZEMNÍM PLYNEM

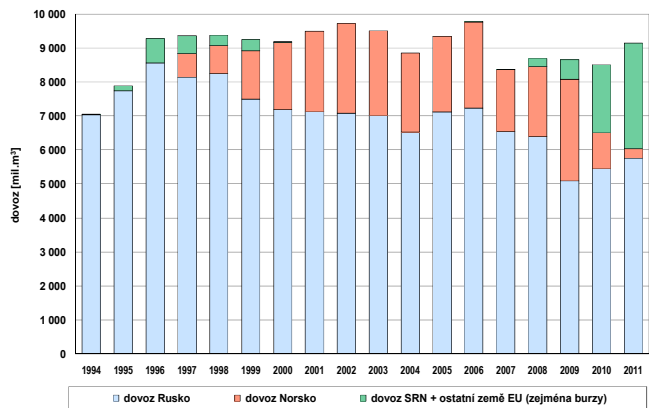
České plynárenství se musí, až na drobné výjimky tuzemské těžby, spoléhat na dovoz zemního plynu ze zahraničí. Z jednoho pohledu jde o zajištění plynu jako takového po stránce obchodní, z druhého pohledu se jedná o zajištění dopravních tras, kterými bude plyn na hranice České republiky dopravován. Integrace a ovlivňování trhů s plynem se odehrává na dvou úrovních:

Technická úroveň: Technickou stránkou je výstavba alternativních tras a regionálních mezistátních propojení, rozšiřování objemu zásobníků, opatření na reverzní tok plynu, případně výstavba LNG terminálů. Reálné umístění plynovodních tras i obchodní vazby a závislost zemí v západní Evropě na ruském plynu vytvářejí situaci, kdy na českém území je fyzicky využíván jen ruský plyn a dodávky z jiných teritorií jsou řešeny jinak. Řešením je stav, kdy do České republiky má být dopravován norský plyn, ale je to zajištěno tak, že o příslušný objem norské dodávky je snížen tranzit ruského plynu do Německa a norský plyn je dodán do německé sítě.

Obchodní úroveň: V dovozech plynu do České republiky se výrazně projevila obchodní diverzifikace, kdy od roku 2010 dochází k enormnímu nárůstu dodávek z jiných teritorií než z Ruska a

z Norska. Jedná se především o burzovní obchody, které zajišťují zejména menší obchodní subjekty, zatímco tradiční dovozy na základě dlouhodobých kontraktů zajišťuje z Ruska a částečně z Norska společnost RWE Transgas. Statistika dovozu plynu do České republiky je uvedena na **obr. 4**.

Obr. 4 DOVOZY PLYNU DO ČESKÉ REPUBLIKY DLE OBCHODNÍHO PŮVODU

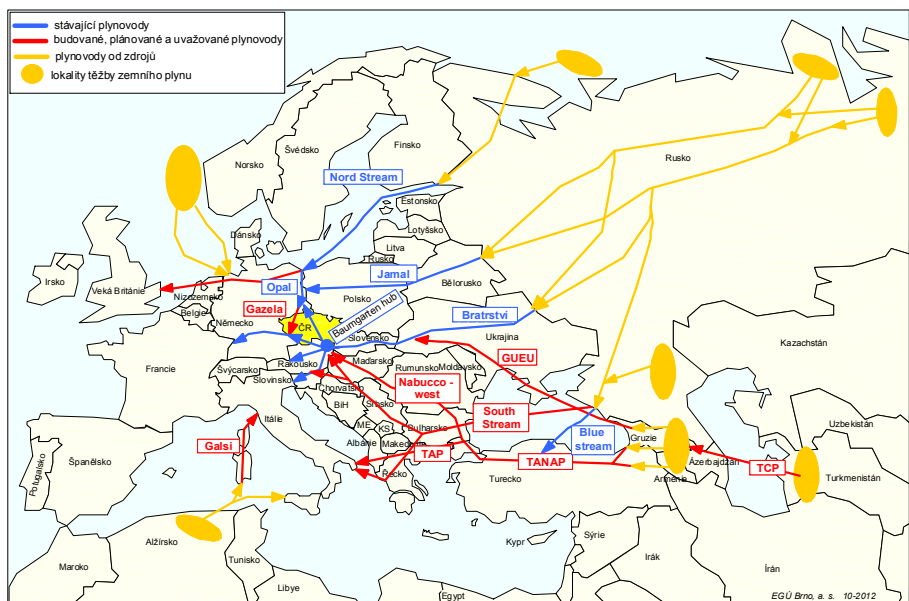


Rozhodující trasy pro dodávky zemního plynu do Evropy

Významným faktorem v zásobování Evropy plynem se v průběhu let 2011–2012 stal plynovod Nord Stream spojující Rusko s Německem trasou po dně Baltského moře. Plynovod vylučuje z cesty třetí země, zejména Ukrajinu a Bělorusko, ale také Polsko. Provoz plynovodu Nord Stream má již nyní dopad na stávající přepravní směry a poměry se budou ještě dále vyvíjet. V českém plynárenském systému lze očekávat snížení tranzitů z Ruska do Německa. Naopak, v případě problémů v dodávkách, zejména při přerušení trasy vlivem tranzitních zemí, především Ukrajiny, může být Česká republika zásobována opačným směrem, tj. od severu z Německa. Pro účely tohoto reverzního chodu české plynárenské soustavy již byla učiněna opatření.

I přes tyto změny však zůstává rozhodujícím přepravním směrem pro Českou republiku trasa plynovodem Bratrství s využitím cesty přes Ukrajinu. Využití v nouzových případech za součinnosti dalších plynárenských prvků, jako např. zásobníků plynu, je něco jiného než systematické zásobování standardní trasou. Trasy dodávek zemního plynu do Evropy jsou uvedeny na **obr. 5**.

Obr. 5 SCHÉMA ROZHODUJÍCÍCH TRAS PRO DODÁVKY ZEMNÍHO PLYNU DO EVROPY



4 ČÁST ELEKTROENERGETIKA

Při zpracování analýz v oblasti elektroenergetiky se vychází z výsledků simulace provozu a obchodu ES střeoevropského prostoru a z predikcí spotřeby elektřiny a zatížení v ČR i v okolních zemích. Při návrhu variant rozvoje zdrojové základny je kritériem dosažená spolehlivost výkonové bilance, provozovatelnost soustavy, dostupnost paliva pro navržené zdroje, šetrnost k životnímu prostředí a ekonomická efektivita. Zohledněny jsou reálné dosažitelné úspory energie a respektuje se naplnění dotčených evropských směrnic i české legislativy. Provozovatelnost soustavy se analyzuje detailně na základě očekávaného krytí hodinových diagramů zatížení a očekávané dostupnosti podpůrných služeb. Respektují se reálné možnosti rozvoje a obnovy elektrických sítí.

4.1 TRH S ELEKTŘINOU

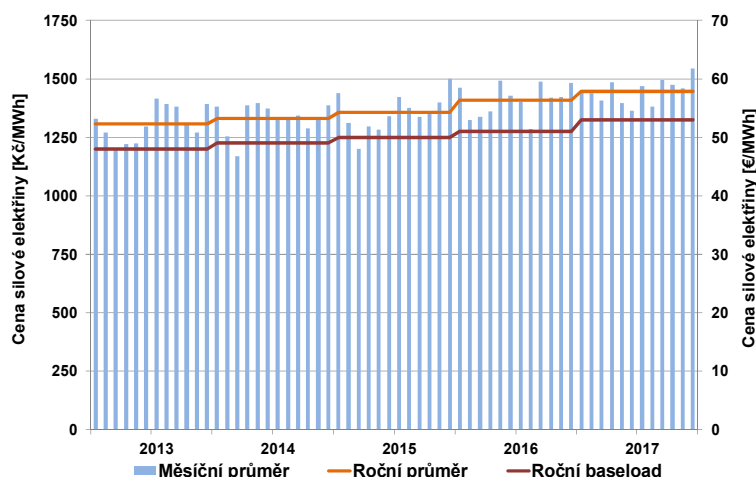
Český trh s elektřinou se vyvíjí a je ovlivňován zejména situací na trhu s elektřinou v Německu. Situace trhu s elektřinou ve střeoevropském regionu je výrazně ovlivněna politickými a regulačními zásahy EU. Vysoký podíl intermitentních zdrojů v německé elektrizační soustavě, který do budoucna poroste, představuje riziko jak ve smyslu technickém (potenciální ohrožení spolehlivosti), tak obchodním (podpora těmto zdrojům a dopad na regulovanou i neregulovanou složku ceny elektřiny). Rostoucí příspěvek v ceně elektřiny na podporu OZE zatěžuje český průmysl a ve střednědobém horizontu může dojít k významnému omezení spotřeby, které ovlivní situaci na trhu. Současně dochází k poklesu ceny silové elektřiny, přičemž nynější cenová úroveň nemotivuje k investicím do nových zdrojů elektřiny a hrozí snížení provozovatelnosti vlivem nízkého zastoupení regulačních zdrojů.

Ceny elektřiny

V pětiletém cenovém výhledu do roku 2017 lze očekávat stagnaci cen elektřiny, či velmi mírný růst. V dlouhodobém výhledu lze očekávat návrat k růstovému trendu, zejména v důsledku růstu cen paliv a povolenek. Navýšení cen elektřiny do té míry, že se výroba elektřiny stane dostatečně ziskovou, je mimo jiné podmínkou pro zajištění potřebného objemu investic do obnovy a rozvoje ES.

Očekávané celkové měsíční průměrné velkoobchodní ceny silové elektřiny v ES ČR v období od roku 2013 do roku 2017 představuje **obr. 6** (uvažován kurz 25 Kč/€ ve všech letech).

Obr. 6 OČEKÁVANÝ VÝVOJ CEN SILOVÉ ELEKTŘINY V ES ČR



Zobrazena je (vážená) průměrná velikost ceny elektřiny na velkoobchodním trhu, určené pro veškerou tuzemskou koncovou spotřebu, tj. netto spotřebu včetně ztrát v sítích. Vážené průměry jsou počítány z cen a energetických množství jednotlivých kontraktů, které kryjí tuzemskou spotřebu, včetně případných dovozů elektřiny ze zahraničí, s výjimkou (objemově malých) krytí ze strany

krátkodobých dovozů na dorovnání obchodní bilance. Tato vážená průměrná cena je sestavena pro každou hodinu, avšak v obrázku jsou zobrazeny měsíční a roční průměry z příslušných hodinových hodnot. Pro účely srovnání je v obrázku zobrazena cena ročního baseloadu pro příslušný kalendářní rok. Cenový nárůst je v průměru o 1 € ročně a odráží predikovaný trend obchodování s elektřinou na německé burze EEX. Očekává se mírná cenová diference mezi německými a českými cenami silové elektřiny, která je způsobena relativním přebytkem výkonu v ES ČR po celé zkoumané období. Navíc v letech 2013 a 2014 dojde ke zprovoznění nových zdrojů PPC Počerady a hnědouhelného bloku Ledvice o celkovém výkonu 1 500 MW a v roce 2015 budou postupně uvedeny do provozu retrofitované bloky elektrárny Prunéřov II. Oproti tomu výraznější odstavování českých zdrojů nastává až s rokem 2017.

Celkové roční průměrné ceny jsou pochopitelně vyšší, neboť zahrnují ceny všech typů kontraktů nutných pro pokrytí predikovaného ročního diagramu zatížení včetně spotu. Nízký odstup mezi cenou ročního baseloadu a výslednou roční průměrnou cenou je způsoben výrazným vlivem nízkých spotových cen na burze. Od roku 2013 se na letních měsíčních cenových průměrech začne projevovat zprovoznění PPC Počerady. Tento vliv přetrvává i v následujících letech, jen není díky cenovému nárůstu tolik výrazný.

Investice do elektroenergetiky

Průměrné roční investice do obnovy a rozvoje výrobní základny ES ČR by se v období do roku 2040 měly pohybovat kolem 55 mld. Kč ve stálých cenách roku 2010. Výrazné částky bude nutno investovat rovněž do obnovy a rozvoje PS a DS, což by mělo činit přibližně 20 až 30 mld. Kč v ročních úhrnech a ve stálých cenách roku 2010. Potřebu vysokých investic může urychlovat či zvýrazňovat zavádění inteligentních sítí.

Omezení evropského trhu s elektřinou

Vytvoření jednotného celoevropského trhu s elektřinou je komplikováno omezenou kapacitou přeshraničních vedení. Postupně dochází ke spojování národních spotových trhů do několika regionálních (například: NordPool, CWE Market Coupling, CZ-SK-HU Market Coupling). Na konci roku 2013 se očekává spojení spotových trhů CWE a NordPool a vytvoření základu evropského spotového trhu s elektřinou. Pro dlouhodobé obchody s elektřinou v regionu jsou však trhy stále rozděleny. V současnosti je poptávka po ročních či měsíčních kapacitách na hraničních profilech zemí ve středoevropském regionu často větší než nabídka, a požadavky obchodníků tak musí být omezovány. Jako vhodný mechanismus omezení požadavků na přidělování volných kapacit je ve většině případů zvolen aukční princip. Aukce kapacit ve středoevropském regionu pro rok 2013 probíhá koordinovaně v jedné aukční kanceláři – Central Allocation Office (CAO) ve Freisingu. Od roku 2010 je do koordinovaných aukcí zapojeno celkem 8 středoevropských TSO (ČEPS, SEPS, PSE-O, TPS, 50Hertz, APG, MAVIR, ELES). Od roku 2012 poskytuje tato aukční kancelář nově i aukce na profily mezi HU–HR a SL–HR (pro rok 2013 a dále).

Aukční mechanismus ovšem nerespektuje vazbu mezi fyzikálními a obchodními toky. Fyzikální tok je tok elektřiny na vedení či mezistátním profilu, který je možné fyzikálně změřit. Obchodní tok je tok elektřiny na základě kontraktu mezi 2 subjekty, tj. mezi prodejcem a nakupujícím, kteří jsou lokalizováni v jiné tržní oblasti (jiném státu). Tyto oblasti spolu mohou, nebo nemusí přímo sousedit. To by mohlo způsobovat nebezpečné přetížení některých profilů, proto musí TSO vytvářet větší rezervy kapacit, případně omezovat velikost celkového vývozu/dovozu z oblastí. V důsledku toho pak tyto rezervy způsobují, že dostupná kapacita pro roční aukce je dále krácena a volné kapacity jsou přesouvány z ročních do měsíčních či denních obchodů. Nutnost rezervace volné přenosové kapacity na možné fyzikální toky dopadá podstatně i na přeshraniční vedení mezi Českou republikou a Německem v souvislosti s intenzivním plánem rozvoje větrných elektráren v Německu

a celkovou situaci v německé elektrizační soustavě. V důsledku zde významně ubývají volné roční obchodovatelné kapacity. Od roku 2006 pokleslo nabízené množství volné kapacity v ročním pásmu na profilech z ČR do Německa téměř na polovinu. Další pokles volných kapacit lze předpokládat od roku 2014, kdy v souvislosti s plánovaným zprovozněním transformátorů s příčnou regulací v Polsku je očekáváno zvýšené zatěžování ostatních profilů. Na profilu CZ–DE tak pravděpodobně poklesne volná kapacita v ročním pásmu o dalších 150 až 200 MW.

4.2 POPTÁVKA PO ELEKTRINĚ

Předložená verze predikcí spotřeby elektřiny je ve srovnání s verzí ze září 2011 založena na nižších predikcích ekonomického vývoje a přináší nižší hodnoty spotřebované elektřiny zejména v krátkodobém a střednědobém horizontu. Snížení predikce souvisí s narůstajícím pesimismem ohledně dopadů finanční krize počínající v roce 2008, a zejména pak ohledně řešení nynějších rozpočtových problémů mnoha zemí EU. Nadále platí, že podíl energie distribuované ve formě elektřiny bude v energetické bilanci ČR v dlouhodobém horizontu narůstat. Aktuální predikce vývoje spotřeby elektřiny v ČR charakterizují následující body:

- pro rok 2040 počítají predikce s hodnotou tuzemské netto spotřeby ve výši přibližně 66 TWh pro nízký scénář, 75 TWh pro referenční scénář a 83 TWh pro vysoký scénář,
- těmito hodnotám odpovídá nárůst tuzemské netto spotřeby elektřiny mezi roky 2011 a 2040 o přibližně 13 % pro nízký scénář, 27 % pro referenční scénář a 41 % pro scénář vysoký,
- podíl sektorů VO, MOP a MOO na tuzemské netto spotřebě se bude měnit pozvolna, přičemž všechny scénáře předpokládají nejvýraznější nárůst v sektoru maloobdobu podnikatelů,
- spotřeba sektoru elektromobilů (jen kategorie osobních automobilů M1) dosáhne dle aktuálních očekávání statisticky významné hodnoty kolem roku 2025, kdy bude činit přibližně 0,5 % tuzemské netto spotřeby; pro rok 2040 je pak očekávána spotřeba tohoto sektoru ve výši 2,8 TWh, což bude odpovídat přibližně 3,8 % tuzemské netto spotřeby; při úplné náhradě vozového parku vozidel kategorie M1 by spotřeba elektřiny mohla činit až 13 TWh ročně,
- tvar diagramu zatížení ES ČR se bude mírně měnit, přičemž bude docházet k postupnému vyrovnávání ročního sezónního profilu zatížení (zaplňování letního poklesu zatížení),
- sektor elektromobilů bude dle aktuálních předpokladů působit v závěru období pozitivně na tvar diagramu na denní úrovni za celou ČR (navýšení využití maxima diagramu), což bude dáno automatizovanou koordinací nabíjení a umístěním podstatné části spotřeby tohoto sektoru do pozdně nočních až ranních hodin, tedy do hodin dnešního poklesu zatížení.

Tab. 1 seznamuje v energetickém členění s vytvořenou predikcí spotřeby elektřiny ES ČR.

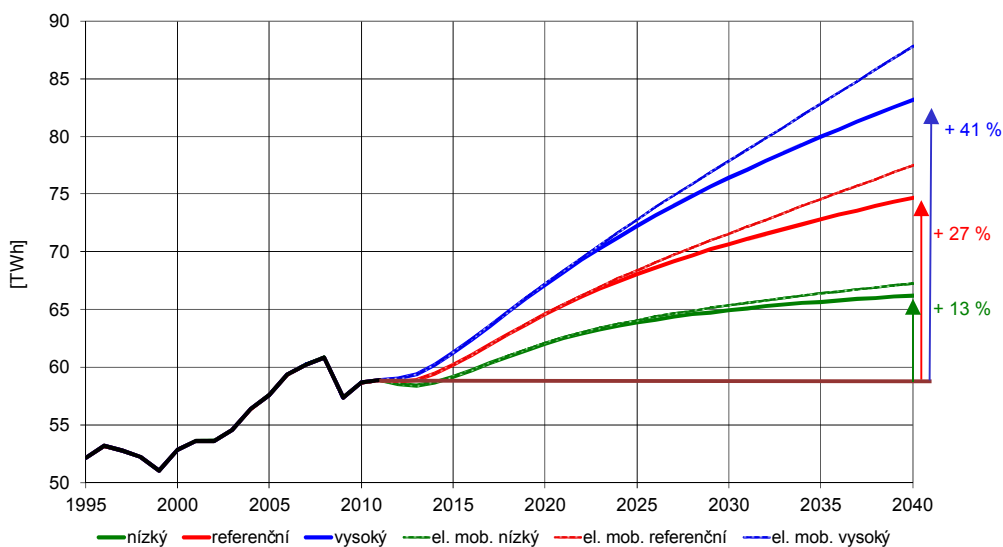
Tab. 1 PREDIKCE TUZEMSKÉ NETTO SPOTŘEBY ELEKTRINY (GWh) – REFERENČNÍ SCÉNÁŘ

	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2040
VO	36412	36253	36331	36714	37232	40258	42632	44338	46858
MO	22448	22505	22544	22724	22959	24307	25414	26328	27807
- MOP	8095	8095	8110	8187	8303	8994	9577	10051	10835
- MOO	14352	14410	14434	14537	14656	15313	15837	16277	16971
Tuzemská netto spotřeba	58860	58757	58875	59438	60191	64565	68046	70666	74664
Ztráty	4418	4471	4476	4515	4568	4873	5105	5270	5501
- ztráty PS	778	682	681	686	693	735	767	790	819
- ztráty DS	3640	3790	3795	3829	3875	4138	4337	4480	4682
TNS včetně ztrát	63278	63229	63351	63953	64759	69438	73151	75935	80165

Obr. 7 ukazuje predikci tuzemské netto spotřeby pro tři vývojové scénáře a znázorňuje i dopad rozvoje elektromobility na spotřebu elektřiny. Jak je z grafu patrné, spotřeba sektoru elektromobilů dle

aktuálních očekávání do roku 2040 navýší celkovou spotřebu elektřiny dle referenčního scénáře přibližně o 3,8 %.

Obr. 7 PREDIKCE TUZEMSKÉ NETTO SPOTŘEBY ELEKTŘINY

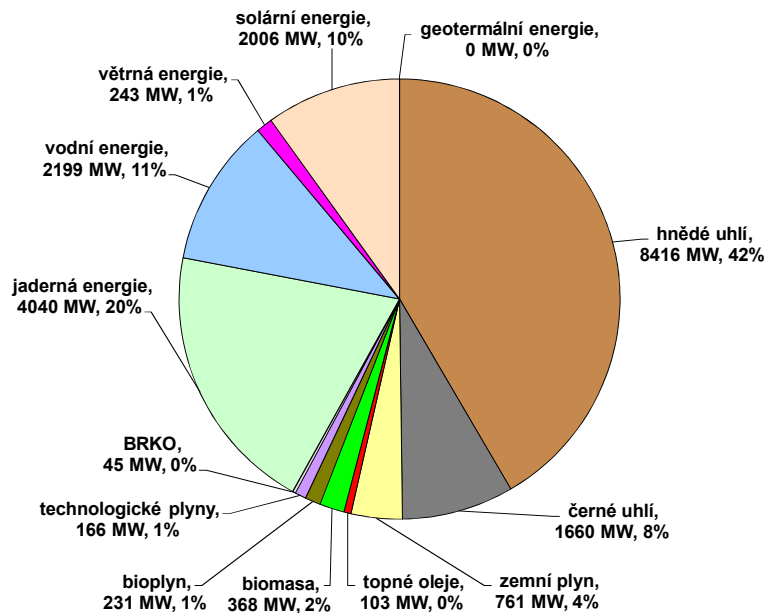


4.3 ZDROJOVÁ ZÁKLADNA A PROVOZ ES ČR

Aktuální stav a rozvoj zdrojové základny

Celkový náhled na skladbu výrobní základny ES ČR uvádí **obr. 8**.

Obr. 8 INSTALOVANÝ VÝKON ES ČR (stav k 1. 1. 2013)



Zajištění výstavby zdrojů

Pro střednědobý horizont je rozvoj výrobní základny ES ČR do značné míry daný. Realizován bude nový CCGT Počerady 840 MW, nový nadkritický hnědouhelný blok Ledvice 660 MW, hnědouhelný blok 135 MW v Kladně či výstavba nové elektrárny 250 MW v Litvínově.

Dlouhodobý horizont je z hlediska rozvoje zdrojů nejistý (náběh nových bloků JETE, JEDU, PVE). Na investiční aktivitu v oblasti výstavby nových zdrojů působí několik negativních vlivů. Cena elektřiny v základním pásmu je na nízké úrovni, což je důsledek výrazného navýšení výroby z OZE, zejména v Německu. Investice do nových výrobních jednotek budou možné až v případě, že bude zajištěna jejich ziskovost či bude situace ošetřena státními zásahy. Výraznou nejistotou je budoucí cena povolenek a nejistota ohledně dalších požadavků na snižování emisí znečišťujících látek. Investiční prostředí je nepřehledné a hrozí velmi nízká a pro zajištění výkonové rovnováhy nedostatečná investiční aktivita.

Dopad Směrnice 2010/75/EU

Od doby schválení Směrnice 2010/75/EU, která nastavuje limity pro průmyslové emise, byla na straně výrobců vyvíjena snaha o vyřešení situace. Výrobci se postupně přizpůsobují novým podmínkám. Pro střednědobý horizont jsou představy o provozu zařízení do značné míry dané. Záměry vlastníků zdrojů znečištění na řešení situace mají většinou konkrétní podobu, lišící se v jednotlivých případech. Většinou jde o řešení cestou technologické redukce znečišťujících látek pomocí účinnějších zařízení, často v rámci přechodného národního plánu. Dále se uvažují řešení pomocí náhrady paliva, dočasného či trvalého omezení či zastavení provozu. To směřuje k respektování tzv. emisních stropů. Všechny tyto souvislosti jsou v řešených variantách zahrnuty.

Požadavek snížení průmyslových emisí koreluje se situací snižování dostupnosti hnědého uhlí, čímž je vliv Směrnice 2010/75/EU omezen (docházející hnědé uhlí je výraznější determinantou). Směrnici bude v ČR možné naplnit, bude to však znamenat zvýšenou investiční náročnost na straně zdrojů. Omezení či rizika provozu způsobená nutností dodržet požadavky této směrnice dle aktuálních informací a předpokladů nejsou na celosystémové úrovni výrazná.

Teplárenství a závodní elektrárny

Provoz jednotek KVET je v prostředí ES ČR významným prvkem, a to nejen z pohledu elektroenergetiky, ale i pro zajištění dodávkového tepla, na kterém je závislých přibližně 550 tis. domácností. KVET je přitom z pohledu úspor a efektivity vysoce cenným způsobem výroby. Nedostatek ekonomicky akceptovatelných zdrojů primární energie spolu s emisními omezeními jsou riziky budoucího chodu i existence KVET. Emisní omezení si vynutí omezení výroby či přechod na ekonomicky méně výhodné palivo, což bude omezovat konkurenceschopnost KVET a může způsobit její zánik s důsledky na cenu tepla a eliminaci kladné synergie z KVET.

V řešení byl respektován jeden z cílů ASEK, a sice upřednostnit dlouhodobou dostupnost domácího hnědého uhlí pro teplárenské systémy před použitím pro samostatnou výrobu elektřiny. Řešení předpokládá omezení nízkou účinné kondenzační výroby elektřiny v teplárnách, ale pouze do té míry, aby nedošlo k jejímu zániku s důsledkem snížení rentability výroby a regulačních prostředků, potřebných pro provoz ES. Odvětví teplárenství bude potřebovat výrazné investice jak na snížení emisí znečišťujících látek, tak na obnovu distribuční infrastruktury i výrobních zdrojů. Konkurenceschopnost KVET není zaručena a hrozí její výrazný útlum.

Obnovitelné zdroje energie

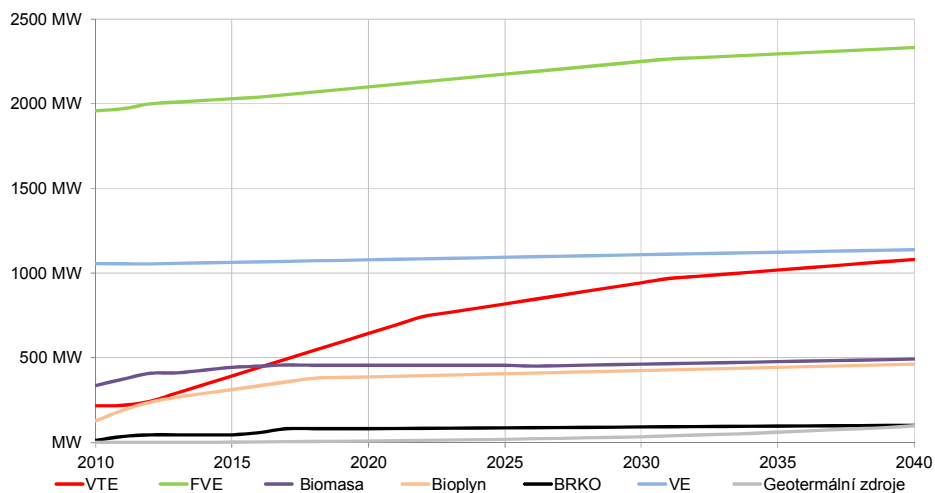
Základem predikcí jednotlivých skupin OZE je NAP schválený vládou ČR v listopadu 2012, přihlédnuto bylo i k odhadům distributorů a zohledněny byly i názory v ASEK. Scénáře rozvoje OZE jsou zobrazeny na **obr. 9**.

Ve střednědobém horizontu do roku 2020 bude rozvoj OZE v ČR probíhat v rozmezí blízkém Národnímu akčnímu plánu a jeho aktualizacím, a v roce 2020 tak scénáře mají předpoklady pro splnění požadavků Směrnice 2009/28/ES. V dlouhodobém horizontu pak bude docházet k vyčerpání

potenciálu zejména biomasy a bioplynu, pouze k mírným přírůstkům vodních elektráren, a naopak může dojít k vyššímu rozvoji FVE vlivem poklesu ceny technologie FV panelů. Na obrázku není z důvodu měřítka zobrazen vysoký scénář rozvoje FVE, který byl zpracován na základě údajů v ASEK a použit v jedné z variant rozvoje výrobní základny. Scénář počítá od roku 2025 s větším nárůstem FVE na střechách tak, že v roce 2040 je dosaženo P_{inst} FVE 6750 MW. Je patrné, že v celém sledovaném období význam obnovitelných zdrojů poroste, ale nebudou zajišťovat rozhodující část bilance.

Dosavadní zkušenosti z provozu a řízení ES ukazují, že množství OZE představuje jeden z limitujících faktorů provozovatelnosti soustavy, a proto je nutné věnovat dostatečnou pozornost vývoji a aktualizaci příslušné legislativy pro připojování a provoz těchto zdrojů. Pro zajištění bezproblémového rozvoje OZE a jeho integrace do soustavy je potřebné zacházet s OZE jako s ostatními zdroji včetně odpovědnosti za regulační odchylku. Z důvodů zajištění provozovatelnosti ES se doporučuje povolovat instalace dalších FVE jen na střechách budov. Podpora biomasy pro použití ve vysokoúčinné KVET se doporučuje v míře přijatelné pro podmínky ČR. Využití odpadů jako energetické suroviny je doporučeno na maximální možné úrovni.

Obr. 9 SCÉNÁŘE ROZVOJE OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ



Řešené varianty rozvoje ES ČR

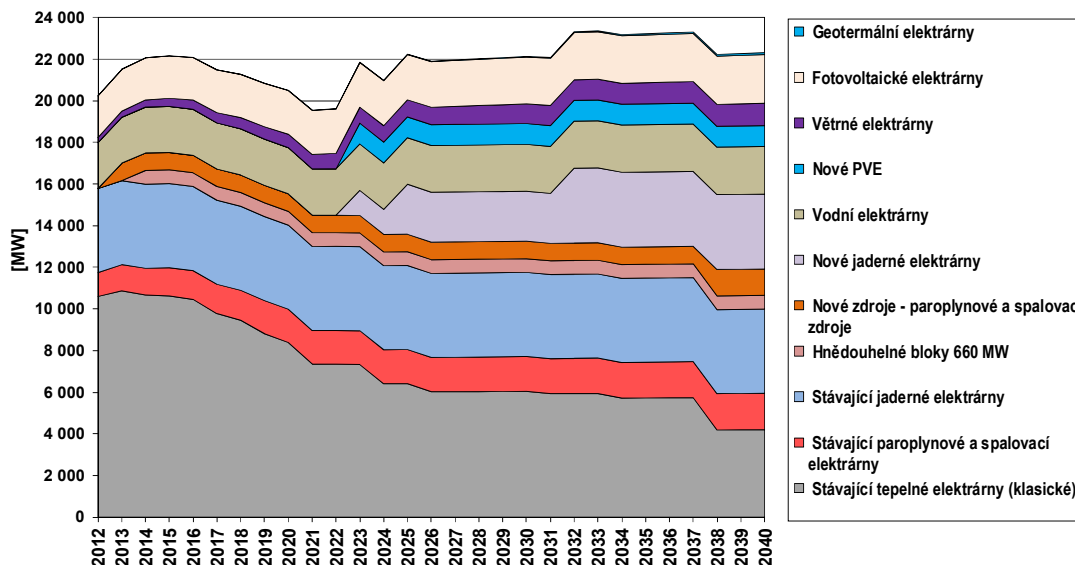
Výsledná budoucí skladba zdrojů v ES ČR je řešena ve více variantách v horizontu do roku 2040, přičemž za hlavní lze považovat variantu základní. Ostatní varianty byly řešeny jako doplňkové, nicméně byly prověřovány obdobně jako varianta základní.

Varianta základní (2012-Z)

- Počítá se zprovozněním již budovaných PPC Počerady (840 MW, rok 2013) a hnědouhelného bloku Ledvice (660 MW, rok 2014).
- Uvažuje se zprovozněním dvou jaderných bloků v JE Temelín v letech 2023 a 2025.
- Předpokládá zprovoznění bloku č. 5 v JE Dukovany o výkonu 1 200 MW v roce 2032.
- Počítá s uplatněním PVE Šumný důl v rozsahu 4x 250 MW od roku 2023.
- K doplnění bilance a zlepšení provozovatelnosti se počítá s provozem PPC bloku 430 MW od roku 2038.
- Předpokládá se zachování územně-ekologických limitů těžby hnědého uhlí.
- V oblasti FVE se po roce 2020 předpokládá plynulý trend rozvoje navázaný na předcházející vývoj podle NAP.

- V období let 2033 až 2037 se předpokládá etapovitý přechod některých teplárenských výroben využívajících hnědé uhlí na jiná paliva, zejména zemní plyn, částečně černé uhlí.
- Používá referenční scénář spotřeby elektřiny.
- Varianta je řešena pro roky 2013 až 2040 (**obr. 10**).

Obr. 10 INSTALOVANÝ VÝKON ES ČR DLE VARIANTY ZÁKLADNÍ



Podmínkou realizovatelnosti základní varianty je postupný přechod části hnědouhelných zdrojů na jiná paliva (černé uhlí a zemní plyn) ve třicátých letech. To vyžaduje investice, aniž by docházelo ke zvýšení instalovaného výkonu. Vedle toho bude nutno investovat i do zdrojů, které budou nadále spotřebovávat hnědé uhlí, avšak o jiných parametrech (z jiných lokalit).

Provozně je základní varianta možná a provozovatelnost ES ČR je v této variantě uspokojivá. Nezbytná je však budoucí existence denní akumulace elektřiny (např. PVE Šumný důl).

Varianta uhelná (2012-U)

Oproti variantě základní počítá tato varianta s následujícími faktory:

- Předpokládá se uvolnění územně-ekologických limitů těžby hnědého uhlí.
- O změně paliva se vzhledem k uvolnění územně-ekologických limitů uvažuje pouze u PPC Vřesová, kde dochází k ukončení produkce hnědého uhlí pro výrobu energoplynu od roku 2034.
- Varianta je řešena pro roky 2021 až 2040.

Nabídka zdrojů je stejná jako ve variantě základní, není však uvažován přechod některých zdrojů na jiná paliva ve třicátých letech, což snižuje investiční náročnost této varianty. Variantou uhelnou se nutně nesleduje zrušení limitů k roku 2021. S její pomocí je prověřena možnost provozu ES při využití uhlí za limity, například ve třicátých letech, aby se omezila potřeba přechodu na jiná paliva, dále pro případ zpoždění při uvádění nových jaderných bloků do provozu, resp. pro omezení některých dočasných disparit v provozu ES.

Zvýšené možnosti těžby po prolomení limitů nebudou plně využity, a to i přes určité navýšení exportního salda, protože sestava výrobních zdrojů nepočítala s dalšími novými hnědouhelnými zdroji. Varianta uhelná je provozně poněkud příznivější než varianta základní.

Varianta zpožděná plynová (2012-P)

Oproti variantě základní počítá tato varianta s následujícími faktory:

- Předpokládá zprovoznění dvou jaderných bloků v JE Temelín až v letech 2030 a 2032.
- Nepředpokládá zprovoznění bloku č. 5 v JE Dukovany o výkonu 1 200 MW v roce 2032.
- Vzhledem k časovému posunu náběhu bloků v JE Temelín oproti ostatním variantám se počítá se zprovozněním PPC bloku o výkonu 840 MW v lokalitě Mělník, a to od roku 2023. Typově by mělo jít o obdobný blok jako budovaný PPC Počeradý, z hlediska lokality se jedná o využití prostoru po zrušeném 500 MW uhelném bloku Mělník III.
- Varianta je řešena pro roky 2023 až 2040.

Tato varianta prověřuje situaci v ES ČR v případě, že dojde k sedmiletému opoždění výstavby nových jaderných bloků. Opoždění bude známo s dostatečným předstihem tak, že bude možno v původním termínu roku 2023 náhradou vybudovat a provozovat jeden paroplynový blok 840 MW. Přesto je tato varianta mezi roky 2025 a 2030 charakterizována importem elektřiny. V roce 2029 je velikost importu srovnatelná s produkcí jaderného bloku, a proto se doporučuje nepřipustit zpoždění jeho výstavby za rok 2028. V roce 2028 dosažený import převyšuje 5 TWh, provoz jaderného bloku už v tomto roce by byl tedy žádoucí. Alternativní možností, jak snížit nutnost importů elektřiny, je těžba uhlí za územními limity.

Varianta zpožděná plynová je provozně příznivější než varianta základní i uhelná. Počítá však s dovozy elektřiny, a nesplňuje tak princip soběstačnosti v krytí poptávky elektřiny.

Varianta obnovitelné zdroje (2012-O)

Oproti variantě základní počítá tato varianta s následujícími faktory:

- V oblasti FVE se po roce 2020 předpokládá výrazný trend přírůstků instalovaných výkonů až na hodnotu 6 750 MW v roce 2040, a to v souladu s předpoklady aktualizované SEK.
- K doplnění bilance a zlepšení provozovatelnosti se počítá s provozem PPC bloku o výkonu 430 MW, a to již od roku 2037.
- Varianta je řešena pro roky 2021 až 2040.

Tato varianta vychází z varianty základní, testuje však zejména od roku 2025 další nárůst instalovaného výkonu FVE. Provozně je tato varianta problematická, protože značné denní výkyvy dodávky z FVE vyvolávají velké požadavky na regulační služby, které nelze vždy splnit. Exportní saldo je oproti variantě základní slabě vyšší, dodávka elektřiny z jaderných bloků je nižší o přírůstek dodávky z FVE. Dodávka jaderných elektráren (neprodukujících CO₂) je vytlačena dodávkou FVE.

Pro dosažení provozní přijatelnosti varianty obnovitelné zdroje by byla nezbytná denní akumulace elektřiny na úrovni 2 000 MW, možnost odpojování FVE jako kdykoliv použitelná forma záporné regulace a současně výstavba dvou dalších paroplynových bloků 430 MW k roku 2038 nad rámec zdrojů použitých ve variantě 2012-O.

Varianta nízká spotřeba (2012-N)

Oproti variantě základní počítá tato varianta s následujícími faktory:

- Oproti variantě základní počítá tato varianta s nízkým scénářem spotřeby elektřiny.
- Nepředpokládá zprovoznění bloku č. 5 v JE Dukovany o výkonu 1 200 MW v roce 2032.

Tato varianta odpovídá představě pokračujícího slabšího ekonomického vývoje hospodářství, a proto využívá nízký scénář spotřeby elektřiny. Vyznačuje se oproti variantě základní postupným zvyšováním vývozu o narůstající rozdíl ročních spotřeb elektřiny mezi scénářem referenčním

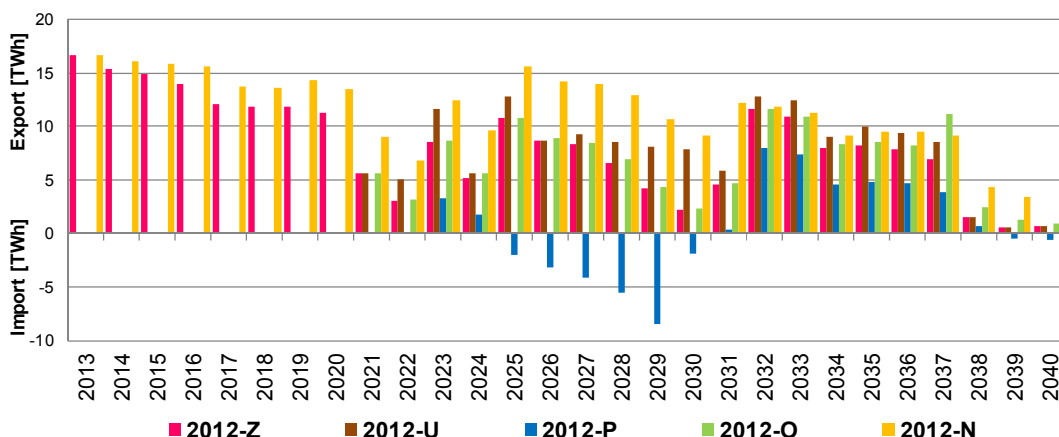
a nízkým. Odsunutí výstavby paroplynového bloku za rok 2038 se z důvodu zajištění dostatečných regulačních výkonů nedoporučuje.

Provozovatelnost varianty nízká spotřeba je velmi podobná variantě základní, což je dáno stejným rozvojem výrobní základny, přičemž v tuzemsku nespotřebovaná elektřina je exportována.

Saldo obchodu s elektřinou

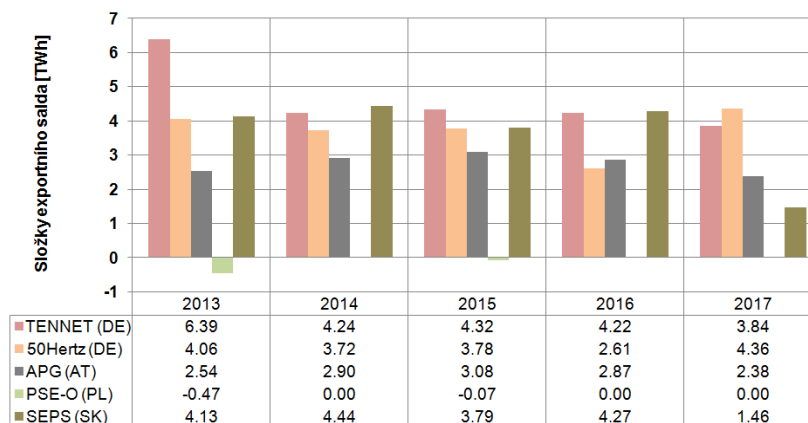
Obr. 11 uvádí predikované roční objemy salda zahraničního obchodu s elektřinou, které mají v celém sledovaném období exportní charakter, s výjimkou varianty zpožděné plynové.

Obr. 11 ROČNÍ OBJEMY SALDA OBCHODU S ELEKTRINOU



Při vytváření predikce v pětiletém cenovém výhledu jsou stanoveny zvlášť exporty a importy příslušející jednotlivým směrům na ostatní ES a celkové saldo vzniká jejich součtem. Dílčí složky salda v úhrnných ročních objemech dle geografických směrů na okolní ES ilustruje **obr. 12**, a to pro základní variantu. Na vývoji jednotlivých složek salda je patrné, že dochází k exportu prakticky do všech okolních ES kromě Polska. Ve zkoumaném období mírně klesá export do Německa (společně profily TENNET a 50Hertz) v roce 2014 z důvodu předpokládaného snížení volných kapacit přeshraničních profilů. Po zbytek období je poté zatížení těchto dvou profilů poměrně konstantní. Profil do Rakouska je plně využíván po celé prezentované období. Zatížení profilu ČEPS–SEPS je rovnoměrné a zájem o něj přetrvává i po předpokládaném obnovení výrobních možností Slovenska po roce 2013. Důvodem je předpokládaný export elektřiny do Maďarska, které je díky situaci ve své ES vítanou obchodní příležitostí. Od roku 2017 klesá již očekávané exportní saldo na tomto profilu na polovinu z důvodu poklesu celkových exportních možností ES ČR.

Obr. 12 VÝVOJ EXPORTNÍHO SALDA ES ČR PO JEDNOTLIVÝCH PROFILECH PS (DLOUHODOBÉ KONTRAKTY)



Výkonová bilance

Z hlediska spolehlivosti výkonové bilance lze obecně říci, že soustava je dostatečně výkonově zajištěna a umožňuje, s výjimkou ve variantě zpožděné plynové, exportovat značné objemy elektřiny až do roku 2037. Omezujícím faktorem exportů je především dostupnost paliva

Agregovaná výkonová bilance je pro jednotlivé varianty a vybrané roky uvedena v **tab. 2**. Kladné hodnoty ve výsledku bilance ukazují na dostatek výkonu v soustavě, který nelze plně využít k exportu elektřiny především z důvodu nedostatku tuzemského hnědého uhlí.

Pro provoz elektroenergetiky ČR je instalace významného regulačního výkonu ve formě denní akumulace, například ve formě PVE, z pohledu výsledků analýz nezbytná. Potenciálním způsobem zajištění regulačních služeb je také řízení spotřeby na úrovni malooběhu a případná koordinace nabíjení elektromobilů pro případ jejich výrazného zastoupení. Podstatné navýšení možností denní akumulace či řízení spotřeby elektřiny je nutnou podmínkou pro zajištění provozovatelnosti ES ČR v horizontu nejpozději od roku 2023, a to zejména pro vývoj dle varianty obnovitelné zdroje.

**Tab. 2 PRŮMĚRNÉ ROČNÍ HODNOTY VÝKONOVÉ BILANCE
v hodinách denních maxim zatížení pracovních dnů úterý až pátek**

Varianta základní		2012-Z						
Ukazatel / Rok	2013	2017	2021	2023	2025	2030	2035	2040
Pohotovostní výkon zdrojů [MW]	12 911	14 157	12 379	13 731	14 201	14 056	14 986	14 153
Exportovaný výkon (-) [MW]	-1 868	-1 372	-641	-971	-1 228	-259	-940	-58
Zatížení soustavy [MW]	8 565	8 965	9 425	9 631	9 827	10 239	10 625	10 954
Potřebná záloha [MW]	2 244	2 391	2 182	2 672	2 836	2 865	3 171	3 123
Výsledek bilance [MW]	235	1 430	130	457	309	693	250	18

Variety doplňkové		2012-U				2012-P							
Ukazatel / Rok			2021	2023	2023	2025	2025	2030	2030	2035	2035	2040	2040
Pohotovostní výkon zdrojů [MW]			12 379	13 731	13 452	14 201	12 890	14 056	13 830	14 986	14 714	14 153	13 884
Exportovaný výkon (-) [MW]			-641	-1 327	-380	-1 461	237	-890	224	-1 140	-551	-58	62
Zatížení soustavy [MW]			9 425	9 631	9 631	9 827	9 827	10 239	10 239	10 625	10 625	10 954	10 954
Potřebná záloha [MW]			2 182	2 673	2 474	2 836	2 427	2 867	2 719	3 173	3 029	3 123	2 965
Výsledek bilance [MW]			130	100	967	76	874	60	1 096	48	509	18	27

Variety doplňkové		2012-N		2012-O										
Ukazatel / Rok	2013	2017	2021	2021	2023	2023	2025	2025	2030	2030	2035	2035	2040	2040
Pohotovostní výkon zdrojů [MW]	12 908	14 148	12 365	12 391	13 688	13 767	14 146	14 261	13 965	14 452	13 803	15 830	12 920	15 383
Exportovaný výkon (-) [MW]	-1 866	-1 561	-1 030	-641	-1 425	-984	-1 782	-1 233	-1 050	-263	-1 086	-979	-401	-107
Zatížení soustavy [MW]	8 531	8 748	9 011	9 425	9 114	9 631	9 204	9 827	9 354	10 239	9 475	10 625	9 539	10 954
Potřebná záloha [MW]	2 248	2 395	2 193	2 192	2 680	2 703	2 842	2 888	2 855	3 226	2 938	3 951	2 841	4 273
Výsledek bilance [MW]	263	1 443	131	133	469	450	318	312	706	724	304	275	139	49

Výrobní bilance

Úplnou výrobní bilanci pro jednotlivé varianty uvádí **tab. 3**. Z tabulky je zřejmé, že je možno očekávat, že požadavky na dodávku elektřiny budou trvale naplněny, tedy jinak řečeno, neočekává se její nedodávka. Účast jednotlivých skupin zdrojů na dodávkách elektřiny ilustruje **obr. 13** pomocí sloupcového grafu. Vyznačen je též parní zbytkový diagram (PZD).

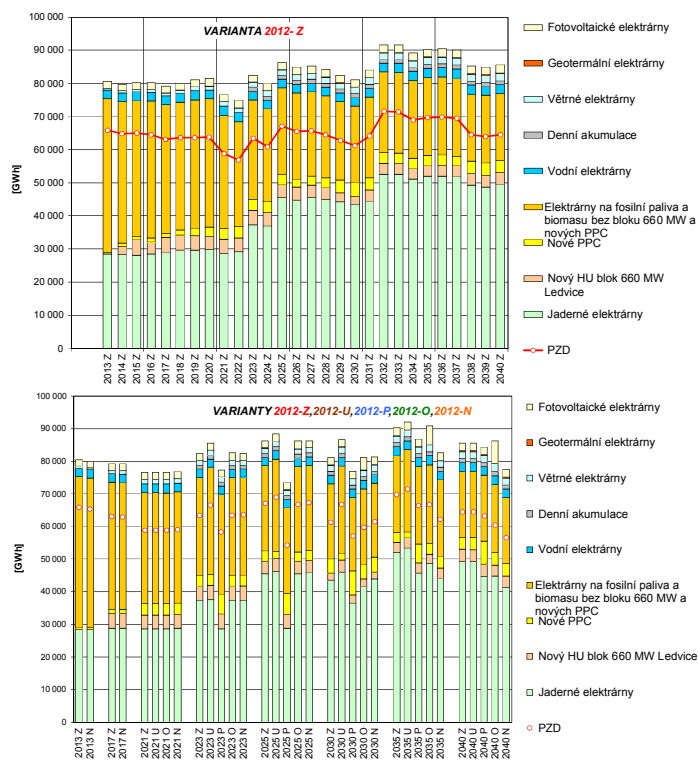
Tab. 3 ÚPLNÁ VÝROBNÍ BILANCE ELEKTŘINY V ES ČR [GWh]

Varianta základní		2012-Z									
Skupina zdrojů:	2013	2017	2021	2023	2025	2030	2035	2040	2040	2040	2040
Dodávka elektřiny celkem	80 471	79 215	76 547	82 470	86 267	81 133	90 213	85 535	84 339	84 339	84 339
Elektrárny na fosilní paliva a biomasu	46 894	44 818	41 720	37 647	33 061	29 484	29 789	27 508	27 508	27 508	27 508
Vodní elektrárny	2 531	2 604	2 657	2 552	2 570	2 638	2 688	2 733	2 733	2 733	2 733
... přečerpávací	387	411	422	296	297	305	308	293	293	293	293
Větrné elektrárny	580	976	1 372	1 521	1 620	1 867	2 016	2 139	2 139	2 139	2 139
Geotermální elektrárny	0	13	32	45	58	106	193	316	316	316	316
Fotovoltaické elektrárny	2 010	2 055	2 115	2 145	2 175	2 250	2 295	2 332	2 332	2 332	2 332
Jaderné elektrárny	28 457	28 749	28 651	37 368	45 564	43 569	52 026	49 347	49 347	49 347	49 347
Denní akumulace	0	0	0	1 192	1 220	1 223	1 206	1 159	1 159	1 159	1 159
Saldo zahraničí	-16 638	-12 040	-5 636	-8 506	-10 776	-2 272	-8 242	-6 44	-6 44	-6 44	-6 44
Zdroje celkem (obstaráno celkem)	63 833	67 175	70 911	73 965	75 492	78 861	81 971	84 891	84 891	84 891	84 891
Tuzemská spotřeba netto + síťové ztráty	63 351	66 861	70 382	72 011	73 507	76 858	79 987	82 986	82 986	82 986	82 986
Spotřeba na čerpání	482	514	529	364	358	372	375	359	359	359	359
Akumulace elektrické energie	0	0	0	1 590	1 627	1 630	1 609	1 546	1 546	1 546	1 546
Tuzemská spotřeba (užito celkem)	63 833	67 175	70 911	73 965	75 492	78 861	81 971	84 891	84 891	84 891	84 891
Výroba elektřiny celkem	86 355	84 829	81 704	87 645	91 471	85 767	95 430	90 332	90 332	90 332	90 332
Vlastní spotřeba celkem	5 884	5 814	5 157	5 175	5 204	4 634	5 217	4 797	4 797	4 797	4 797
Tuzemská spotřeba brutto	69 717	72 789	76 068	79 139	80 696	83 495	87 188	89 688	89 688	89 688	89 688

Varianty doplňkové		2012-Z									
Skupina zdrojů:	2013	2017	2021	2023	2025	2030	2035	2040	2040	2040	2040
Dodávka elektřiny celkem	79 991	79 138	76 572	82 567	82 469	86 337	81 154	81 246	90 763	82 612	86 212
Elektrárny na fosilní paliva a biomasu	46 420	44 738	41 722	37 620	37 672	33 032	29 847	29 422	30 318	30 230	28 015
Vodní elektrárny	2 527	2 595	2 654	2 647	2 546	2 515	2 561	2 540	2 616	2 599	2 705
... přečerpávací	384	402	412	290	290	285	264	288	271	325	272
Větrné elektrárny	580	976	1 372	1 521	1 521	1 620	1 867	1 867	2 016	2 016	2 139
Geotermální elektrárny	0	13	32	45	45	58	106	106	193	193	316
Fotovoltaické elektrárny	2 010	2 055	2 166	2 115	2 298	2 145	2 430	2 175	3 850	5 599	5 295
Jaderné elektrárny	28 454	28 761	28 625	37 352	45 483	45 750	41 643	43 839	48 593	44 065	44 813
Denní akumulace	0	0	0	1 186	1 147	1 206	1 163	1 226	1 163	1 340	1 181
Saldo zahraničí	-16 661	-13 736	-5 664	-9 040	-8 618	-12 478	-10 824	-15 631	-2 312	-9 200	-8 591
Zdroje celkem (obstaráno celkem)	63 330	65 402	70 908	77 772	73 950	69 990	75 462	70 706	78 842	82 172	73 091
Tuzemská spotřeba netto + síťové ztráty	62 852	64 959	70 362	72 256	72 011	68 145	73 507	68 838	76 858	70 169	79 987
Spotřeba na čerpání	475	503	526	357	316	347	316	349	326	396	329
Akumulace elektrické energie	0	0	0	1 581	1 528	1 608	1 550	1 635	1 551	1 787	1 548
Tuzemská spotřeba (užito celkem)	63 330	65 402	70 908	77 772	73 950	69 990	75 462	70 706	78 842	82 172	73 091
Výroba elektřiny celkem	85 824	84 747	81 727	81 989	87 739	87 647	91 486	91 553	85 700	85 882	87 423
Vlastní spotřeba celkem	5 832	5 609	5 156	5 177	5 172	5 178	5 201	5 216	4 545	4 636	5 050
Tuzemská spotřeba brutto	69 162	71 011	76 064	72 949	79 121	75 168	80 663	75 922	83 388	76 682	87 222

Varianty doplňkové		2012-Z									
Skupina zdrojů:	2013	2017	2021	2023	2025	2030	2035	2040	2040	2040	2040
Dodávka elektřiny celkem	79 991	79 138	76 572	82 567	82 469	86 337	81 154	81 246	90 763	82 612	86 212
Elektrárny na fosilní paliva a biomasu	46 420	44 738	41 722	37 620	37 672	33 032	29 847	29 422	30 318	30 230	28 015
Vodní elektrárny	2 527	2 595	2 654	2 647	2 546	2 515	2 561	2 540	2 616	2 599	2 705
... přečerpávací	384	402	412	290	290	285	264	288	271	325	272
Větrné elektrárny	580	976	1 372	1 521	1 521	1 620	1 867	1 867	2 016	2 016	2 139
Geotermální elektrárny	0	13	32	45	45	58	106	106	193	193	316
Fotovoltaické elektrárny	2 010	2 055	2 166	2 115	2 298	2 145	2 430	2 175	3 850	5 599	5 295
Jaderné elektrárny	28 454	28 761	28 625	37 352	45 483	45 750	41 643	43 839	48 593	44 065	44 813
Denní akumulace	0	0	0	1 186	1 147	1 206	1 163	1 226	1 163	1 340	1 181
Saldo zahraničí	-16 661	-13 736	-5 664	-9 040	-8 618	-12 478	-10 824	-15 631	-2 312	-9 200	-8 591
Zdroje celkem (obstaráno celkem)	63 330	65 402	70 908	77 772	73 950	69 990	75 462	70 706	78 842	82 172	73 091
Tuzemská spotřeba netto + síťové ztráty	62 852	64 959	70 362	72 256	72 011	68 145	73 507	68 838	76 858	70 169	79 987
Spotřeba na čerpání	475	503	526	357	316	347	316	349	326	396	329
Akumulace elektrické energie	0	0	0	1 581	1 528	1 608	1 550	1 635	1 551	1 787	1 548
Tuzemská spotřeba (užito celkem)	63 330	65 402	70 908	77 772	73 950	69 990	75 462	70 706	78 842	82 172	73 091
Výroba elektřiny celkem	85 824	84 747	81 727	81 989	87 739	87 647	91 486	91 553	85 700	85 882	87 423
Vlastní spotřeba celkem	5 832	5 609	5 156	5 177	5 172	5 178	5 201	5 216	4 545	4 636	5 050
Tuzemská spotřeba brutto	69 162	71 011	76 064	72 949	79 121	75 168	80 663	75 922	83 388	76 682	87 222

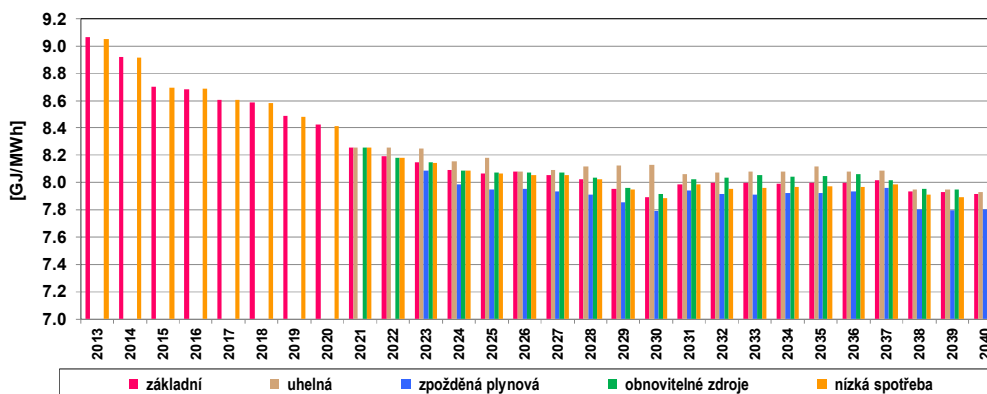
Obr. 13 DODÁVKA ELEKTŘINY JEDNOTLIVÝCH SKUPIN ZDROJŮ V ES ČR



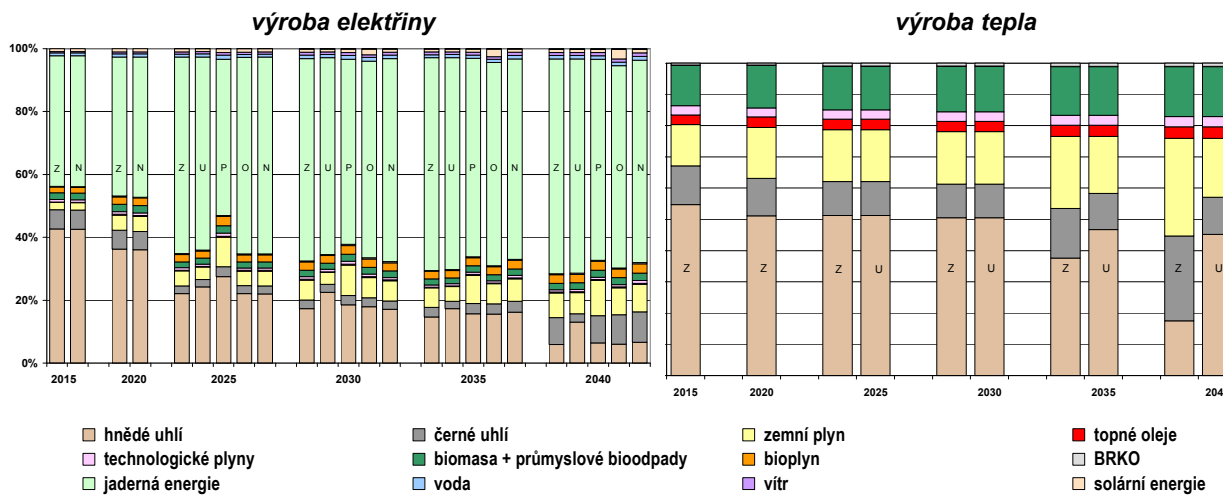
4.4 ZAJIŠTĚNÍ ZDROJŮ PRIMÁRNÍ ENERGIE A ENVIRONMENTÁLNÍ ASPEKTY VÝROBY ELEKTŘINY A TEPLA

Na základě analýz výrobní části ES byly vyhodnoceny potřeby odpovídající primární energie paliv. Výsledné bilance zohledňují teplo v palivu na výrobu elektřiny a na výrobu dodávkového tepla z KVET. Mimo bilance stojí výroba tepla výtopenským způsobem i lokální výroba tepla. Z dlouhodobého pohledu se snižuje náročnost výroby na primární zdroje, jak ukazuje **obr. 14**. Nejnižší měrnou spotřebu vykazuje varianta plynová, a to díky většímu podílu výroby z plynu, která je energeticky účinnější. Nejvyšší náročnost vykazuje varianta uhelná, a to díky většímu podílu uhelných zdrojů, a také varianta OZE, kde je výroba plynových zdrojů vytlačena uplatněním OZE a zbytek bilance dorovnávají levnější uhelné zdroje. Celková bilance primárních energií pro výrobu elektřiny a tepla je uvedena na **obr. 15**.

Obr. 14 VÝVOJ MĚRNÉ SPOTŘEBY TEPLA V PALIVU NA VÝROBU ELEKTŘINY



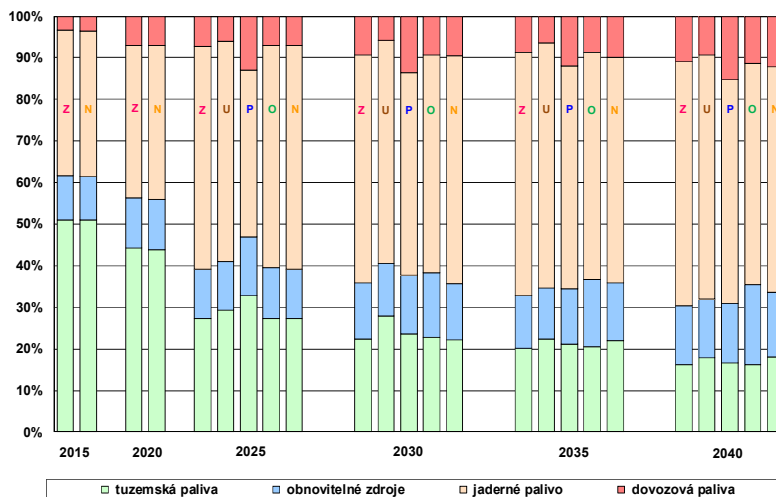
Obr. 15 SKLADBA PRIMÁRNÍ ENERGIE



V současnosti jsou elektroenergetika a teplárenství ČR z pohledu primárních zdrojů zabezpečeny tuzemskými zdroji. To je dáno zejména využitím hnědého uhlí, které je dosud rozhodujícím palivem pro výrobu elektrické energie, a především pro kogenerační výrobu, z níž je dodávkovým teplem zásobován velký počet domácností. Soběstačnost je z bilančního hlediska zajištěna i u černého uhlí. Přes ekonomickou i technickou náročnost je Česká republika schopna zajistit vlastní tuzemskou těžbou uranu pro přibližně polovinu výroby elektřiny v českých jaderných elektrárnách. Problémem je však zpracování vytěženého uranu do konečné formy jaderného paliva, pro které ČR nemá potřebnou infrastrukturu. Jaderné palivo v podobě palivových komponentů se proto získává pouze nákupem v zahraničí.

Výstavba jaderných zdrojů řeší úbytek velkých hnědouhelných zdrojů, které by v každém případě musely ukončit svůj provoz v důsledku přirozeně se snižujících zásob hnědého uhlí. Neřeší se tím ale otázka teplárenství, kde náhrada by byla řešena zemním plynem, nebo v omezeném rozsahu i dovozem černého uhlí. V řešeném období se očekává nárůst využití primární energie pro výrobu elektřiny v JE o přibližně 42 % až 69 % v závislosti na volbě varianty. Pokud by výstavba nových jaderných zdrojů byla zpoždována, nebo by z jiných důvodů, např. požadavků ze strany EU, jejich výstavba vůbec neproběhla, vyžadovala by energetická soustava další rozsah zdrojů zejména na zemní plyn, navýšení jeho spotřeby, a tím i dovozní závislosti (**obr. 16**).

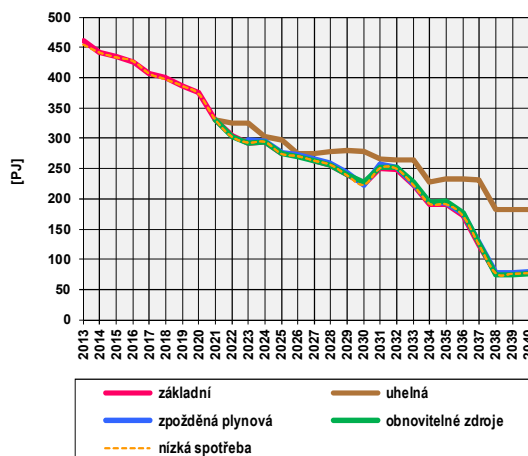
Obr. 16 ROZDĚLENÍ VÝROBY ELEKTŘINY PODLE PŮVODU PALIV



Hnědé uhlí

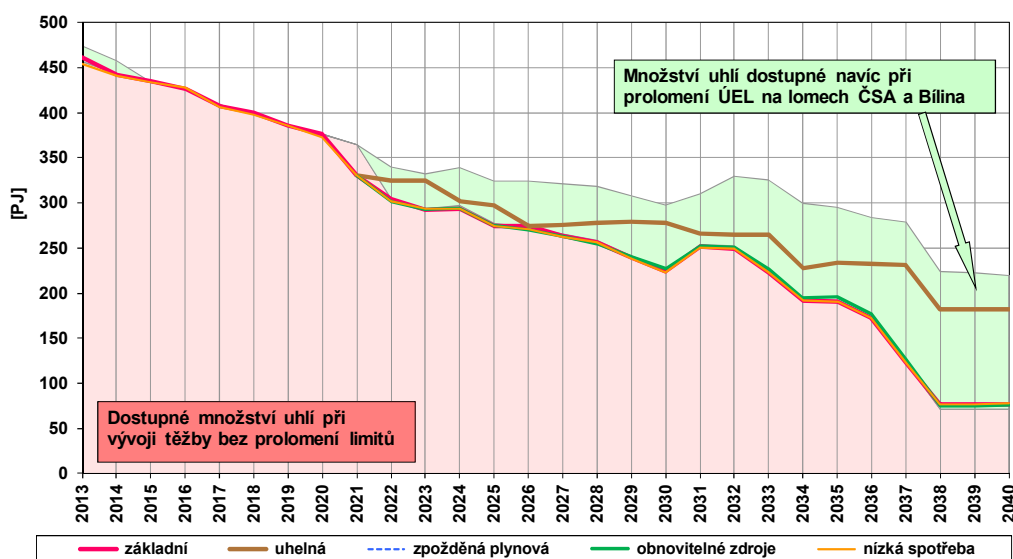
Vývoj soběstačnosti v oblasti primárních paliv bude v dalších letech zásadně ovlivněn vývojem hnědouhelné energetiky. Těžba hnědého uhlí klesá (**obr. 17**), protože dožívají jeho zásoby, a současně se na některých lomech zhoršuje kvalita uhlí. V oblasti budoucí těžby existuje omezení z důvodů územně-ekologických limitů. Setrvání na platnosti limitů by ještě více prohlubovalo deficity v těžbě. Důsledkem by byl výraznější útlum hnědouhelné energetiky a výrazné změny v teplárenství. Snižování těžby hnědého uhlí je jedním z hlavních důvodů odstavování velkých systémových zdrojů a omezením pro výstavbu zdrojů nových. Současně bude nutno hledat náhradu pro teplárenské zdroje, které jsou v mnoha případech závislé na uhlí vyšší kvality z lomu ČSA, který je rozhodující lokalitou, na níž se vztahují limity. V řešeném období se očekává pokles spotřeby hnědého uhlí pro výrobu elektřiny a KVET přibližně na 17 %, s výjimkou varianty uhelné, kde jde o pokles na 39 %.

Obr. 17 SPOTŘEBA HNĚDÉHO UHLÍ



Porovnání celkové spotřeby hnědého uhlí v elektroenergetice a teplárenství ve vztahu k dostupným množstvím uhlí pro energetiku je provedeno na **obr. 18**. Při náhradě hnědého uhlí dovoзовými palivy se výrazně zvýší dovozní závislost ČR, protože náhradním palivem bude z velké části zemní plyn. Toto řešení bude mít negativní důsledky na ceny centrálně dodávaného tepla, snižování jeho konkurenceschopnosti a může vést i k rušení teplárenských sítí a k rozpadu celého systému CZT. Z hlediska dovozní závislosti ČR, stability cen tepla i z hlediska provozu ES ČR je žádoucí připravovat kroky k prolomení limitů těžby. Pokud připustíme dále rostoucí dovozní závislost ČR na primárních palivech, dokážeme v době ekonomické recese zdůvodnit obyvatelstvu riziko výrazně rostoucích cen tepla a uhelné elektrárny dokážeme reálně nahradit jinými, je provoz ES ČR možný i při zachování současných limitů těžby hnědého uhlí.

Obr. 18 POROVNÁNÍ SPOTŘEBY HNĚDÉHO UHLÍ S MOŽNOSTMI JEHO TĚŽBY

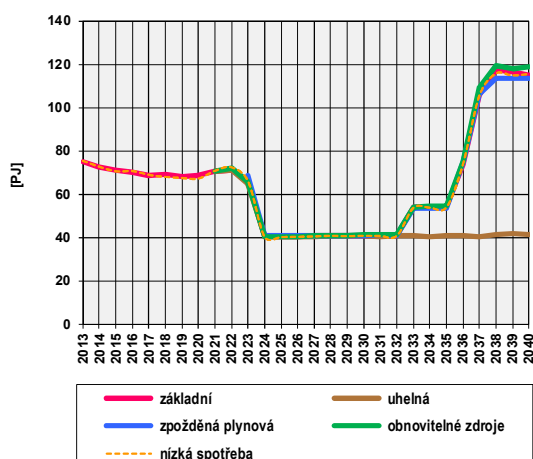


Černé uhlí

Těžba černého uhlí probíhá v současnosti v oblasti ostravsko-karvinského revíru. Dále je evidován jako rezerva důl Frenštát – jedná se o perspektivní ložisko se zásobami až 360 mil. tun. Na lokalitě existuje výrazný střet zájmů – konflikty s místní samosprávou, ochrana přírody apod. Využívání v budoucnu bude ovlivněno řadou faktorů – zájem o uhlí samotné, ekonomika těžby a vyřešení místních sporů. V případě zvýšení zájmu o černé uhlí nad rámec tuzemské těžby nebo při jejím ukončení by řešením mohly být dovozy, především z Polska. Problematiku černého uhlí lze shrnout takto:

- Současné potřeby elektroenergetických zdrojů (**obr. 19**) mohou být za aktuálních předpokladů o těžbě zajištěny domácí produkcí do roku 2025, a to při těžbě na stávajících lokalitách.
- Při ukončení tuzemské těžby bez dalšího pokračování nebo v případě jejího předčasného ukončení by příslušné objemy černého uhlí musely být zajišťovány dovozem.
- Při výstavbě nového zdroje na černé uhlí v budoucnu by dodávky pro tento zdroj kryl pravděpodobně dovoz uhlí. Otevření těžby na nových lokalitách v ČR se nejeví jako reálné. V předkládaných dlouhodobých bilancích však s takovými novými zdroji není počítáno. Předpokládá se pouze záměna paliva na některých stávajících teplárenských zdrojích.
- V případě, že by nedošlo k ukončení provozu elektrárny Dětmarovice a současně by se řešila náhrada paliva v teplárenství, nedostačovala by tuzemská těžba černého uhlí na pokrytí těchto potřeb.

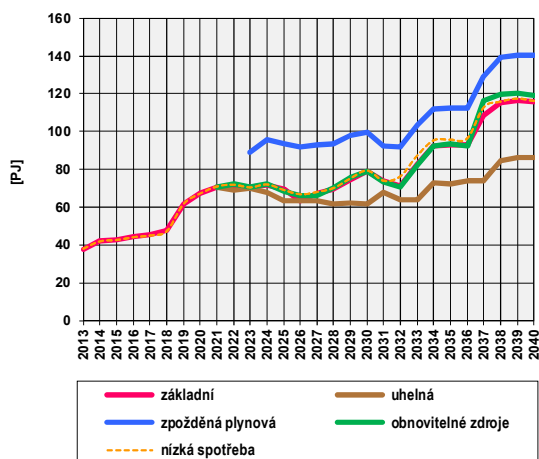
Obr. 19 SPOTŘEBA ČERNÉHO UHLÍ



Zemní plyn

Významným vývojovým faktorem v oblasti zajištění primární energie bude v budoucnu nárůst spotřeby plynu (**obr. 20**). Očekává se výstavba paroplynových zdrojů velkého výkonu, z nichž první – PPC Počerady – je v podstatě před spuštěním. K dalšímu nárůstu spotřeby zemního plynu dojde v souvislosti s náhradou uhlí jako paliva pro teplárny včetně závodní energetiky. V řešeném období se očekává nárůst spotřeby zemního plynu pro výrobu elektřiny a tepla v KVET. Celková spotřeba zemního plynu pro elektroenergetiku může vzrůst ze současné 1 mlrd. m³ až na 4 mlrd. m³ v roce 2040 (ve variantě plynové; v ostatních variantách je nárůst v rozmezí 2,5 až 3násobku současné hodnoty).

Obr. 20 SPOTŘEBA ZEMNÍHO PLYNU

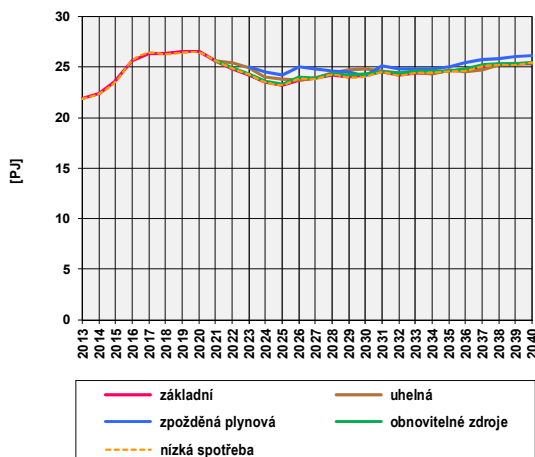


Biomasa a ostatní paliva

Biomasa je spalována převážně jako složka paliva ve směsi s jinými druhy paliv, především s uhlím. Některé zdroje, respektive vybrané jednotky, jsou schopny spalovat biomasu samostatně, ale obvykle tak činí jen v určitých časových obdobích nebo jen na některých kotlích. Spalování čisté biomasy je tak spíše doménou vytopen. Je počítáno s výhřevností 11–12 GJ/t. Spotřeba biomasy (**obr. 21**) pro výrobu elektřiny a centralizovaného tepla v kogeneraci by ze současné úrovně 1,8 mil. tun ročně měla v následujících letech růst, až roku 2020 dosáhne 2,25 mil. tun. Tento nárůst souvisí především s přírůstkem ve zdrojích na biomasu. Jedná se spíše o menší zdroje, navržené tempo přírůstků odpovídá názorům dle NAP. Po roce 2020 dochází k poklesu spotřeby zpět až na 2 mil. tun.

Tento pokles má příčinu v nižším využití systémových hnědouhelných zdrojů, které biomasu spalují. Využívání biomasy má spíše doplňkový charakter, i když v konkrétních případech může jít o významný lokální zdroj. Z hlediska bilance mezi zdroji a spotřebou existuje napjatost – biomasy není dostatek a ve hře není jen energetika včetně teplárenství a samostatné výroby tepla, ale i potřeba dřeva pro průmysl. Pěstování biomasy pro energetické účely (včetně např. silážní kukuřice pro bioplynové stanice) se také dostává do konfliktu s pěstováním potravin.

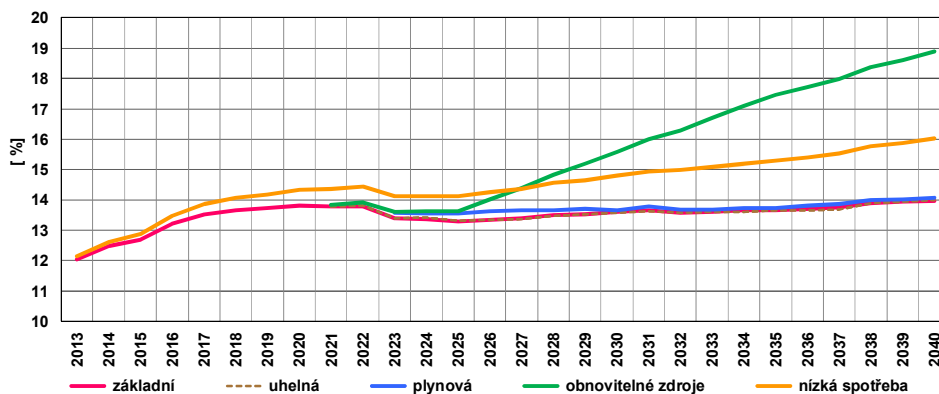
Obr. 21 SPOTŘEBA BIOMASY



Obnovitelné zdroje

Na obr. 22 je uvedena hodnota činitele vyjádřeného jako podíl brutto výroby OZE a tuzemské brutto spotřeby elektřiny (Směrnice 2001/77/ES). Vyobrazené hodnoty nelze zaměňovat s cílem 13 % dle Směrnice 2009/28/ES, která stanovuje **závazné hodnoty podílu energie z OZE na hrubé konečné spotřebě všech energií** (elektřina, teplo, doprava) v roce 2020. Ve variantě základní a uhelné jsou průběhy téměř totožné. Ve variantě zpožděné plynové jsou pak mírně vyšší, a to v období, kdy ještě nejsou v provozu nové jaderné bloky. Jejich výrobu v bilanci dorovnávají kromě plynových zdrojů také uhelné bloky, které spalují biomasu a při jejichž vyšším využití pak narůstá i výroba z biomasy. Ve variantě OZE je podíl výrazně vyšší, což souvisí s uplatněním velkého nárůstu fotovoltaiky. Poněkud odlišná je varianta nízké spotřeby, v níž je výroba OZE srovnatelná s jinými variantami, ale vzhledem k nízkému scénáři spotřeby je pak podíl výroby z OZE vyšší. Pokles podílu kolem roku 2025 je důsledkem dočasně nižšího uplatnění biomasy. Jedná se o případy, kdy biomasa je spalována s hnědým uhlím a při nižším využívání těchto zdrojů pak dochází i k nižší výrobě z biomasy.

Obr. 22 PODÍL VÝROBY ELEKTŘINY Z OZE NA TUZEMSKÉ BRUTTO SPOTŘEBĚ ELEKTŘINY



Dalšími, spíše minoritními palivy jsou obecně odpady, topné oleje a technologické plyny.

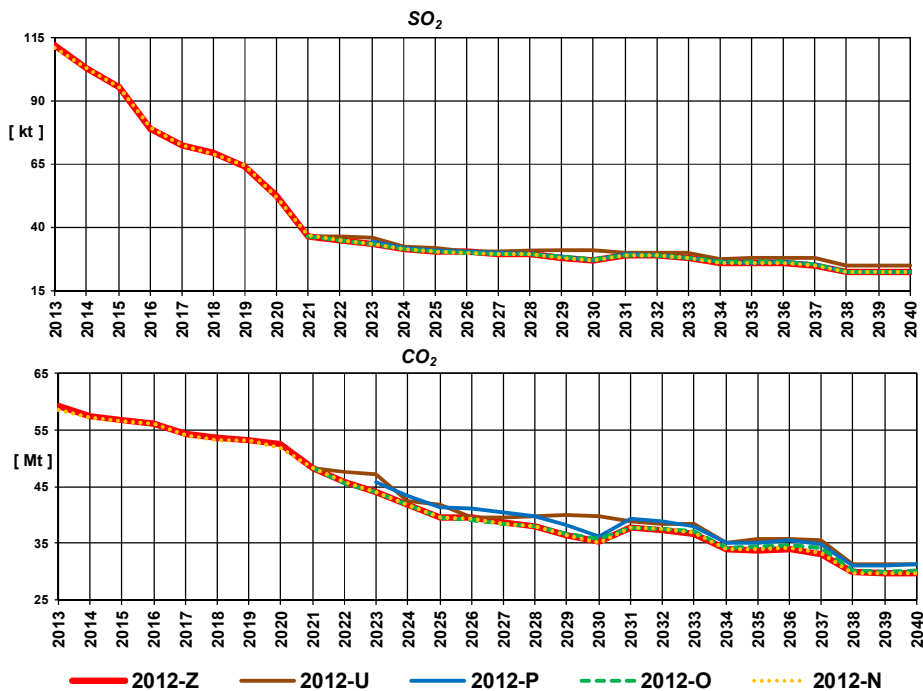
Povolenky EUA a redukce emisí

Ceny povolenek jsou v současnosti na velmi nízké úrovni. Ve střednědobém výhledu ceny povolenek porostou až k úrovni 20 €/tCO₂. V dlouhodobém výhledu bude růst cen povolenek pokračovat, a to zejména v důsledku očekávaných zásahů na úrovni EU. Dlouhodobý cenový vývoj povolenek je závislý na politickém rozhodnutí (EU) ohledně konečného způsobu řešení vzniklého přebytku povolenek. V prvním roce třetí fáze EU ETS (v roce 2013) je očekáván vysoký přebytek povolenek z druhé fáze alokačního systému a dalších mechanismů – brzké aukce, NER300 apod. Současný navrhovaný plán na odložení některých aukcí z let 2013 až 2015 na období 2019 až 2020 je pouze krátkodobým řešením a ve své podstatě strukturální přebytek povolenek neřeší. Ceny povolenek určují rentabilitu konkrétního druhu výroby. Nejistota vývoje jejich ceny působí investiční nejistoty. Pokud se bude soustava vyvíjet dle předpokladů této zprávy, je tato nejistota ze systémového pohledu ČR méně významná než na úrovni EU či pro konkrétní zdroje.

Přebytek dostupných povolenek ve variantách činí 8 až 10 % ročně a je primárně způsoben nedostatkem hnědého uhlí. V pozdějších letech (od roku 2016) se jakožto vedlejší vliv projevují i dopady Směrnice 2010/75/EU.

Očekávané průběhy vybraných emisí jsou uvedeny na **obr. 23**. Jedná se o emise SO₂ (na kterých má energetika zásadní podíl) a CO₂, které slouží k vyhodnocení množství povolenek v NAPP3 potřebných pro elektroenergetiku. Očekávané procentní snížení produkce základních druhů emisí vznikajících při výrobě elektřiny a dodávkového tepla v roce 2040 oproti stavu v roce 2013 činí v průměru: 57 % pro emise TZL, 80 % pro emise SO₂, 74 % pro emise NO_x, 50 % pro emise CO a 49 % pro emise CO₂.

Obr. 23 PŘEDPOKLÁDANÝ VÝVOJ EMISÍ V OBLASTI ELEKTROENERGETIKY



Z následující **tab. 4** je patrné, čím jsou analyzované varianty rozvoje ES ČR význačné, v čem jsou jejich přednosti a naopak nedostatky.

Tab. 4 Hlavní rysy analyzovaných variant rozvoje ES ČR

2013 až 2020		2021 až 2040	
varianta / horizont	Střednědobý horizont	Dlouhodobý horizont	
Co se stane, když... (doplňkové varianty)	Základní (srovnávací varianta)	ODSTAVENÍ VĚTŠÍHO MNOŽSTVÍ HU ELEKTRÁREN, NOVÉ JE <ul style="list-style-type: none"> nutnost velkých investic do výrobních bloků bez efektu navýšení výkonu dovoz primární energie (rok 2040): 76 %, bez jádra 8 % provozovatelnost uspokojivá průměrný export elektřiny 6,2 TWh od roku 2013 do roku 2040 pokles emisí: CO₂ o 50 %, SO₂ o 80 %, NO_x o 75 %, TZL o 58 % 	
	... dojde k využití hnědého uhlí za ÚEL řešeno variantou Uhelná	DO ZNAČNĚ MÍRY DANÝ VÝVOJ <ul style="list-style-type: none"> do roku 2020 stejný vývoj ve všech variantách vliv směrnice 2010/75/ES dočasné i trvalé snižování dostupnosti zdrojů v důsledku směrnice 2010/75/ES a nedostatku HU nízké využívání zdrojů na fosilní paliva 	ZDROJE ZE ZÁKLADNÍ VARIANTY VYUŽÍVAJÍ HU ZA LIMITY <ul style="list-style-type: none"> nížší investiční náročnost – potenciálně nižší tlak na navýšování cen či potenciálně vyšší ziskovost dovoz primární energie (rok 2040): 75 %, bez jádra 7 % příznivá provozovatelnost mírně vyšší export elektřiny průměrně 7,7 TWh od roku 2013 do roku 2040 pokles emisí: CO₂ o 47 %, SO₂ o 78 %, NO_x o 72 %, TZL o 53 %
	... dojde ke zpoždění dostavby JE řešeno variantou Zpožděná plynová	<ul style="list-style-type: none"> dovoz primární energie (rok 2020): 49 %, 5 % bez jádra provozovatelnost uspokojivá průměrný export elektřiny 13,5 TWh od roku 2013 do roku 2020 pokles emisí: CO₂ o 11 %, SO₂ o 53 %, NO_x o 39 %, TZL o 25 % 	SEDMILETÉ OPOZDĚNÍ DOSTAVBY JETE, BEZ JEDU <ul style="list-style-type: none"> nutnost nového výkonu (instalace PPC 840 MW a navíc import elektřiny) dovoz primární energie (rok 2040): 75 %, bez jádra 11 % více příznivá provozovatelnost průměrné saldo nízké, v některých letech import až 8,5 TWh od roku 2013 do roku 2040 pokles emisí: CO₂ o 47 %, SO₂ o 80 %, NO_x o 74 %, TZL o 58 %
	... dojde k rychlému růstu výroby z OZE řešeno variantou Obnovitelné zdroje	NIŽŠÍ RŮST SPOTŘEBY <ul style="list-style-type: none"> potenciálně vyšší exporty elektřiny, prům. 14,9 TWh nebo: nižší výroba a další snížení využití (zhoršení ekonomiky provozu) provozovatelnost příznivá 	RYCHLÝ RŮST VÝROBY Z FVE <ul style="list-style-type: none"> špatná provozovatelnost – nízké regulační rezervy aby se vyřešilo: denní akumulace 2 GW, možnost odpojení FVE, výstavba dalších regulujících elektráren dovoz primární energie (rok 2040): 73 %, bez jádra 9 % téměř nezvýšený průměrný export elektřiny 6,7 TWh od roku 2013 do roku 2040 pokles emisí: CO₂ o 49 %, SO₂ o 80 %, NO_x o 75 %, TZL o 58 %
	... dojde k nižšímu růstu spotřeby řešeno variantou Nízká spotřeba	NIŽŠÍ RŮST EKONOMIKY A SPOTŘEBY ELEKTRINY <ul style="list-style-type: none"> není třeba nového bloku v JEDU (posunut až za řešení horizont 2040) dovoz primární energie (rok 2040): 73 %, bez jádra 9 % provozovatelnost uspokojivá vyšší průměrný export elektřiny 9,9 TWh od roku 2013 do roku 2040 pokles emisí: CO₂ o 49 %, SO₂ o 80 %, NO_x o 74 %, TZL o 58 % 	

4.5 PROVOZ A ROZVOJ ELEKTRICKÝCH SÍTÍ

Elektrické sítě se stávají limitujícím prvkem dalšího rozvoje ES, a proto musí být rozvoj sítí a posilování příslušných transformačních kapacit PS/110 kV připravován tak, aby zabezpečil zásobování odběru podle predikovaného růstu spotřeby, a to i v regionech, kde se očekává zvýšená poptávka po elektřině (středočeský region včetně Prahy, severní Morava a severozápadní Čechy).

Omezující faktory výstavby síťové infrastruktury

Aktuálně je doba potřebná k realizaci nových síťových prvků, zejména pokud jde o liniové stavby, neúměrně dlouhá vůči potřebám ES. Požadavky na rozvoj elektrických sítí ze strany odběratelů i ze strany výrobců jsou časově vyžadovány v krátkých časových termínech 2 až 3 roky, realizace nových staveb síťové infrastruktury však mají horizont 5 až 10 let. Vzhledem k obtížné průchodnosti nových koridorů pro liniové stavby je potřeba maximálně využít stávajících tras a koridorů. Při obnově a rekonstrukcích liniových staveb se doporučuje náhrada modernizovanými vedeními s vyšší

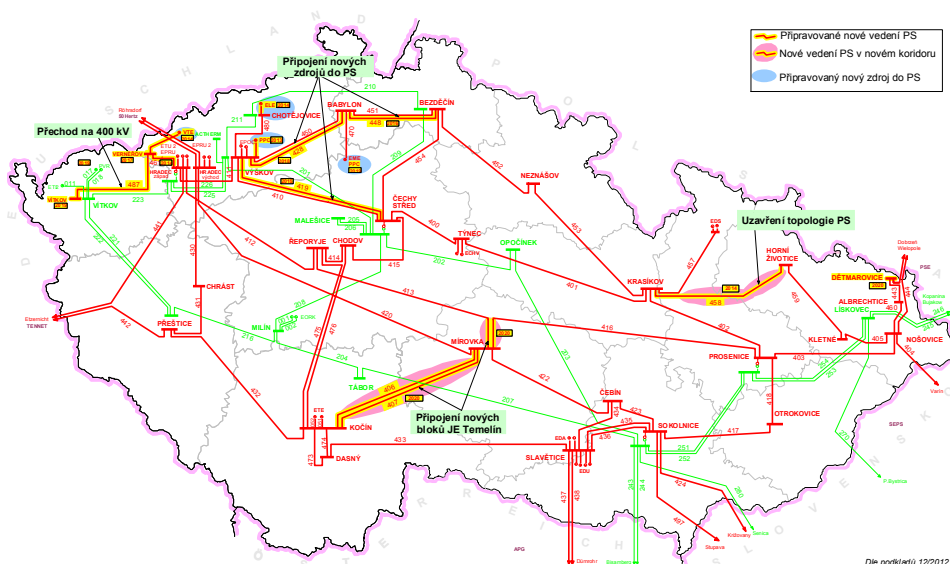
přenosovou schopností a dle možností náhrada dvojitými vedeními. Rozvoj a výstavba síťových prvků jsou beze změn legislativního zázemí na jejich podporu omezeny.

Rozvoj přenosové sítě

Připravovaný rozvoj přenosové sítě směřuje k zajištění spolehlivého vyvedení stávajících i nových zdrojů. K tomu vede připravované posilování v oblasti severozápadních Čech a v dalších regionech ČR. Pro zabezpečení spolehlivého připojení nových jaderných bloků je nutná výstavba vedení 400 kV v nových koridorech. Ve střednědobém horizontu do roku 2020 (**obr. 24**) se připravuje výstavba 362 km nových vedení 400 kV (224 km bude realizováno zdvojením linek ve stávajících trasách).

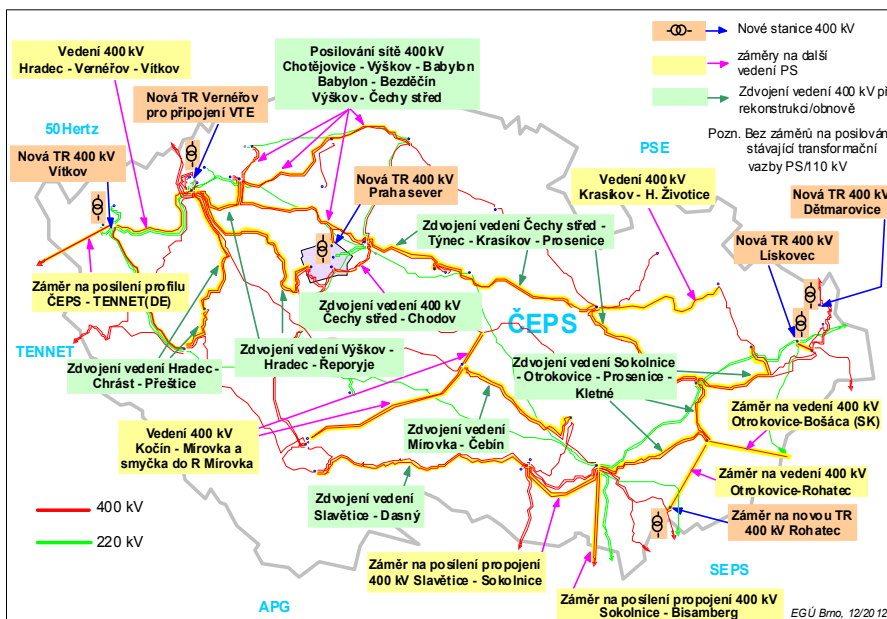
V horizontu do roku 2030 bude dále instalováno 857 km nových vedení 400 kV. Do roku 2030 se připravuje výstavba nových transformačních stanic 400/110 kV v šesti lokalitách, transformační výkon PS/110 kV by měl být navýšen o 6 570 MVA. Při omezených možnostech výstavby klasických liniových staveb mohou být v PS uplatňovány i nové technologie, například instalace transformátorů s příčnou regulací (PST) na mezistátních vedeních a použití vysokoteplotních vodičů.

Obr. 24 SOUČASNÝ STAV A PŘIPRAVOVANÝ ROZVOJ PS DO ROKU 2020



Záměry na výstavbu přenosových prvků v dlouhodobém horizontu jsou uvedeny na **obr. 25**.

Obr. 25 ZÁMĚRY NA ROZVOJ PŘENOSOVÉ SÍTĚ ČEPS V DLOUHODOBÉ PERSPEKTIVĚ

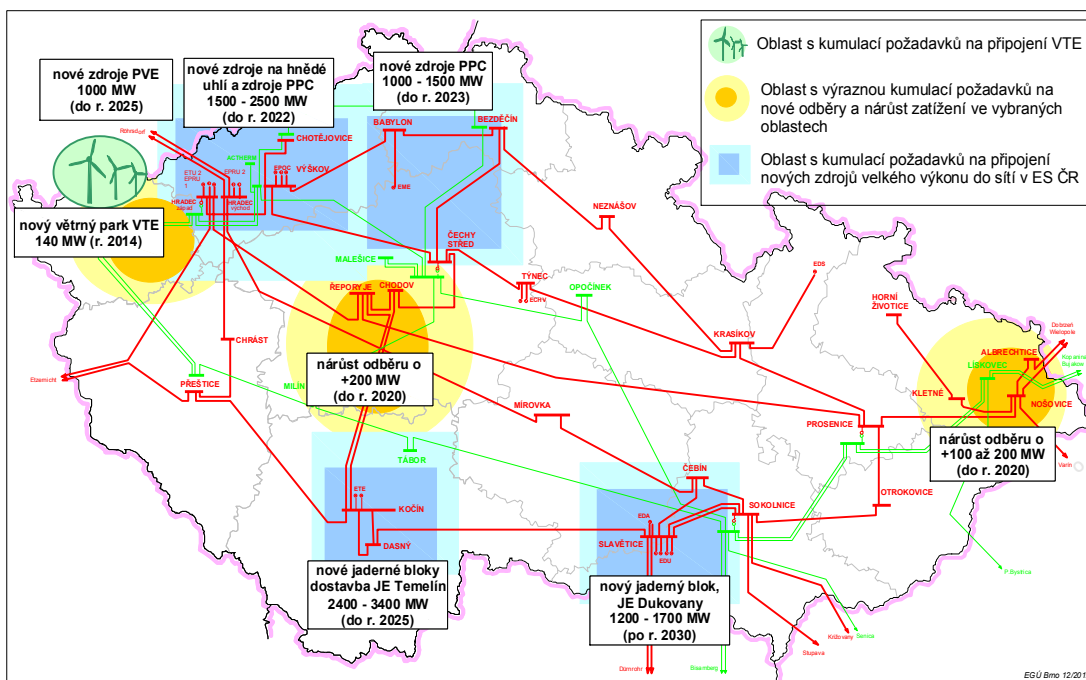


Kumulace požadavků na připojení zdrojů

V některých oblastech požadavky investorů již dnes naráží na kapacitní možnosti sítí. Provozovatelé sítí v těchto oblastech proto musí přijmout opatření, aby i při nárůstu výkonu zdrojů v oblasti zajistili spolehlivý provoz sítí DS a PS. Potřebná spolehlivost se zajišťuje provozními opatřeními a postupnou výstavbou nových prvků sítí (vedení, transformace). Výstavba nových zařízení je však dlouhodobý proces, při kterém mnohdy dochází k časovému skluzu a problematické situace v provozu jsou pak řešeny jen operativními opatřeními.

Dlouhodobě připravované lokality, kam směřují hlavní záměry investorů na budoucí výstavbu nových zdrojů velkých výkonů v perspektivě, jsou uvedeny na schématu ES ČR na obr. 26.

Obr. 26 OBLASTI S NEJVĚTŠÍM NÁRŮSTEM SPOTŘEBY A SOUSTŘEDĚNÍ ZÁJMŮ INVESTORŮ NA VÝSTAVBU NOVÝCH ZDROJŮ V ES ČR

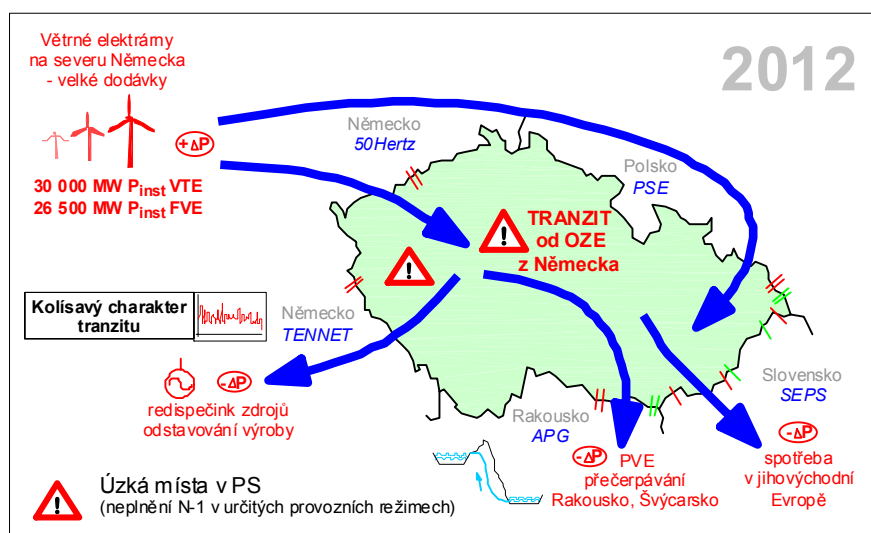


Omezení neplánovaných velkých toků výkonů na přeshraničních profilech

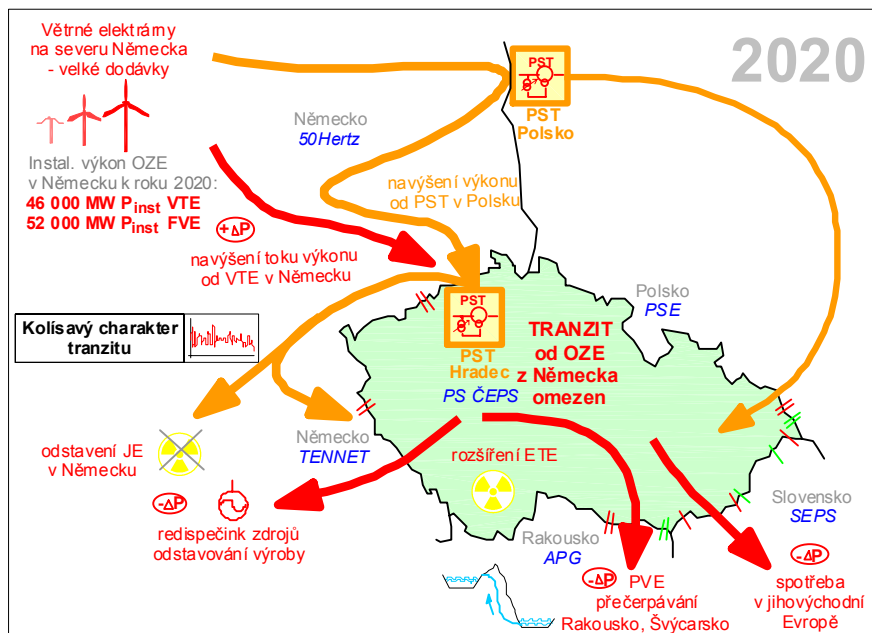
Neplánované mezistátní výměny, zejména na přeshraničním profilu s Německem, již v současnosti opakovaně ohrožují spolehlivost provozu PS ČEPS. Vzhledem k tomu, že koordinace přenosů není trvale zajištěna, diskutuje se instalace transformátorů s příčnou regulací PST pro řízení toků výkonu na přeshraničním profilu 50Hertz–ČEPS. Protože potřeba omezení toků na tomto profilu dále poroste, je umístění PST do rozvodny Hradec opodstatněné. Velikost průchozího výkonu PST musí umožnit plné využití kapacity přeshraničních vedení. Toto umožní zachování mezistátního propojení a současně omezení velikosti transportovaného výkonu na technicky přijatelnou mez.

Na obr. 27 a 28 je znázorněn vliv vysokého nasazení výroby v severní části Německa na toky výkonů po přeshraničních profilech přenosové sítě ES ČR v současném období a očekávané směry hlavních přenosů výkonu po instalaci zařízení PST na profilu Polsko–Německo a ČR–Německo v budoucnu.

Obr. 27 Hlavní směry toků výkonů vyvolané velkou výrobou na severu Německa



Obr. 28 Hlavní směry toků výkonů vyvolané velkou výrobou na severu Německa s vlivem PST v Polsku a PST na profilu 50HERTZ–ČEPS



Rozvoj distribučních sítí

Rozvoj DS je podmiňován regionálními potřebami a plánován zejména pro střednědobý výhled. V posledním období je vzhledem k růstu požadavků odběratelů největší potřeba rozvoje sítí 110 kV a transformace indikována v aglomeraci Prahy, ve středočeském regionu a na severní Moravě. Ve střednědobém výhledu do roku 2020 se předpokládá zprovoznění nových vedení a kabelů 110 kV o délce 300 km a rekonstrukce a posilování stávajících linek 110 kV v délce 1 000 km. Vyšší penetrace zdrojů rozptýlené výroby v DS, zejména OZE, mění dosavadní charakter provozu a klade vyšší nároky na řízení DS. V nejbližším horizontu bude nutná zejména úprava měřicích a řídicích systémů. V oblastech s vyšší výrobou z OZE bude nutno zavést takové prostředky, které umožní jejich rutinní řízení. Využívání možnosti řízení výroby z OZE nad rámec dnešního stavu musí být podpořeno legislativně. Zatímco ve střednědobém období bude stávající charakter DS ještě zachován, v závěru řešeného období již může být ovlivněn rozvojem smart grids.

5 ČÁST PLYNÁRENSTVÍ

Při zpracování analýz v oblasti plynárenství se navazuje na navržené rozvojové varianty ES ČR a výsledky simulace provozu a obchodu ES ČR, neboť provoz jednotek vyrábějících elektřinu spalováním plynu významně ovlivňuje jeho spotřebu. Průběhy spotřeby plynu jsou následně vstupem pro analýzy pokrytí poptávky po plynu dodávkou, jejíž relativně rovnoměrný roční dovozový průběh vyrovnávají svou činností zásobníky plynu. Právě rozvoj kapacity zásobníků plynu je důležitým parametrem ovlivňujícím budoucí provoz plynárenské soustavy ČR. Analyzována je rovněž bezpečnost provozu plynárenské soustavy v normálních i extrémních podmínkách.

5.1 TRH SE ZEMNÍM PLYNEM

V EU se obchoduje se zemním plynem na burzách, např. na energetické burze v Lipsku – European Energy Exchange (EEX). V Americe probíhá obchod se zemním plynem např. na newyorské burze (NYMEX) a tento plyn je označován jako „Henry Hub“ podle jména ústí plynovodu na pobřeží Mexického zálivu v Louisianě, které je specifikováno jako bod dodání. Na burze se nabízí definované produkty a cena vzniká na základě nabídky a poptávky, jedná se tedy o cenu tržní. Burzovní obchody lze členit na:

Spotové obchody – s okamžitým dodáním plynu (druhý den po obchodním dnu). Spotové ceny odrážejí okamžitou situaci na trhu.

Termínované obchody (futures) – uzavírají se k určitému datu, resp. termínu v budoucnosti, kdy se uskuteční dodávka. Tyto obchody jsou uzavírány na určitý časový interval a na definovaný charakter dodávky (např. konstantní odběr). Ceny futures vyjadřují názor obchodníků na vývoj v budoucnu.

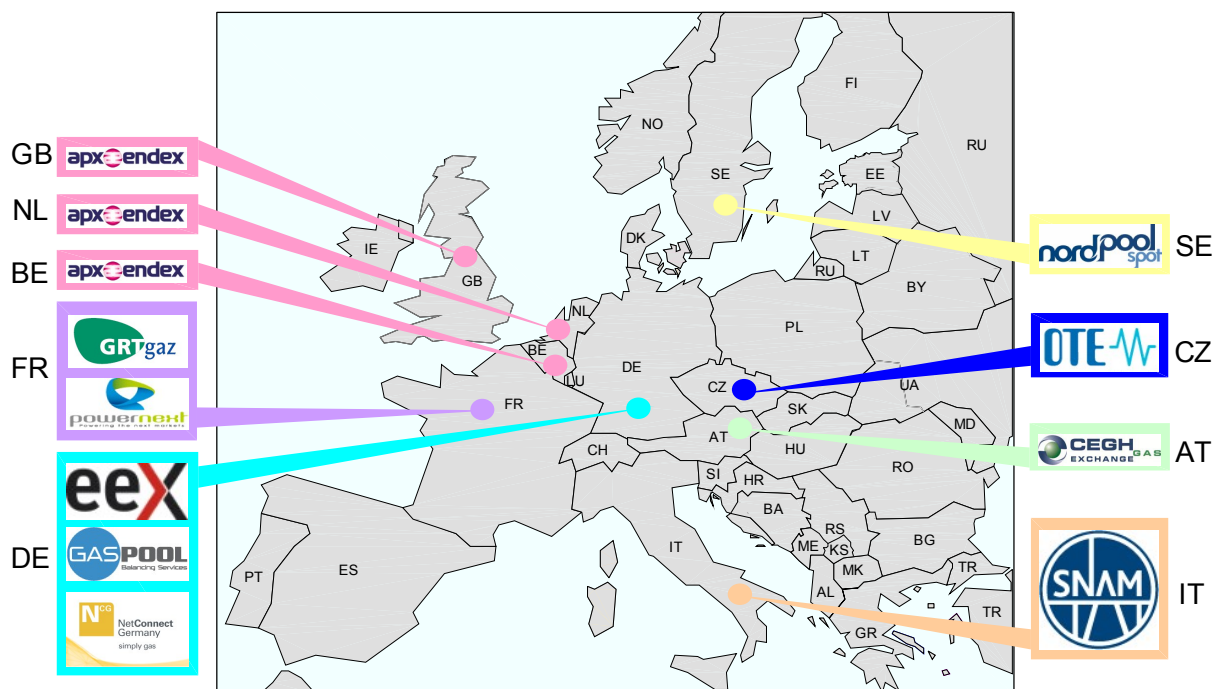
Obchody s deriváty – nejsou podmíněny skutečným odběrem zemního plynu, pouze zahrnují určité právo kupujícího na nákup, nikoliv povinnost.

Burzovní ceny jsou cenami komodity – zemního plynu – v definovaném místě (např. ústí určitého plynovodu nebo hraniční předávací stanice) a nezahrnují cenu přepravy a distribuce ke konečnému zákazníkovi, ani cenu uskladňování plynu. Na burzu obvykle vstupují obchodníci, kteří obchodují se zemním plynem mezi sebou a pak jej nabízejí konečným zákazníkům.

Burzy, na nichž se obchoduje s plynem, nejsou ve všech zemích. Vedle plynárenských burz existují i virtuální obchodní body s plynem, v české legislativě označované jako virtuální prodejní body. V těchto virtuálních bodech dochází k obchodnímu předání plynu mezi jednotlivými účastníky trhu. V různých zemích provozují tyto virtuální body různé subjekty; mohou být spojeny s burzou, nebo nemusí existovat vůbec. Jejich rozmístění v evropských zemích uvádí **obr. 29**.

Kromě burzovních obchodů se zemní plyn obchoduje i na základě dvoustranných smluv a cena zemního plynu má pak charakter ceny smluvní, založené na dohodě obchodních partnerů. Ve smlouvách (zejména v dlouhodobých kontraktech) se často pro stanovení ceny zemního plynu (komodity) používá cenový vzorec, který definuje cenu zemního plynu v závislosti na vývoji cen dalších komodit, jako jsou topné oleje a uhlí (a v závislosti na vývoji směnného kurzu).

Obr. 29 UMÍSTĚNÍ VIRTUÁLNÍCH OBCHODNÍCH BODŮ PRO OBCHOD SE ZEMNÍM PLYNEM



5.2 POPTÁVKA PO ZEMNÍM PLYNU

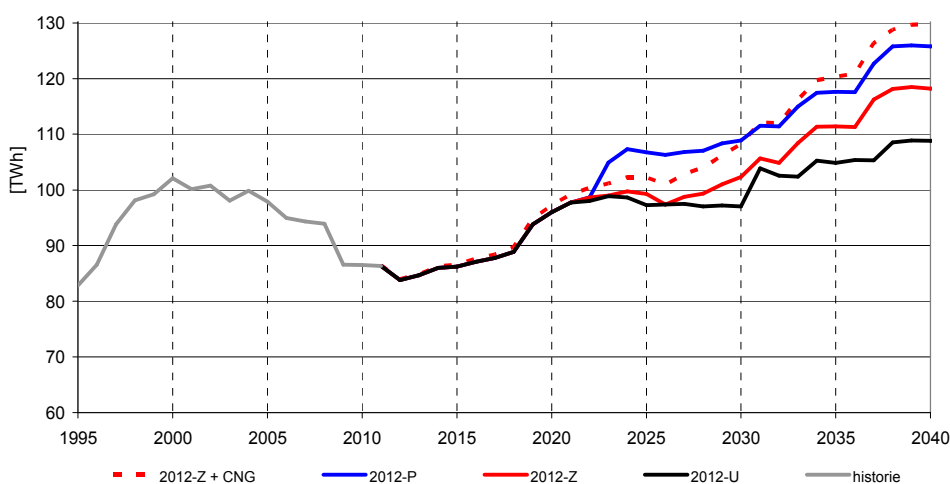
Vývoj spotřeby zemního plynu bude po celé sledované období ovlivňován snižující se dostupností tuzemského hnědého uhlí, v důsledku čehož se bude rozvíjet využití zemního plynu na monovýrobu elektřiny a KVET a bude nutno nahradit docházející tuzemské tříděné hnědé uhlí, používané pro výrobu tepla v lokálních výtopnách, ale i v domácnostech. Vývoj spotřeby plynu v domácnostech (bez zahrnutí vlivu náhrady tříděného hnědého uhlí) bude mít na vývoj celkové spotřeby plynu mírně negativní vliv. Novým faktorem potenciálního růstu spotřeby plynu je jeho využití ve formě CNG v sektoru dopravy. Spotřeba zemního plynu ve formě CNG však aktuálně, vzhledem k velké predikční neurčitosti, nebyla začleněna do predikce CSP, ale je provedena mimo ni. Charakteristiky aktuálních predikcí vývoje spotřeby plynu v ČR lze shrnout do následujících bodů:

- dle referenčního scénáře a rozvojové varianty výrobní základny elektrizační soustavy, označené 2012-Z (základní), naroste mezi roky 2011 a 2040 celková roční spotřeba plynu o 37 % na úroveň 118 TWh; predikční pásmo, vymezené vysokým a nízkým scénářem, přitom činí ± 8 TWh od referenčního scénáře; v objemových jednotkách se jedná o hodnoty 11,2 mld. m³ s pásmem $\pm 0,76$ mld. m³ (vůči současné spotřebě 8,2 mld. m³ plynu);
- jednotlivé kategorie spotřeby se na uvedeném nárůstu budou podílet velmi diferencovaně:
 1. spotřeba na monovýrobu elektřiny se navýší z řádově desítek GWh na hodnotu 11 TWh, což odpovídá nárůstu o 5 500 %,
 2. spotřeba na KVET bude navýšena o 240 % na hodnotu 25 TWh,
 3. ostatní spotřeba výrobní sféry bude navýšena o 2,8 % na hodnotu 49 TWh,
 4. spotřeba domácností poklesne o 8 % na hodnotu 24 TWh,
 5. spotřeba vyvolaná nutností nahradit docházející hnědé uhlí z jisté části zemním plynem bude na konci období činit 6,8 TWh,
- budoucí dosahovaná celková spotřeba plynu bude velmi výrazně záviset na množství a charakteru provozu zejména nově instalovaných elektráren PPC a způsobu náhrady hnědého uhlí jako primárního paliva u tepláren a závodních elektráren,

- dostupné simulované varianty rozvoje využití zemního plynu pro monovýrobu elektřiny a KVET vymezují na úrovni CSP a pro horizont roku 2040 pásmo, v němž se, v závislosti na v budoucnu naplněných či naopak nenaplněných předpokladech jednotlivých rozvojových variant, bude vyvíjet spotřeba zemního plynu; spodní hranice pásma činí pro rok 2040 na úrovni celkové roční spotřeby plynu 109 TWh, horní hranice pak 132 TWh,
- spotřeba CNG v sektoru dopravy mezi roky 2011 a 2040 naroste dle referenčního scénáře aktuálních predikcí o 9 400 % na úroveň 11,6 TWh; aktuálně byla, zejména s odkazem na velkou neurčitost, ponechána predikce rozvoje CNG mimo strukturu celkové spotřeby plynu; při započtení spotřeby CNG se predikovaná úroveň ročních dosahovaných celkových spotřeb plynu navýší o spotřebu tohoto nového sektoru.

Obr. 30 ukazuje srovnání třech rozvojových variant (základní, uhelné a plynové). Ve srovnání je rovněž rozvojová varianta základní, s uvažováním spotřeby CNG. Tyto vybrané varianty, lišící se výrazně spotřebou plynu, jsou podrobně vymezeny v kapitole 4.3. Pro základní variantu rozvoje ES jsou předpokládáné hodnoty celkové spotřeby plynu uvedeny v **tab. 5**.

Obr. 30 PREDIKCE CELKOVÉ SPOTŘEBY PLYNU – SROVNÁNÍ VARIANT – REFERENČNÍ SCÉNÁŘ



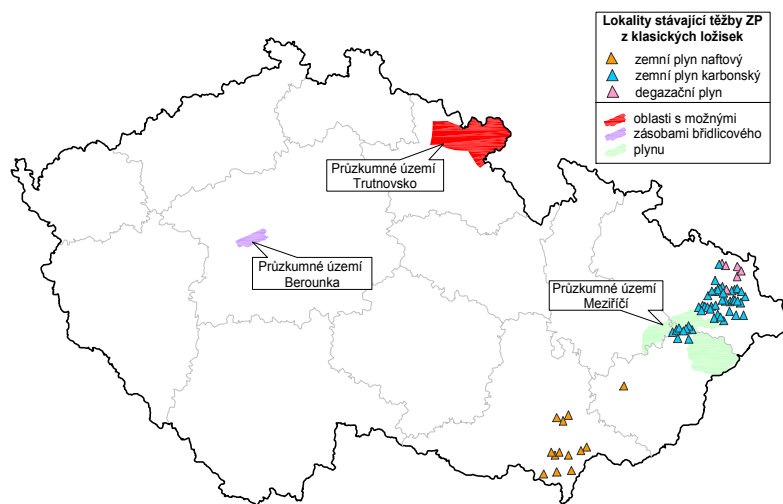
Tab. 5 PREDIKCE CELKOVÉ SPOTŘEBY PLYNU – VARIANTA 2012-Z – REFERENČNÍ SCÉNÁŘ

	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2040
VO	37651	36578	37770	39089	39296	47499	49399	52246	64275
VO monovýroba elektřiny	200	200	1436	2392	2421	6197	6658	9159	11009
VO výroba elektřiny z KVET	2483	2213	2213	2480	2569	4341	4488	4649	7358
VO výroba tepla z KVET	5832	5832	5986	6088	6044	7456	7449	7585	13723
VO ostatní	29135	28248	27965	27959	28093	29336	30041	30091	29475
VO ostatní - náhrada za HU	0	85	169	169	169	169	762	762	2711
SO	8389	8074	8034	8112	8162	9089	9485	9632	10751
SO výroba elektřiny z KVET	465	413	413	463	480	813	841	871	1061
SO výroba tepla z KVET	1093	1121	1121	1140	1132	1396	1395	1421	1834
SO ostatní	6831	6518	6457	6467	6508	6837	7058	7150	7178
SO ostatní - náhrada za HU	0	21	42	42	42	42	191	191	678
MO	12436	12177	12027	12012	12052	12651	13266	13478	14867
MO výroba elektřiny z KVET	155	138	138	154	160	271	280	290	354
MO výroba tepla z KVET	364	364	374	380	377	465	465	474	611
MO ostatní	11917	11633	11431	11393	11430	11830	12140	12333	12547
MO ostatní - náhrada za HU	0	42	85	85	85	85	381	381	1355
DOM	26189	25245	25096	25041	24998	24939	25248	25086	26134
DOM - náhrada za HU	0	64	127	127	127	127	572	572	2033
Bilanční rozdíl v DS	1671	1718	1710	1711	1690	1817	1864	1907	2167
Celková spotřeba ZP v ČR	86335	83792	84636	85965	86198	95995	99262	102348	118193

5.3 ZDROJE ZEMNÍHO PLYNU PRO ČR

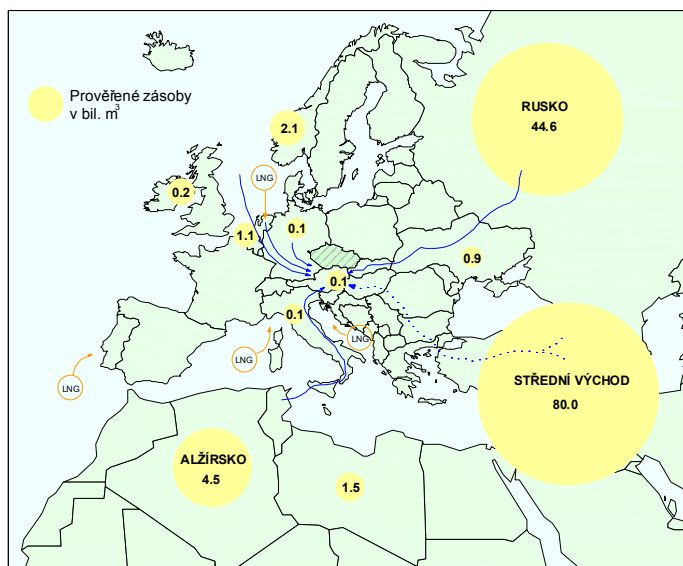
Z pohledu zdrojů zemního plynu je pro ČR rozhodující schopnost zajistit plyn na zahraničních trzích, a to jak v dostatečném objemu, tak z hlediska kontinuity dodávky. Tuzemská těžba činí jen něco mezi 1 až 2 % tuzemské spotřeby (zahrnuje i odplyňování černouhelných dolů) a při současných objemech těžby lze její možnosti odhadovat na zhruba 40 let. Případné využívání břidlicového plynu má zatím řadu rizik, mimo jiné z důvodu problémů při předběžném průzkumu ložisek. Zatím se tedy v podmínkách ČR na tento zdroj zemního plynu nelze věrohodně spoléhat, i když v zámoří je tento zdroj perspektivní a je již běžně využíván. Lokality těžby zemního plynu v ČR jsou společně s průzkumnými územími břidlicového plynu uvedena na **obr. 31**. Proti potenciální těžbě nekonvenčního plynu se objevila řada námitek a povolení vydaná na průzkumové aktivity byla zrušena. Situace se dostala do takové fáze, kdy hrozí, že nebude umožněn ani průzkum, takže nebude možné dát seriózní údaje o potenciálních zásobách na českém území. České plynárenství tak v podstatě je a zřejmě i zůstane závislé na dovozech.

Obr. 31 SOUČASNÁ TĚŽBA ZEMNÍHO PLYNU A OBLASTI MOŽNÉHO VÝSKYTU BŘIDLICOVÉHO PLYNU



Zásoby zemního plynu v teritoriích, odkud připadá v úvahu dovoz do EU, uvádí **obr. 32**.

Obr. 32 PROVĚŘENÉ ZÁSoby ZEMNÍHO PLYNU V ZEMÍCH EXPORTUJÍCÍCH DO EVROPY K 31. 12. 2011 (dle BP, v bil. m³)



K rozhodujícím ruským nalezištím patří Urengojské a Medvědí ložisko, která těží ročně dohromady do 200 mld. m³ plynu, přičemž Gazprom soustavně rozšiřuje svoje těžební možnosti. V období 2001–2007 byla uvedena do provozu řada ložisek a připravuje se otevření dalších, jako např. ložiska Jamal se zásobami 10 bil. m³ a podmořského ložiska Štokman se zásobami 3,7 bil. m³. Plyn z ložiska Jamal má být napojen na stávající tranzitní systém na trase vedoucí přes Českou republiku dále do EU. Z ložiska Štokman má být vybudován plynovod s napojením na počátek plynovodu Nord Stream. Obava, že by Rusko zastavilo dodávky plynu do EU, je málo reálná. Podíl vývozu přírodních zdrojů na celkovém vývozu Ruska činí cca 80 %. Pro Rusko je nezbytná spolupráce s vyspělými státy světa včetně EU i z toho důvodu, že potřebuje špičkové technologie (např. pro zpracování LNG).

Projekty plynovodů nadnárodního významu

South Stream

South Stream je pokračováním strategie Gazpromu diverzifikovat trasy pro dopravu ruského plynu do Evropy. Základem je vyloučení pevninské cesty přes Bělorusko a Ukrajinu a její nahrazení plynovodem pod Černým mořem na východ Balkánu. Další pokračování pevninskou cestou by mělo zajistit plyn státům jihovýchodní a střední Evropy. Ve věci výstavby plynovodu South Stream zaujímá EU neutrální stanovisko. V prosinci 2012 byla zahájena stavba první etapy South Stream, která sestává z kontinentální trasy napříč Ruskem, tzv. South Coridor z Voroněžské oblasti k pobřeží Černého moře. Dokončena má být v průběhu roku 2015. Termíny je Rusko odhodlané plnit vzhledem ke snaze uvést South Stream do provozu dříve než konkurenční projekty a v souladu se záměrem Gazpromu na udržení, respektive zvýšení objemů dodávek plynu Evropě. S dokončením projektu plynovodu, které se v tuto chvíli jeví jako reálné, by role Běloruska, Ukrajiny, Slovenska a částečně také České republiky coby tranzitních zemí pro ruský plyn klesla na okrajovou úroveň.

Trans-Kaspický plynovod (TCP)

Jde o podmořský plynovod pod Kaspickým mořem, který má přivádět plyn z Turkmenistánu do Ázerbájdžánu. Z jednání v září 2012 vyplynul souhlas Turkmenistánu dodávat Trans-Kaspickým plynovodem v budoucnu až 40 mld. m³ plynu ročně v souhrnu pro Turecko a Evropu. Na Trans-Kaspický plynovod navazuje na pobřeží Ázerbájdžánu stávající Jiho-Kavkazský plynovod pokračující územím Ázerbájdžánu a Gruzie do Turecka.

Trans-Anatolský plynovod (TANAP)

Projekt navazuje na trasu Jiho-Kavkazského plynovodu na východě, prochází Tureckem a jeho styčný bod s Evropou má být na bulharsko-turecké hranici. Aktuálně se v souladu se záměrem na stavbu Trans-Kaspického plynovodu počítá s postupným rozšiřováním projektu Trans-Anatolského plynovodu až na kapacitu 60 mld. m³ ročně, což odpovídá souběžným dodávkám turkmenského a ázerbájdžánského plynu. Stavba první linie TANAP má začít v roce 2013, dokončení se očekává v roce 2018.

Nabucco-west

Jedná se o evropskou variantu pro přepravu plynu z Ázerbájdžánu a z Turkmenistánu. Původní projekt Nabucco zahrnoval trasu napříč Tureckem. Tu však vzali do vlastní režie Ázerbájdžán s Tureckem a nahradili ji svým projektem TANAP. Nabucco-west je tak zbývající evropskou trasou, třetinou z délky původního projektu Nabucco. Z turecko-bulharské hranice má přebírat plyn z TANAP a přivádět jej až do rakouského uzlu Baumgarten. Projekt počítá v první fázi s linií o kapacitě 10 mld. m³ plynu ročně, rozšíření kapacity přichází v úvahu až na 30 mld. m³ ročně. Stavba může započít nejdříve v roce 2013, s dokončením se počítá k roku 2018. Po redukci projektu na čistě evropskou část Nabucco-west nepanuje v konsorciu úplný soulad s tímto záměrem. Realizace plynovodu, která

se donedávna jevila čím dál méně pravděpodobná kvůli nevyřešené otázce zásobování plynem, nabývá nyní opět na významu, a to zvláště díky posledním vyjednáním o Trans-Kaspickém plynovodu. Plynovod Nabucco-west by díky svému plánovanému dovedení do Rakouska k uzlu Baumgarten mohl potenciálně zásobovat i Českou republiku, což je ale podmíněno výstavbou propojovacího plynovodu mezi Rakouskem a ČR na trase Baumgarten–Lanžhot.

Trans-Adriatický plynovod (TAP)

Výše popsaný plynovod Nabucco-west není jediným záměrem na dodávky plynu z tranzitu plynovodem TANAP. Projekt Nabucco-west nejvážněji konkuruje projekt Trans-Adriatického plynovodu (TAP). Trasa TAP přibližně navazuje na TANAP, prochází Řeckem a Albánií a dále pod Jaderským mořem až do Itálie. Zamýšlená kapacita TAP je obdobná jako u Nabucco-west – v první fázi 10 mld. m³ plynu ročně, s možným rozšířením na 20 mld. m³ ročně.

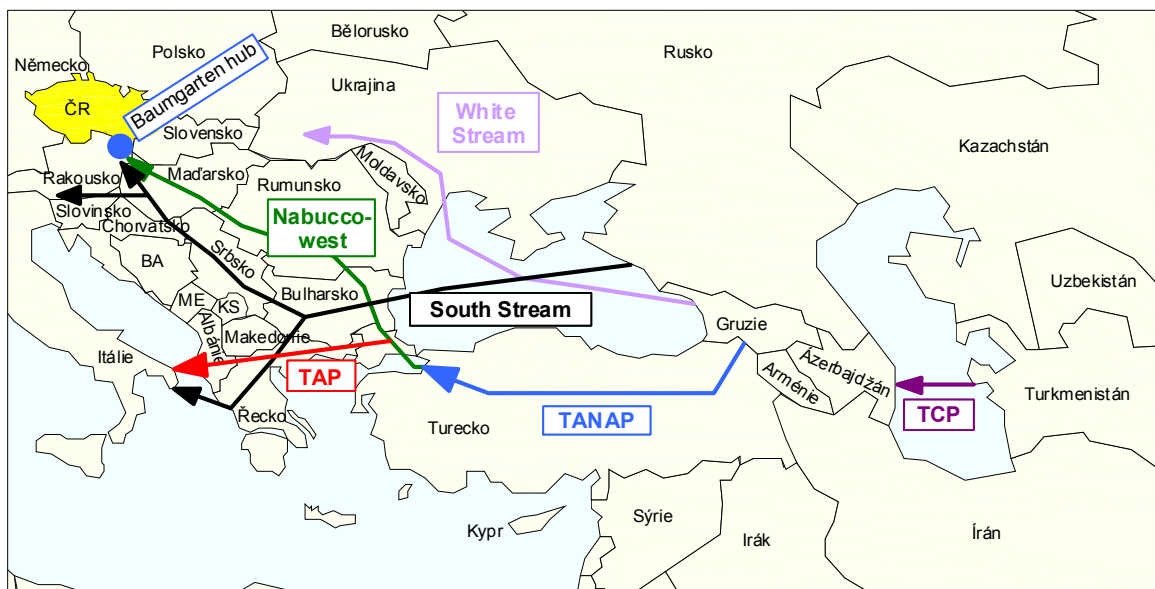
South Gas Corridor (SGC)

Jižní plynovodní koridor je souhrnné označení pro komplex projektů definovaný a podporovaný ze strany EU, jehož cílem je rozšíření diverzifikace zdrojů pro zásobování zemí EU plynem z oblasti Kaspického moře (Ázerbájdžán, Turkmenistán), střední Asie, středního východu (zejména Írán) a z východního středomoří. Do této skupiny projektů tak spadají zmíněné projekty Trans-Kaspického plynovodu, Trans-Anatolského plynovodu, Nabucco-west, ale i plynovody vedoucí z východního středomoří na Krétu a dále do pevninského Řecka.

Svým způsobem samostatným projektem je i plynovod GUEU, tzv. White Stream, spojující podmořským plynovodem Gruzii s Ukrajinou nebo Rumunskem, odkud dodávky rovněž mají směřovat do střední Evropy. Z hlediska zdrojů přichází do úvahy volná kapacita Ázerbájdžánu, Turkmenistánu, případně Íránu. Výstavba tohoto plynovodu se však jeví jako málo pravděpodobná kvůli jeho omezeným přínosům.

Schématické vyznačení uvedených tras plynovodů nadnárodního významu je uvedeno na obr. 33.

Obr. 33 PROJEKTY MEZINÁRODNÍCH PLYNOVODŮ S VÝZNAMEM PRO ČR



5.4 PROVOZ PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

Simulace budoucího chodu plynárenské soustavy byla provedena jednoduše. Vzhledem k této skutečnosti je nutno prezentované výsledky chápat jako vybrané provozní stavy, které nemusí být

z pohledu provozu síťové infrastruktury průchodné. Pokud však prezentované bilance ukazují problematické provozní stavy, nastanou tyto pravděpodobně i v reálném provozu. Rovnováha indikovaná tímto postupem je tedy vůči reálně dosažitelné provozní rovnováze podmínkou nutnou, nemusí však být dostačující.

Dominantní vliv na podobu budoucí plynové bilance bude mít, vzhledem k míře, s jakou se budou jednotlivé složky vyvíjet v čase, zejména vývoj instalované kapacity výrobní základny ES, jmenovitě velkých paroplynových jednotek využívajících zemní plyn a vývoj instalované kapacity zásobníků a možnosti čerpání a vtláčení. Pro dvě posledně jmenované veličiny byly definovány dvě krajní provozní varianty plynárenské soustavy (*nízká* a *vysoká*), dvě varianty s opačným vývojem spotřeby a rozvoje zásobníků plynu (*kritická* a *komfortní*) a varianta referenční se středním výhledem. **Obr. 34** souhrnně charakterizuje vymezené provozní varianty. Dle varianty kritické by zásobníková kapacita plynárenské soustavy byla rozvíjena neúměrně rozvoji spotřeby (zejména rozvoji výroby elektřiny z plynu) a disponovala tak kapacitou zásobníků plynu i čerpacím a vtláčecím výkonem neúměrně nízkým. U varianty komfortní by byla situace opačná, kapacita zásobníků, vtláčecí a čerpací výkony by byly neúměrně vysoké. Z toho pohledu je možno varianty kritickou a komfortní označit za nevhodné z pohledu ekonomie provozu.

Obr. 34 VARIANTY ROZVOJE PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY Z HLEDISKA ZÁSOBNÍKŮ A CELKOVÉ SPOTŘEBY PLYNU

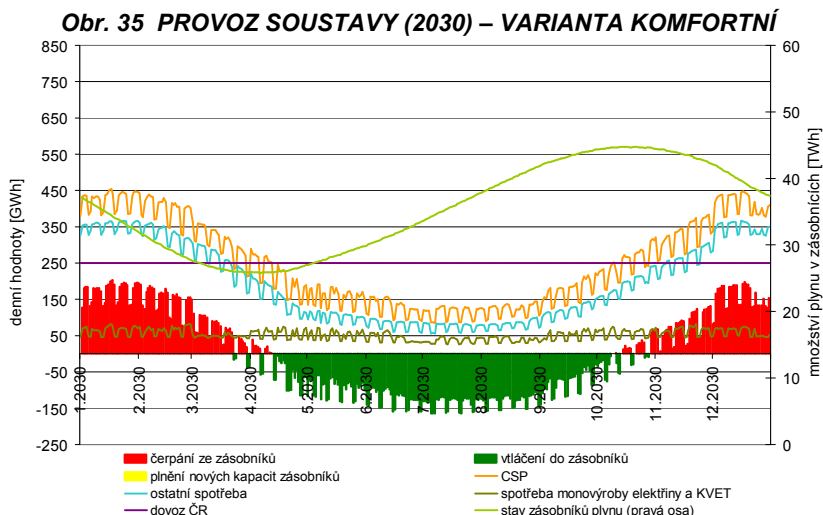
	Rozvoj kapacity zásobníků	Minimální rozvoj kapacity zásobníků (2,7 TWh nových kapacit) navýšení o 9,3 %	Maximální rozvoj kapacity zásobníků (18,8 TWh nových kapacit) navýšení o 64 %
Rozvoj celkové spotřeby plynu			
Nízká CSP nízký scénář vývoje ostatní spotřeby varianta rozvoje ES: 2012-U (uhelná)	nízká	referenční referenční scénář ostatní spotřeby varianta rozvoje ES ČR: 2012-Z referenční rozvoj zásobníků plynu (10,9 TWh nových kapacit)	komfortní
Vysoká CSP vysoký scénář vývoje ostatní spotřeby varianta rozvoje ES: 2012-P (zpožděná, plynová)	kritická		vysoká

Dále jsou uvedeny vybrané příklady výsledků simulací provozu plynárenské soustavy.

Varianta komfortní, běžný provoz

Obr. 35 ukazuje typický roční provoz plynárenské soustavy v simulovaném roce 2030 z pohledu analýzy hlavních bilančních kategorií. Z obrázku je dobře patrné, že:

- Zatímco spotřeba plynu na monovýrobu elektřiny a KVET (hnědý průběh) je téměř konstantní po celý rok, ostatní spotřeba je zásadně ovlivněna využitím plynu na vytápění, a její průběh (modře) tak určuje i průběh celkové spotřeby plynu (oranžově).
- Během letních měsíců převyšuje dovoz plynu (fialový průběh) poptávku, a dochází tedy ke vtláčení plynu do zásobníků (zelená plocha), zatímco v zimním období je dovoz na konstantní roční úrovni nižší než spotřeba a k jejímu pokrytí je potřeba plyn ze zásobníků čerpat (červená plocha).
- Stav zásobníků plynu je maximální před zahájením čerpání v zimním období, což znázorňuje zelený průběh (stav je zobrazen na druhé ose). Stav naplnění zásobníků plynu je u komfortní varianty po celý rok přibližně o 14 TWh vyšší než u varianty kritické (není znázorněna), což garantuje výrazně vyšší připravenost soustavy na abnormální stavy.

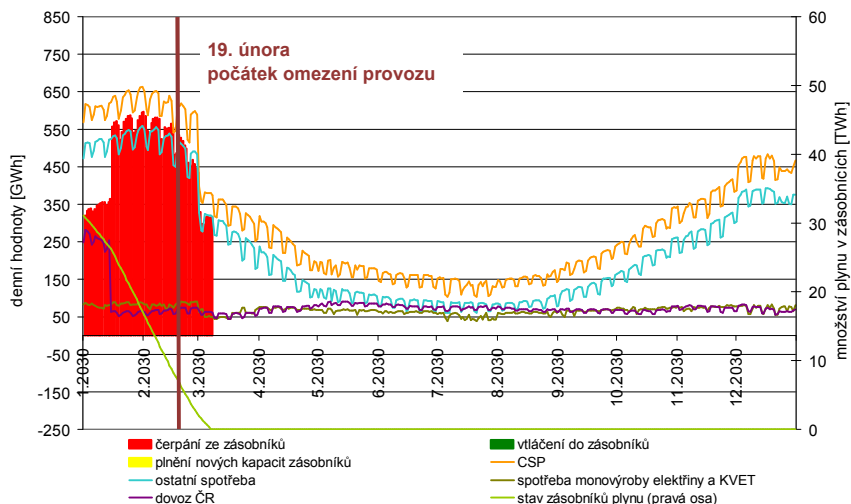


Varianta referenční, omezení dovozu a podnormální teplota

Obr. 36 ukazuje vývoj situace v plynárenské soustavě pro případ omezení dovozu plynu za současného výskytu podnormálních teplot (teploty v lednu a únoru dlouhodobě na úrovni $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$), to vše pro referenční variantu rozvoje plynárenské soustavy. K omezení dovozu plynu dojde dle simulace dne 15. ledna, a to na 25 % obvyklé hodnoty, což v obrázku znázorňuje fialový průběh. Navýšení spotřeby vlivem vysoce podnormálních teplot a snížení dovozu je kryto ze 100 % navýšením čerpání plynu ze zásobníků. Jak je z obrázku patrné:

- Ve srovnání s předchozím obrázkem dochází k výrazně vyššímu čerpání ze zásobníků plynu, přibližně na 3,5násobek běžných hodnot.
- Při 100 % pokrytí pouze navýšením čerpání ze zásobníků plynu dojde k omezení provozu 19. února, tedy po 35 dnech provozu s touto kombinací provozně negativních vlivů. Od tohoto dne by tedy bylo nutno přistoupit k omezování spotřeby.
- K omezení provozu dojde nikoliv vlivem úplného vyčerpání zásobníků, ale vlivem nedostatečného dostupného výkonu čerpání v daném okamžiku.
- Operativní navýšení dovozu za účelem pokrytí navýšení spotřeby vlivem podnormálních teplot nemá výraznější dopad na počet dnů, po které může soustava fungovat při této velmi nepříznivé kombinaci negativních vlivů – při 50 % krytí vyšší spotřeby navýšením dovozu z jiných lokalit by došlo k omezení provozu po 42 dnech.

Obr. 36 PROVOZ SOUSTAVY (2030) – REFERENČNÍ – OMEZENÍ DOVOZU, PODNORMÁLNÍ TEPLoty



Plynárenská soustava je dle výsledků jednoduzlové simulace chodu a při zohlednění přijatých předpokladů provozovatelná pro všechny analyzované rozvojové varianty a běžné provozní stavy. Dle simulace referenční varianty rozvoje plynárenské soustavy by i v případě kombinace výrazně teplotně podnormálních podmínek a výrazného omezení dovozu plynu byla soustava provozovatelná. Rozvoj zásobníků plynu nepřiměřeně nízký vzhledem k rozvoji spotřeby (dle varianty kritické) by byl výrazně rizikovým stavem, a to zejména při současném výrazném omezení dodávky plynu a výrazně teplotně podnormálních podmínkách; bezpečnost provozu by v takovém případě byla výrazně neuspokojivá již od roku 2024.

Pro zajištění bezpečného provozu plynárenské soustavy v situaci intenzivního rozvoje využití zemního plynu pro monovýrobu elektřiny a použití zemního plynu jako náhrady za docházející zásoby hnědého uhlí dle varianty 2012-P bude zapotřebí instalovat do roku 2040 novou kapacitu zásobníků následovně: intenzifikace zásobníků v Tvrdonicích a Uhřicích, instalace zásobníku v lokalitě Dambořice a částečně také v lokalitách Břeclav a Dolní Rožínka; celkově 57 % nové kapacity oproti roku 2012.

Ve střednědobém výhledu (do roku 2020) a v některých letech i později by v některých případech bylo možno zajistit další provoz plynárenské soustavy v situaci krajně nepříznivých podmínek (výrazně teplotně podnormální vývoj a výrazné snížení dovozu) odstavením vybraných paroplynových jednotek, protože v tomto období výrobní základna ES ČR vykazuje relativně významné přebytky výkonové a výrobní kapacity zdrojové základny. Předložené řešení důvodně předpokládá existenci dostatečně dimenzované potrubní části plynárenské soustavy, která nebude kritickým faktorem v zajištění bezpečného provozu, zejména v poruchových či spotřebně nadnormálních stavech. Provozovatelnost v takových případech, které jsou indikovány v předložené jednoduzlové výhledové bilanci, je nutno dále ověřovat.

5.5 INFRASTRUKTURA PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

Přepravní soustava

Úkolem přepravní soustavy je zajištění dopravy plynu od hranic ČR přes území státu k předávacím místům do distribučních sítí a přímo připojeným odběratelům. Přepravní soustavou je také zajišťována doprava plynu do zásobníků plynu v režimu vtlačení a doprava opačným směrem ze zásobníků v režimu čerpání. Druhou funkcí přepravní soustavy je zabezpečování tranzitu plynu do třetích zemí, především do západní Evropy. Přepravní soustava se skládá ze dvou hlavních částí:

Tranzitní soustava zajišťuje jak mezinárodní tranzitní přepravu, tak dodávku pro tuzemské spotřebitele. Tato dodávka se uskutečňuje prostřednictvím předávacích stanic z tranzitní soustavy do distribučních sítí, případně přímým odběratelům, nebo přetokem z tranzitní soustavy do vnitrostátní přepravní soustavy a z ní pak přes předávací stanice do distribučních sítí. Na tranzitní soustavu nejsou připojeny zásobníky plynu, první propojení tohoto druhu se připravuje na rok 2013. Na zahraniční plynárenské soustavy je tranzitní soustava napojena šesti hraničními předávacími stanicemi (HPS). Pohyb plynu a potřebný tlak v soustavě, včetně zajištění tlaků na předávacích místech vůči zahraničním soustavám, zajišťují kompresní stanice (KS), které jsou rozmístěny zhruba po 100 km. Tlak na vstupu do české plynárenské soustavy zajišťuje poslední kompresní stanice na slovenském úseku tranzitní soustavy Ivanka pri Nitre.

Vnitrostátní přepravní soustava zajišťuje přepravu plynu od tranzitní soustavy do regionů. Vnitrostátní přepravní soustava je v šesti stanicích propojena s tranzitní soustavou. Tyto stanice zajišťují dodávku směrem od tranzitní do vnitrostátní přepravní soustavy. Na vnitrostátní přepravní soustavě již nejsou kompresní stanice. Vnitrostátní přepravní soustava je přes HPS Mokřý Háj (na slovenském území, předávací místo na původním plynovodu Bratrství) napojena na slovenskou

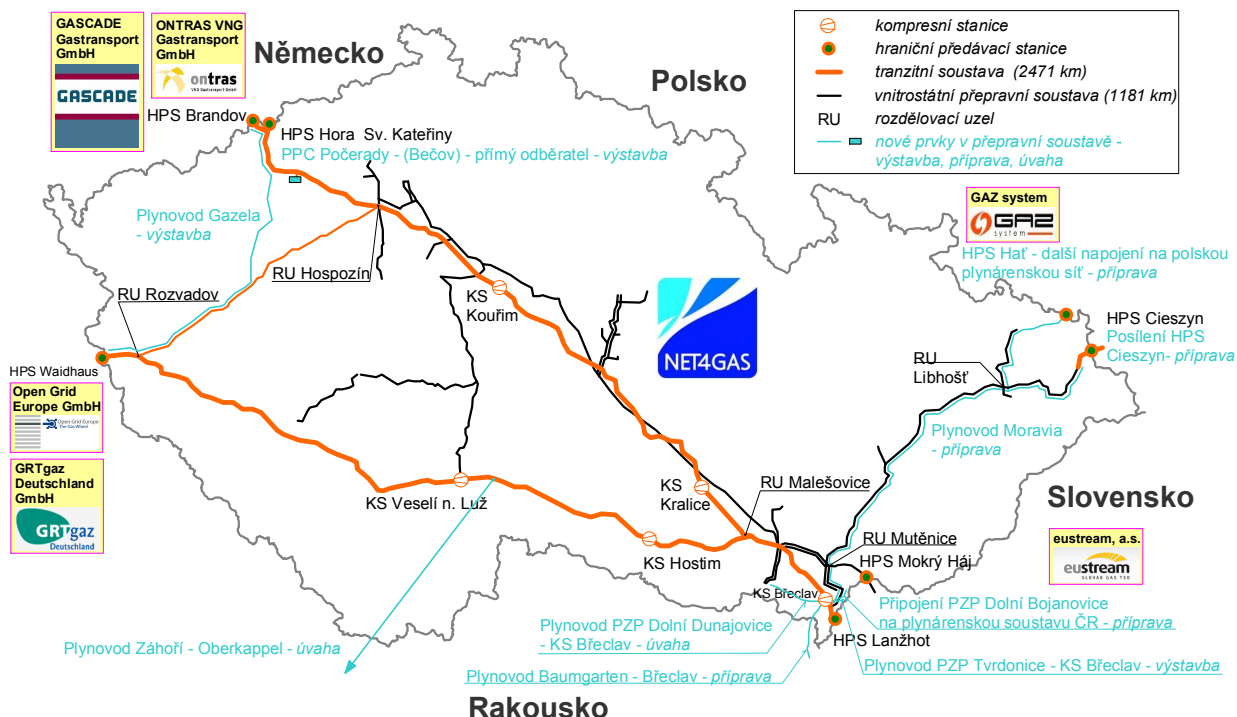
plynárenskou soustavu. Na vnitrostátní přepravní soustavu jsou v současnosti napojeny všechny zásobníky plynu – 8 tuzemských zásobníků i pronajatý slovenský zásobník Láb.

Z obou částí přepravní soustavy je zemní plyn dodáván do distribučních sítí prostřednictvím zhruba 80 předávacích stanic. Na přepravní soustavu jsou přímo připojeni i koncoví odběratelé; v současnosti se jedná o 7 přípojných míst, z nichž nejnovější přípojné místo Bečov bude zajišťovat dodávky plynu pro budovanou paroplynovou elektrárnu Počerady. Očekávaná výstavba obdobných zdrojů si do budoucna vyžádá budování dalších přímých odběrných míst z přepravní soustavy.

Přepravní soustava byla od počátku své existence v 70. letech budována tak, že se počítalo s jednosměrným tokem zemního plynu ze Sovětského svazu do Československa a dále do západní Evropy. Vzhledem k rozvoji evropské plynárenské sítě, vzniku nových přepravních směrů, i vzhledem k reálným problémům (tzv. plynárenská krize v lednu 2009) se ukázalo, že je nezbytné, aby naše plynárenská soustava byla schopna zajistit i tok plynu obráceným směrem. Prakticky jde o to, aby se zemní plyn, který by byl dodán do Německa např. plynovodem Nord Stream, mohl přepravit do ČR a dále na Slovensko. Příslušná opatření umožňující tento zpětný tok byla realizována na 7 bodech v soustavě v letech 2009 až 2011.

Výlučným vlastníkem licence na přepravu plynu na území České republiky je společnost NET4GAS, s. r. o., patřící do skupiny RWE. V současné době se uvažuje o prodeji této společnosti novému majiteli. Schéma přepravní soustavy je uvedeno na obr. 37. Obrázek odpovídá aktuálnímu stavu (zejména zprovoznění plynovodu Gazela v lednu 2013 a napojení PPC Počerady) a současně uvádí i záměry na rozšiřování přepravní soustavy.

Obr. 37 SCHÉMA PŘEPRAVNÍ SOUSTAVY – STAV K ROKU 2012 A OČEKÁVANÝ ROZVOJ



Očekávaný rozvoj přepravní soustavy

- **Napojení zásobníku Tvrdonice do KS Břeclav.** Význam spočívá především v možnosti dodávat plyn ze zásobníku přímo do tranzitní soustavy, neboť všechny zásobníky jsou dosud vyvedeny jen do vnitrostátní přepravní soustavy a zpětný přetok dále do tranzitu dosud nebyl možný. Plánované zprovoznění je v roce 2013.

- **Výstavba plynovodu Moravia.** Účelem je posílení kapacity přepravy směrem na sever Moravy. Oblast severní Moravy je z hlediska kapacity předávacích míst do distribučních sítí poddimenzovaná a mohly by vznikat problémy v době vtlačení do zásobníků (zejména po navýšení kapacity zásobníku Třanovice) i v důsledku připojení významnějších spotřebitelů. Výhledově se uvažuje i o dalším napojení na polskou plynárenskou síť. Výstavba je plánována přibližně na období 2015–2017, zatím však jde jen o předběžný investiční záměr.
- **Posílení kapacity HPS Cieszyn.** Rozšíření kapacity nedávno zprovozněné HPS Cieszyn na plynovodu STORK (Třanovice–Skoczów) je ve výhledu až k roku 2020.
- **Výstavba propojení Baumgarten–Břeclav.** Účelem je vytvoření přímého propojení české a rakouské plynárenské soustavy s předávacím bodem Reinthal, zejména pak v souvislosti s očekávanou výstavbou plynovodů Nabucco a South Stream, které by měly přivést plyn do „obchodního“ uzlu Baumgarten. Propojení by mělo být v provozu až kolem roku 2020. Délka je asi 60 km, z toho 14 km na českém území.

Z pohledu plynárenské infrastruktury lze českou plynárenskou soustavu považovat v oblasti tranzitního systému za kapacitně dostatečnou, pokud jde o současné hlavní směry dodávek zemního plynu z Ruska přes Ukrajinu a Slovensko, a to jak z hlediska naší spotřeby, tak tranzitu. Mezi omezení přepravní infrastruktury ČR patří orientace východo-západním směrem a omezená orientace severo-jihním směrem, která se postupně připravuje a doplňuje. Z hlediska diverzifikace dovozových směrů je v budoucnu potřebné doplnit další napojení plynárenské soustavy ČR na připravované plynovody ze střední Asie. Od roku 2011 jsou funkční prvky soustavy, které byly uzpůsobeny na zajištění reverzních toků zemního plynu ze severního napojení na německé plynovodní systémy. Tohoto spojení by bylo možné využít v případě problémů s přepravními trasami přes Ukrajinu, neboť od roku 2011 je v provozu alternativní trasa – plynovod Nord Stream.

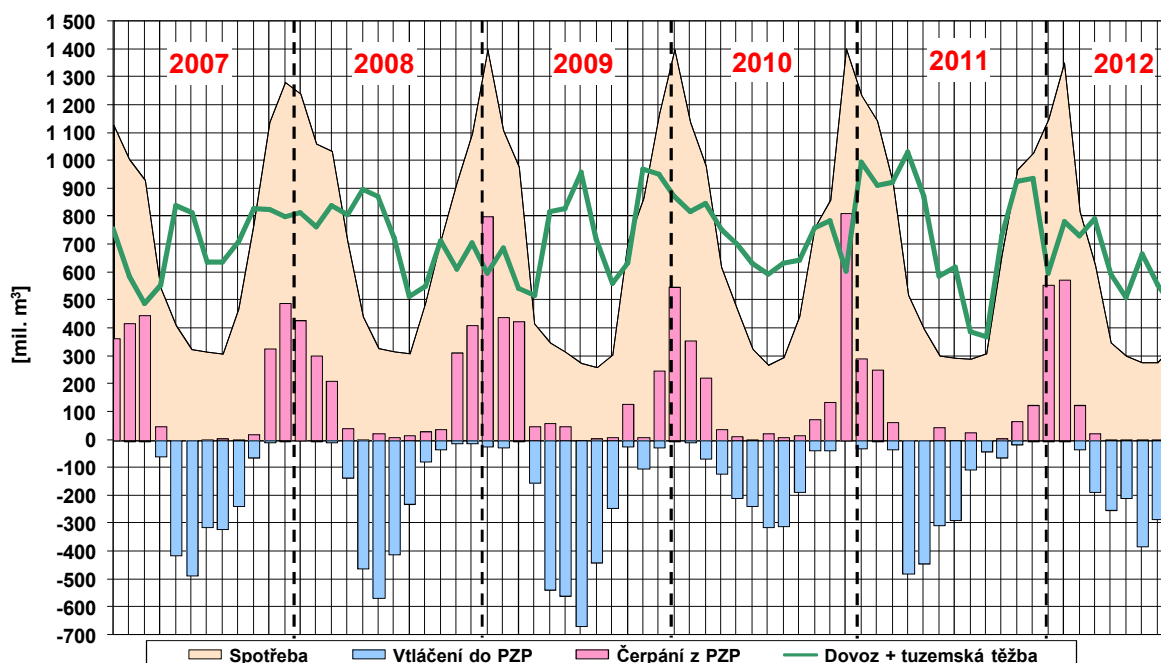
Distribuční soustavy

Úkolem distribučních soustav je zajištění rozvodu plynu v rámci jednotlivých regionů až ke koncovým odběratelům. Plyn přebírají z přepravní soustavy (z tranzitní soustavy i z vnitrostátní přepravní soustavy) v předávacích stanicích, případně ze sousedních distribučních sítí (zásobovací ostrovy), v malé míře také z ložisek tuzemské těžby. Distribuční soustavy mají buď regionální charakter s licenci pro velké územní celky, nebo jde o lokální distribuční systémy, často na území významných průmyslových areálů. Ačkoli se do budoucna nepředpokládá zásadní rozšiřování míry plynofikace v ČR, je potřeba věnovat dostatečnou pozornost průběžné obnově stávající infrastruktury distribučních sítí.

Zásobníky plynu

Zásobníky plynu mají v plynárenské soustavě regulační funkci, kdy vyrovnávají značné mezisezónní rozdíly ve spotřebě plynu při spíše rovnoměrnějších dovozech (**obr. 38**). Vedle toho přispívají k obecnému zajišťování bezpečnosti plynárenské soustavy v případě významnějších výpadků v dodávkách. Přirozené sezónní výkyvy ve spotřebě jsou totiž ještě „zesilovány“ významnou teplotní závislostí spotřeby plynu, neboť podstatná část spotřeby je využívána pro zajištění vytápění.

Obr. 38 SPOTŘEBA, TĚŽBA A USKLADŇOVÁNÍ ZEMNÍHO PLYNU V OBDOBÍ 2007–2012

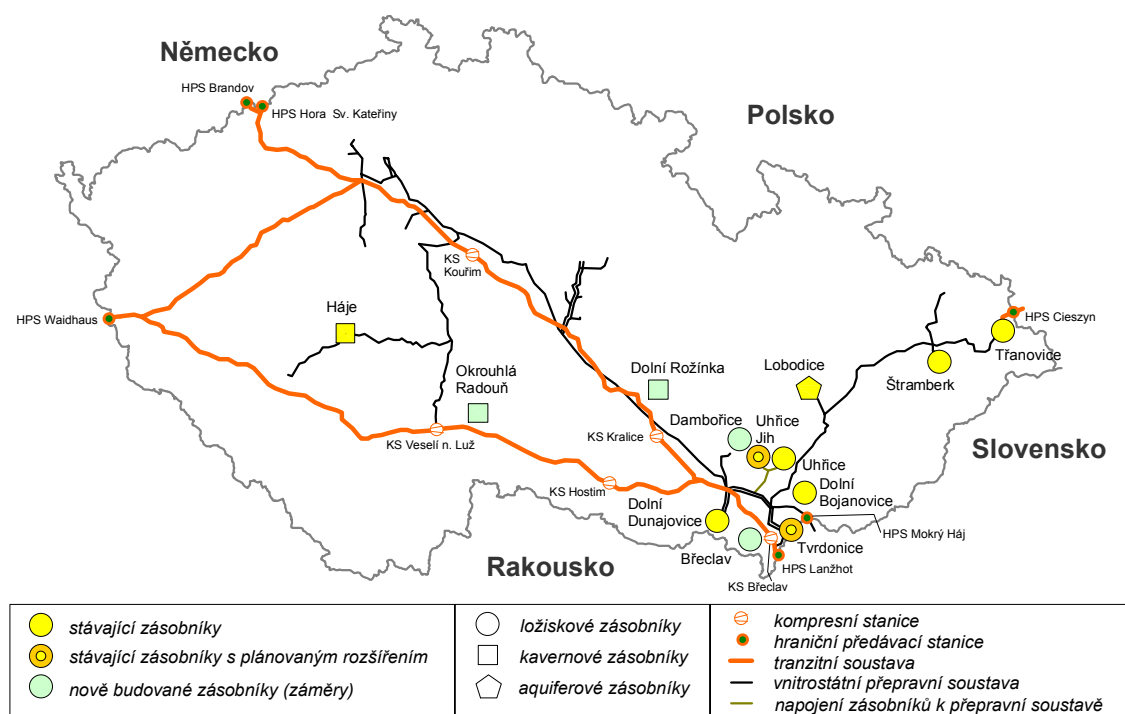


Většina českých zásobníků je budována v geologických strukturách, především v bývalých ložiscích těžby plynu a ropy na jižní a severní Moravě a ve Slezsku, kde jsou pro tyto účely ideální geologické podmínky. Rozmístění zásobníků v rámci celé ČR je tak nerovnoměrné, a tím také jistým způsobem provozně nevýhodné. Zásobníky plynu jsou připojeny do vnitrostátní přepravní soustavy. Dosud chybí přímé napojení zásobníků na tranzitní soustavu. První přímé napojení na tranzitní systém je ve výstavbě s předpokládaným zprovozněním v roce 2013, a to od zásobníku Tvrdonice do KS Břeclav. Dosud neexistující připojení do tranzitní soustavy je významným omezujícím faktorem. I když je k dispozici dostatečná kapacita pro čerpání plynu ze zásobníků, je velmi omezená možnost dopravy takto vytěženého plynu ve směru Morava–Čechy.

Kritériem kvality zásobníků není pouze objem, ale i rychlost, jakou je možné uskladněný plyn vyčerpat, nebo naopak vtlačet. Proto i zásobník menšího objemu může mít pro soustavu značný význam, pokud má velkou rychlost čerpání, a zejména tehdy, může-li rychle přecházet z režimu čerpání do režimu vtlačení a naopak. V tomto směru skutečně vyniká kavernový zásobník Háje, jediný zásobník takového druhu na východ od Německa. Největší schopnost čerpání je u plného zásobníku, pak se postupně snižuje. České zásobníky se v tomto směru v uplynulých letech zkvalitnily – od roku 1996 vzrostla schopnost čerpání asi trojnásobně, zejména navyšováním počtu a výkonu těžebních sond. Tím jsou naše zásobníky výrazně kvalitnější a spolehlivější ve srovnání se státy, jako jsou Slovensko, Maďarsko, Polsko, Rumunsko nebo Bulharsko.

Posilování kapacity zásobníků plynu i jejich dynamických vlastností z důvodu zvyšování spolehlivosti plynárenských soustav je snahou všech evropských zemí. Na jejich výstavbu jsou dokonce poskytovány ze strany EU finanční stimuly. Cílem EU je dosáhnout v průměru takového stavu, kdy by zásobníky pokrývaly 90denní spotřebu jednotlivých zemí. U zemí, které vlastní těžbu nemají, nebo je velmi malá (tedy i Česká republika), může být tato doba delší. V České republice plánuje rozšíření kapacity stávajících zásobníků nebo novou výstavbu celkem pět firem; ČR by při realizaci všech záměrů vytvořila skladovací kapacitu odpovídající zhruba polovině současné roční spotřeby plynu, tj. na jedné z nejvyšších úrovní v rámci EU. Rozmístění zásobníků plynu v ČR ve stavu k počátku roku 2013 uvádí **obr. 39** včetně předpokládaného rozvoje.

Obr. 39 ROZMÍSTĚNÍ ZÁSObNÍKŮ PLYNU PO REALIZACI VŠECH NAVRHOVANÝCH PROJEKTŮ



6 SHRNUTÍ

Předložený materiál seznamuje s provedenými analýzami dlouhodobé rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu a zohledňuje všechny nové faktory a změny, které byly zaznamenány v průběhu roku 2012 včetně aktualizované Státní energetické koncepce. Navržené varianty rozvoje ES ČR i faktory ovlivňující budoucí rozvoj plynárenství jsou ve shodě s trendy a doporučeními definovanými v aktualizované Státní energetické koncepci.

Tato kapitola přináší souhrn nejdůležitějších rizik plynoucích z analýz navržených variant rozvoje elektroenergetiky a plynárenství a souhrnné výsledky analýz řešených variant rozvoje a provozu elektrizační a plynárenské soustavy ČR. Uvedena jsou rizika dominantní, která **1.** jsou nejvýraznější z pohledu zajištění chodu soustav či obchodu s elektřinou a plynem, **2.** mohou způsobit těžko řešitelné stavy, **3.** snižují provozní spolehlivost, **4.** způsobují ztráty či výrazné zvýšení nákladů. Nebyly uvažovány radikální změny charakteru elektrizační a plynárenské soustavy, například výrazný rozvoj decentralizované energetiky. Identifikace rizik byla provedena pro šest hlavních oblastí elektroenergetických bilancí. Nejdůležitější rizika shrnuje tento výčet a **tab. 6:**

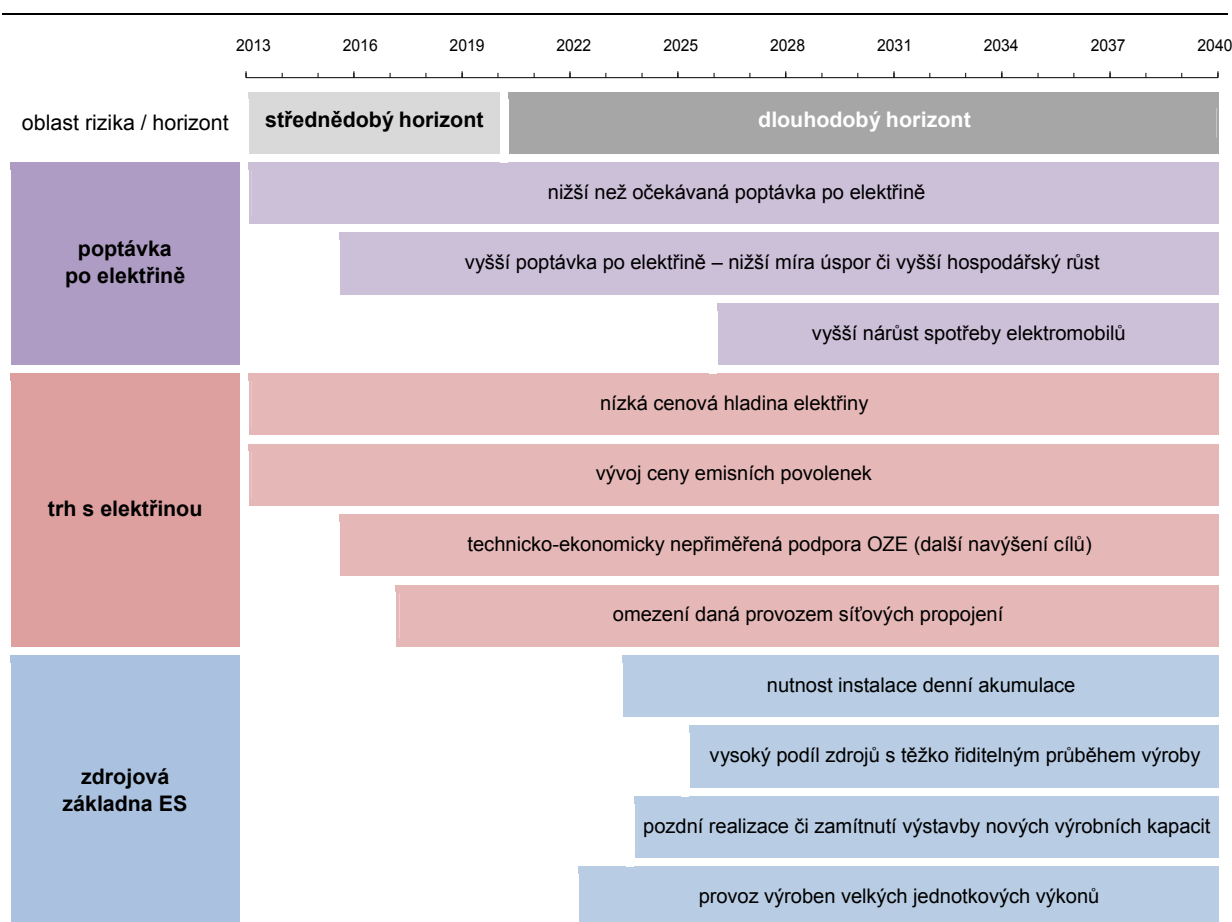
- 1. poptávka po elektřině:** **a)** riziko nižší spotřeby, způsobené zejména prolongací období hospodářského útlumu, výraznou změnou struktury tvorby přidané hodnoty, zvětšením tlaku na snižování energetické náročnosti, **b)** riziko vyšší spotřeby, způsobené nižšími úsporami či vyšším růstem ekonomiky, **c)** riziko vyššího nárůstu spotřeby elektromobilů,
- 2. trh s elektřinou:** vývoj evropského energetického trhu je výraznou nejistotou, a tím i rizikem; očekávaný vývoj cen elektřiny a dalších komodit či povolenek na emise CO₂ je nejistý, realita je do značné míry deformována politickými zásahy do tržního prostředí, rizikem je rovněž způsob provozu a rozvoje síťových propojení,
- 3. zdrojová základna ES:** rizika chodu výroby ES, která mohou způsobit výkonovou nedostatečnost či nedostatek podpůrných služeb, jsou zejména: **a)** nutnost instalace denní akumulace (cca od roku 2023), **b)** riziko vysokého podílu zdrojů s intermitentním, nebo těžko

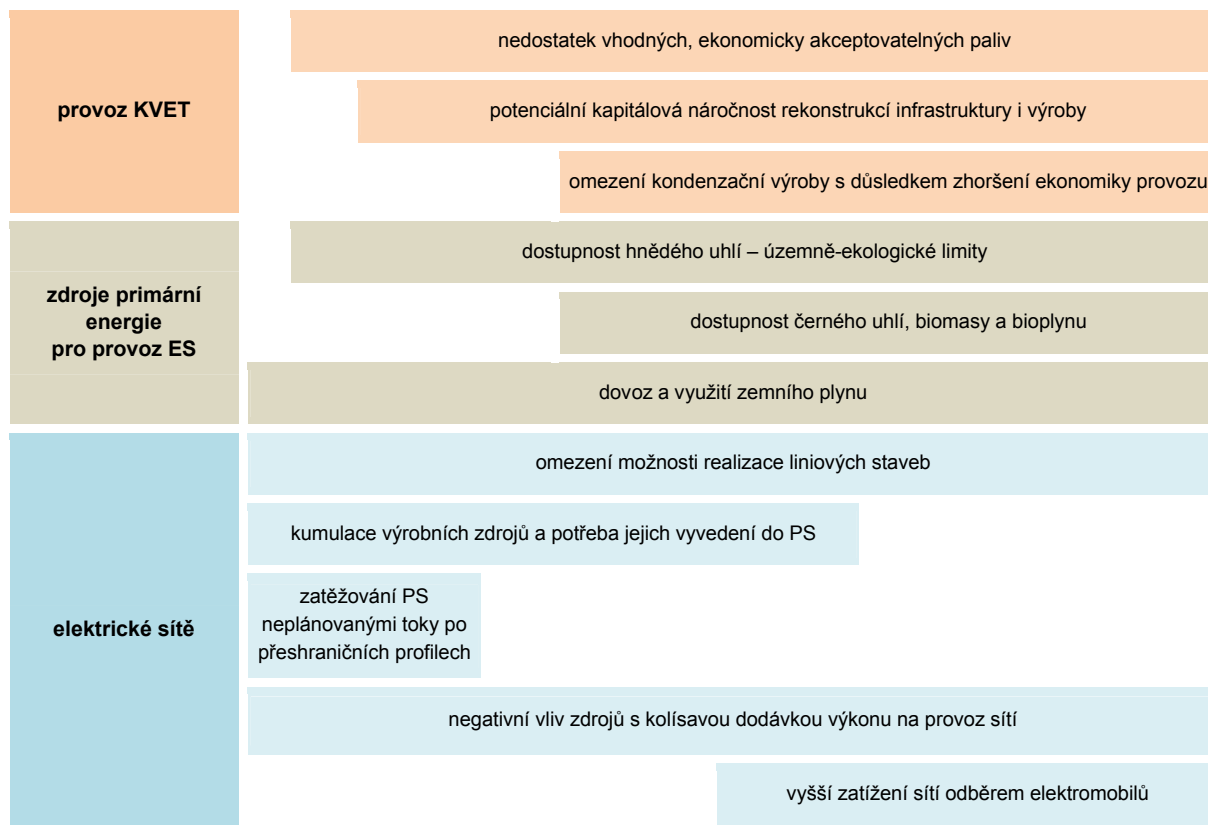
řiditelným průběhem výroby, **c)** riziko pozdní realizace či zamítnutí výstavby nových výrobních kapacit, **d)** riziko z provozu výroben velkých jednotkových výkonů,

4. **provoz KVET:** provoz teplárenství je ohrožen dominantně uplatněním územně-ekologických limitů na těžbu hnědého uhlí v důsledcích, a to zejména: **a)** nedostatkem vhodných, ekonomicky akceptovatelných paliv, **b)** potenciální kapitálovou náročností rekonstrukcí infrastruktury i výroby, **c)** omezení kondenzační výroby s důsledkem zhoršení ekonomiky provozu,
5. **zdroje primární energie pro provoz ES:** významnou nejistotou energetiky (zejména KVET) je otázka územně-ekologických limitů těžby hnědého uhlí; pro dlouhodobé směřování české energetiky je potřeba rozhodnutí zásadní, ať už bude rozhodnuto jakkoliv; studie řeší problematiku variantně s analýzou dopadů obou řešení na provoz ES,
6. **elektrické sítě:** rizikem provozu i rozvoje je zejména: **a)** omezení možnosti realizace liniových staveb, **b)** kumulace výrobních zdrojů ve vybraných oblastech a potřeba jejich vyvedení do PS, **c)** zatěžování přenosové sítě neplánovanými toky příhraničními profily, **d)** negativní vliv zdrojů s kolísavým výkonem, **e)** vyšší zatížení distribučních sítí vlivem nárůstu spotřeby elektromobilů.

Za hlavní rizika jsou přitom aktuálně považována zejména: 1. deformace tržního prostředí politikou na úrovni EU a zejména nejistotou jejího budoucího vývoje, 2. omezení rozvoje zdrojů s regulačními schopnostmi (související především s prvním bodem) a akcelerace rozvoje zdrojů vyžadujících navyšování regulace, 3. nedostatek zdrojů primární energie a 4. omezení rozvoje síťové infrastruktury.

Tab. 6 PŘEHLED A ČASOVÉ ZAŘAZENÍ RIZIK ROVNOVÁHY V ELEKTROENERGETICE





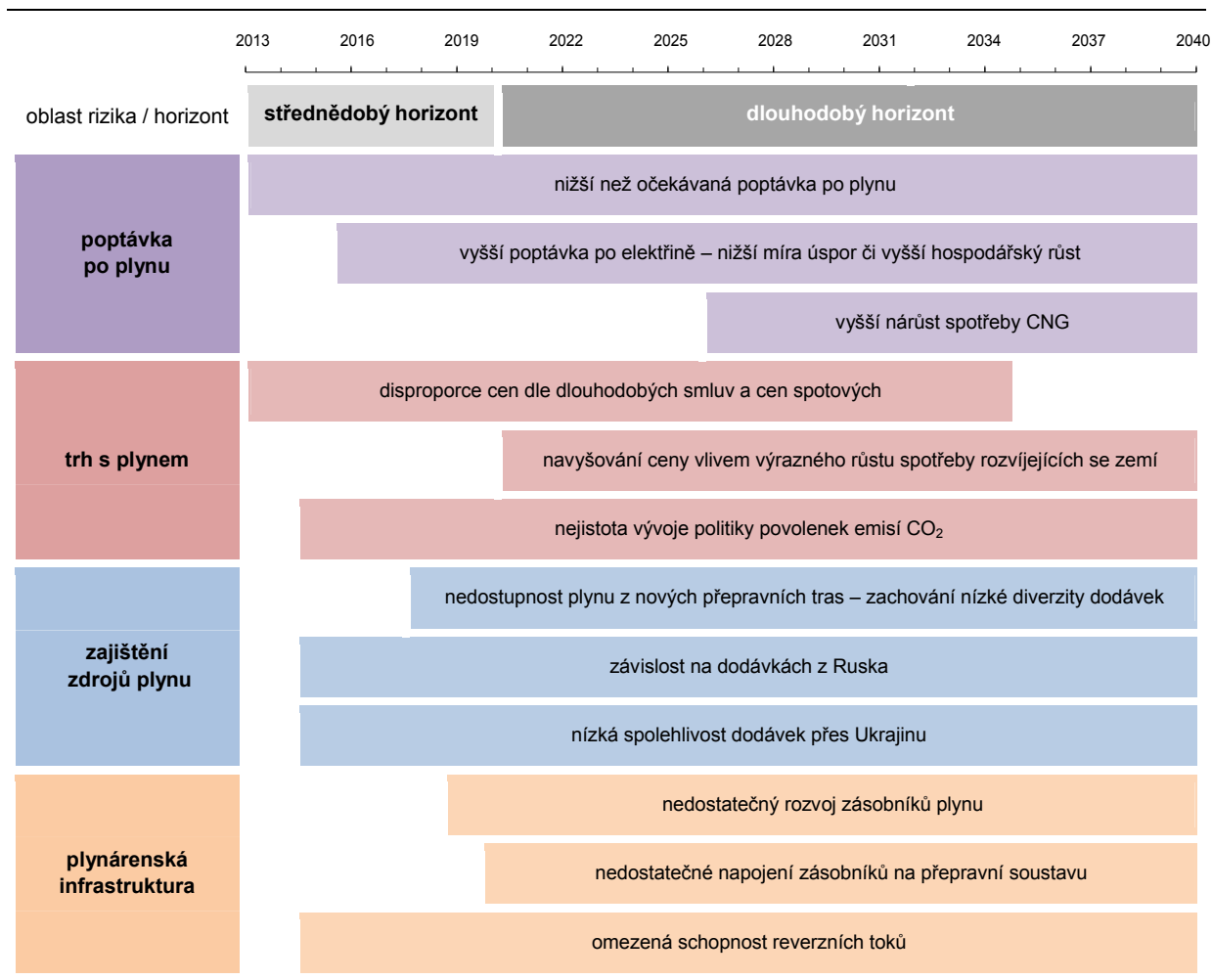
Identifikace rizik byla provedena také pro šest hlavních oblastí plynoenergetických bilancí. Nejdůležitější rizika shrnuje tento výčet a **tab. 7**:

- 1. poptávka po plynu:** a) riziko nižší spotřeby, způsobené zejména prodloužením období hospodářského útlumu, b) riziko vyšší spotřeby, způsobené nižšími úsporami či vyšším růstem ekonomiky, c) riziko vyššího nárůstu spotřeby CNG,
- 2. trh s plynem:** rizikem je zejména: a) disproporce cen plynu dle dlouhodobých smluv (vazba na ceny ropy dle olejového vzorce) a cen spotových; b) ve střednědobém a dlouhodobém horizontu navyšování ceny vlivem výrazného růstu spotřeby v rozvíjejících se zemích; c) vliv nejistoty a neočekávaného vývoje politiky povolenek na emise CO₂,
- 3. zajištění zdrojů plynu:** a) riziko nedostupnosti plynu z nových přepravních tras, a tedy zachování nízké diverzity zdrojů, b) riziko závislosti na dovozu z Ruska v případě nízké diverzifikace; c) nízká spolehlivost hlavní přepravní trasy přes území Ukrajiny s dopady na provozovatelnost a spolehlivost,
- 4. plynárenská infrastruktura:** rizikem provozu i rozvoje jsou zejména: a) nižší než potřebný rozvoj kapacity zásobníků plynu, zejména v situaci výrazného rozvoje využití plynu pro výrobu elektřiny a pro náhradu docházejícího hnědého uhlí, b) riziko nedostatečné kapacity napojení zásobníků plynu na přepravní soustavu ČR, c) riziko omezené schopnosti reverzních toků, způsobených zejména omezením či přerušením toku plynu z plynovodu Bratrství.

Za hlavní rizika provozu plynárenské soustavy jsou přitom aktuálně považována zejména: 1) nižší než potřebný rozvoj kapacity zásobníků plynu, zejména v situaci výrazného rozvoje využití plynu pro výrobu elektřiny a pro náhradu docházejícího hnědého uhlí, 2) riziko vyšší spotřeby, způsobené nižšími úsporami, vyšším růstem ekonomiky či vyšším nárůstem spotřeby CNG, 3) riziko nedostatečné kapacity napojení zásobníků plynu na přepravní

soustavu ČR, 4) riziko nedostupnosti plynu z nových přepravních tras, a tedy zachování nízké diverzity zdrojů,

Tab. 7 PŘEHLED A ČASOVÉ ZAŘAZENÍ RIZIK ROVNOVÁHY V PLYNÁRENSTVÍ



Výsledky analýz řešených variant rozvoje a provozu elektrizační a plynárenské soustavy ČR stručně shrnují následující **tab. 8** a **tab. 9**, a to vždy odděleně pro střednědobý a dlouhodobý horizont.

Tab. 8 Výběr hlavních závěrů z oblasti elektroenergetiky

Elektroenergetika	Střednědobý horizont (2013 až 2020)	Dlouhodobý horizont (2021 až 2040)
Trh s elektřinou	Existence výrazných investičních nejistot: ceny povolenek na emise CO ₂ , výše emisních restrikcí, dotační politika OZE a s tím související cenová hladina elektřiny.	Růst cen elektřiny, proporcionální růst cen povolenek na emise CO ₂ , prohloubení požadavků na snižování emisí přiměřené okolnostem.
Poptávka po elektřině	Ve srovnání s minulými predikcemi nižší růst spotřeby vívem nižších ekonomických výsledků, realizace úspor a mírné změny struktury spotřeby.	Mírný růst spotřeby ve výši 0,5 % meziročně; potenciál vysokého navýšení spotřeby vívem využití elektromobilů – celkově až 13 TWh ročně.
Zajištění zdrojů primární energie	ES se ještě nebude potýkat s deficitem tuzemského hnědého uhlí. Vzhledem k nutnosti realizace ekologických opatření, vynucených evropskou legislativou, se však zdrojová základna v tomto období bude na změny v primárních zdrojích energie připravovat. Dojde k nárůstu spotřeby zemního plynu z důvodu výstavby velkých paroplynových zdrojů.	Energetika bude řešit deficit hnědého uhlí v důsledku docházejících zásob a platnosti územních limitů pro těžbu. To vyvolá nároky na náhradu primárních zdrojů energie; půjde především o zemní plyn a černé uhlí. Význam OZE v podílu energie poroste, ale nebudou zajišťovat rozhodující část bilance.
Provoz a rozvoj zdrojové základny ES ČR	Do značné míry daný vývoj; realizace několika významných nových zdrojů (PPC Počerady 840 MW, hnědouhelný blok Ledvice 660 MW); zachování provozovatelnosti soustavy při exportním charakteru; dořešení dopadů Směrnice 2010/75/EU.	Nutnost realizace nových zdrojů, zejména dostavby JETE a denní akumulace ve výši nejméně 1000 MW; přiměřený růst OZE se zajištěním jejich regulovatelnosti; vyřešení náhrady za docházející hnědé uhlí.
Provoz a rozvoj elektrických sítí	Realizace plánovaných prvků v PS i DS pro zajištění připojení nových zdrojů i spotřeby; vyřešení problému velkých přenosů na mezistátních profilech.	Realizace koncepčního rozvoje PS, zejména jde o výstavbu vedení pro vyvedení výkonu nových jaderných bloků v nových koridorech a vedení pro další zdroje.

Tab. 9 Výběr hlavních závěrů z oblasti plynárenství

Plynárenství	Střednědobý horizont (2013 až 2020)	Dlouhodobý horizont (2021 až 2040)
Ceny zemního plynu	U evropských cen zemního plynu lze očekávat spíše stagnaci.	Předpokládá se obnovení růstového trendu ceny plynu. Průměrný růst cen zemního plynu na evropském trhu do roku 2040 by měl být výrazně mírnější než v období 2000–2012. Obdobný vývoj lze očekávat i v ČR.
Poptávka po zemním plynu	Na počátku období dojde k nárůstu vívem zprovoznění nového PPC Počerady. Skutečná spotřeba bude záviset na reálném využití zdroje dle cenových poměrů paliv a na ekonomickém vyhodnocení provozu. Další vývoj bude záviset na realizaci a využití dalších PPC a na míře substituce paliv u stávajících zdrojů	V dlouhodobém horizontu může spotřebu plynu v České republice významně navýšit případné zpoždění výstavby JE zdrojů a také vyšší využití CNG v dopravě.
Zdroje zemního plynu pro ČR	ČR bude vždy závislá na dovozech plynu ze zahraničí. Hlavním cílem je diverzifikace přepravních tras pro dodávky plynu (nejen z východu plynovodem Bratrství, ale i z dalších směrů) a napojení na připravované velké evropské plynovody.	Do roku 2035 je dodávka plynu pro Českou republiku smluvně zajištěna, je vhodné sledovat další možnosti dodávek pro případný nový kontrakt a situaci na trhu s plynem.
Provoz plynárenské soustavy	Dle stávajících předpokladů, které vychází z aktuálních publikovaných informací o záměrech na intenzifikaci a výstavbu nových zásobníků, dojde mezi roky 2012 a 2020 k intenzifikaci zásobníků a realizaci nových kapacit v úhrnné výši 900 mil. m ³ . To bude mít významný vliv na navýšení provozovatelnosti a spolehlivosti soustavy. Provoz soustavy do roku 2020 nejvýrazněji ovlivní zprovoznění CCGT 840 MW _e v roce 2013.	Pravděpodobně dojde k realizaci další CCGT 430 MW _e v r. 2038. Pro provoz budou významné i přechody některých stávajících výroben elektřiny a tepla z hnědého uhlí na zemní plyn a nutnost náhrady tříděného hnědého uhlí. Navýšení kapacity zásobníků bude činit asi 110 mil. m ³ . Provozovatelnost bude dostačující i pro zajištění výrazně teplotně podnormálních podmínek a současného omezení dovozu.
Infrastruktura plynárenské soustavy	Je potřeba zajistit připojení zásobníků přímo do přepravní soustavy a posílit severojižní propojení.	V dlouhodobém pohledu je nutné sledovat integraci plynárenské soustavy ČR do všech připravovaných budoucích plynovodů v regionu.

Je nezbytné zdůraznit význam vysoké provázanosti plynárenství se sektorem elektroenergetiky, teplárenství a oblastí úspor energie, kdy změny v jedné oblasti často ovlivňují rozvoj ostatních. Proto je žádoucí věnovat trvalou pozornost analýzám jak samotného plynárenství a elektroenergetiky, tak bezpečnosti zásobování energiemi obecně.

© 2013 OTE, a.s. – www.ote-cr.cz
Zpracováno ve spolupráci s EGÚ Brno, a.s..