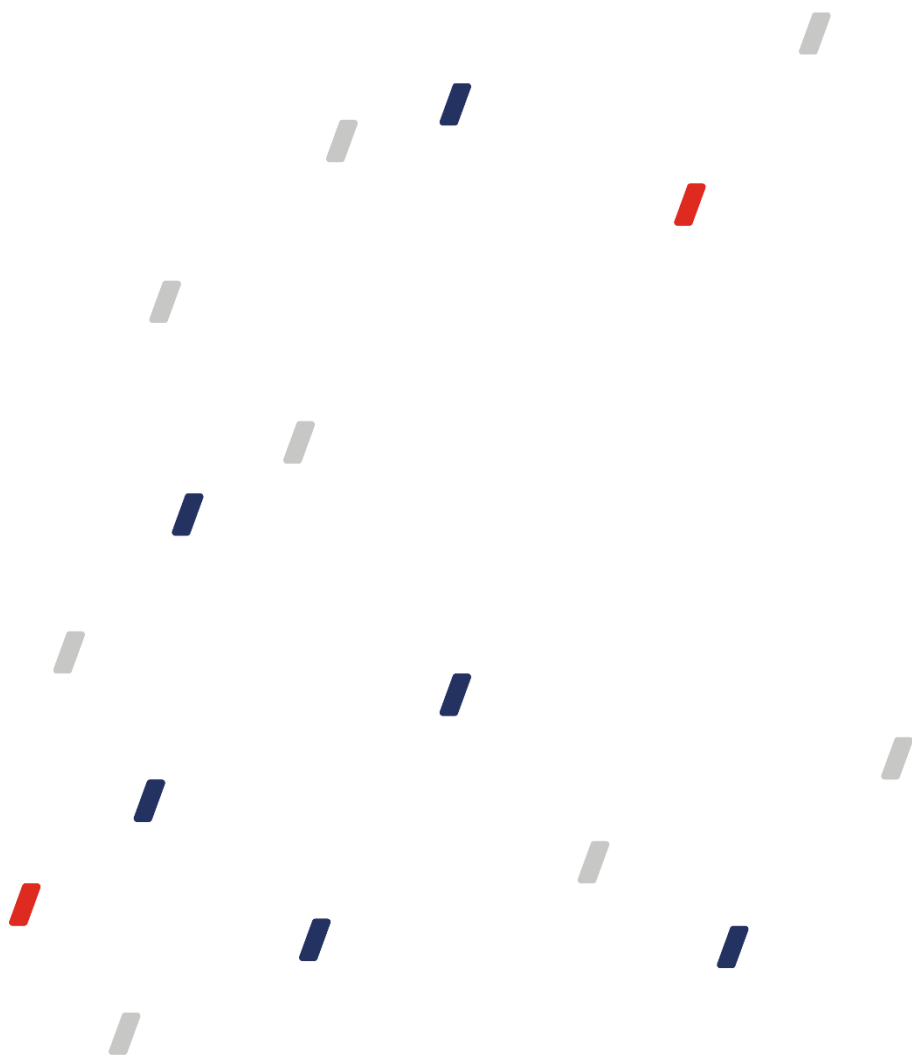


**KONZULTAČNÍ DOKUMENT**  
**PODLE ČLÁNKU 26 NAŘÍZENÍ KOMISE (EU)**  
**2017/460 ZE DNE 16. BŘEZNA 2017,**  
**KTERÝM SE ZAVÁDÍ KODEX SÍTĚ**  
**HARMONIZOVANÝCH STRUKTUR**  
**PŘEPRAVNÍCH SAZEB PRO ZEMNÍ PLYN**



# OBSAH

1	POUŽITÉ POJMY A ZKRATKY.....	1
2	ÚVOD .....	3
3	PRÁVNÍ PROSTŘEDÍ.....	3
4	DOLOŽKA.....	3
5	PROMĚNA TRHU S PLYNEM.....	3
6	POPIS A ROZVOJ PŘEPRAVNÍ INFRASTRUKTURY ČR .....	6
6.1	Popis přepravní soustavy .....	6
6.2	Plynovod GAZELA.....	7
6.3	Připravenost přepravní soustavy na vodík .....	7
7	POPIS NAVRHOVANÉ METODIKY STANOVENÍ REFERENČNÍCH CEN .....	8
7.1	Obecná východiska cenotvorby .....	8
7.2	Regulační režim a stanovení výnosů provozovatele přepravní soustavy.....	9
7.3	Referenční model podle NC TAR – určování referenčních cen metodikou podle vzdálenosti vážené kapacitou (CWD) s rozdělením výnosů na vstup/výstup v poměru 50/50 a s uplatněním 50% tarifní slevy u zásobníků.....	10
7.4	Cílový model .....	12
7.5	Regulační účet a jeho narovnávání .....	14
7.6	Odůvodnění souladu navrhovaného způsobu implementace s požadavky čl. 7 NC TAR .	14
7.7	Důvody odmítnutí ostatních metodologií.....	15
7.8	Srovnání navržené metodiky (cílový model) s metodikou popsanou v čl. 8 NC TAR .....	15
8	ORIENTAČNÍ INFORMACE O POLOŽKÁCH UVEDENÝCH V ČL. 30 ODS. 1 PÍSM. A) NC TAR .....	16
8.1	Lokality vstupních a výstupních bodů .....	16
8.2	Vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body .....	19
8.3	Předpokládaná smluvní kapacita ve vstupních a výstupních bodech.....	20
8.4	Množství a směr průtoku plynu pro vstupní a výstupní body .....	22
8.5	Znázornění struktury přepravní soustavy s přiměřenou úrovní podrobnosti .....	24
9	INFORMACE UVEŘEJŇOVANÉ NA ZÁKLADĚ ČL. 26 ODS. 1 PÍSM. A) BOD V) NC TAR .....	24
10	PŘEPRAVNÍ SAZBY ZALOŽENÉ NA KOMODITÁCH (POPLATEK NA ZÁKLADĚ PRŮTOKU) .....	25
10.1	Způsob stanovení poplatku na základě průtoku .....	25
10.2	Podíl povolených nebo cílových výnosů, který má být dle předpokladu těmito sazbami pokryt .....	25

10.3	Orientační přepravní sazby založené na komoditách .....	25
10.4	Korekce skutečných nákladů a výnosů u poplatku za průtok.....	26
10.5	Srovnávací index přidělování nákladů u sazeb založených na komoditě.....	26
11	<b>ROZDÍL V ÚROVNI PŘEPRAVNÍCH SAZEB V AKTUÁLNÍM OBDOBÍ A V OBDOBÍ, KTERÉHO SE KONZULTOVANÝ NÁVRH TÝKÁ.....</b>	<b>26</b>
11.1	Zjednodušený model sazeb .....	27
12	<b>PEVNÁ POUŽITELNÁ CENA .....</b>	<b>27</b>
13	<b>KONZULTACE V SOULADU S ČL. 28 NC TAR .....</b>	<b>27</b>
13.1	Nastavení úrovně multiplikátorů.....	27
13.2	Nastavení úrovně sezónních faktorů a výpočtů uvedených v čl. 15 NC TAR.....	29
13.3	Úroveň slev uvedených v čl. 9 odst. 2 a v čl. 16 NC TAR.....	29

# 1 POUŽITÉ POJMY A ZKRATKY

## **CWD model**

Metodika určování referenčních cen podle vzdáleností, vážených podle kapacity

## **ČR**

Česká republika

## **Energetický zákon**

Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů

## **ERÚ**

Energetický regulační úřad

## **EU**

Evropská unie

## **Gazprom, GPE**

Společnost Gazprom Export, LLC

## **Mezinárodní přeprava, tranzitní přeprava**

Využití přepravní soustavy na území ČR pro potřeby přepravy<sup>1</sup> plynu zákazníkům v jiných vstupně-výstupních systémech

## **NC CAM**

NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2017/459 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách a kterým se zrušuje nařízení (EU) č. 984/2013

## **NC TAR**

NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn

## **NET4GAS, provozovatel přepravní soustavy, TSO**

Společnost NET4GAS, s.r.o., držitel výlučné licence na přepravu plynu v České republice

## **PDS, DSO**

Provozovatel distribuční soustavy

## **PPZ**

Zákazník přímo připojený k přepravní soustavě

## **PZP**

Podzemní zásobník plynu

## **RAB**

Regulační báze aktiv

---

<sup>1</sup> Čl. 2 odst. 1 nařízení Evropského parlamentu a rady č. 715/2009.

## **Rozhodnutí**

Odůvodněné rozhodnutí podle čl. 27 odst. 4 NC TAR

## **VIP**

Virtuální hraniční bod<sup>2</sup>

## **Vnitrostátní přeprava**

Využití přepravní soustavy na území ČR pro potřeby přepravy plynu zákazníkům v České republice

## **WACC**

Referenční hodnota regulované míry výnosnosti

---

<sup>2</sup> Čl. 19 odst. 9 NC CAM

## 2 ÚVOD

Tento dokument slouží k provedení konečné konzultace před rozhodnutím v souladu s čl. 26 až čl. 28 NC TAR. Konzultační dokument uvádí návrh metodiky stanovení přepravních tarifů a příslušných regulovaných cen za službu přepravy a jeho veřejné konzultaci. Tarify stanovené podle konzultované metodiky budou v případě České republiky účinné od 1. ledna do 31. prosince 2025.

Na základě podnětů a připomínek vznesených k tomuto dokumentu v rámci veřejné konzultace vydá ERÚ rozhodnutí podle čl. 27 odst. 4 NC TAR, které bude zveřejněno nejpozději do 31. května 2024.

Při tvorbě konzultačního dokumentu bylo hledáno takové řešení, které bude zcela v souladu se závaznými ustanoveními NC TAR a bude zohledňovat změny, které nastaly v návaznosti na válku na Ukrajině, a jejich dopady na trh s plynem a na činnost přepravy plynu. Zároveň bude minimalizovat negativní dopady na jednotlivé skupiny účastníků trhu s plynem v České republice a zajistí fungování kritické infrastruktury.

V tomto dokumentu jsou popsány aspekty, které bral ERÚ v úvahu, dále jsou shrnuty výsledky přípravy implementace a návrh budoucí tarifní struktury.

## 3 PRÁVNÍ PROSTŘEDÍ

NC TAR ukládá vnitrostátnímu regulačnímu orgánu nebo provozovateli přepravní soustavy, aby v souladu s rozhodnutím daného vnitrostátního regulačního orgánu provedl úkony stanovené v čl. 5 odst. 1, čl. 26 odst. 1, čl. 27 odst. 1, čl. 29 a čl. 30 NC TAR.

ERÚ toto rozdělení kompetencí posoudil v kontextu platného legislativního rámce v ČR se závěrem, že bude z níže uvedených důvodů subjektem odpovědným za požadované úkony.

NC TAR je jako nařízení Komise EU přímo použitelnou součástí právního řádu ČR. Problematika upravovaná v NC TAR je dále ve vztahu k ERÚ stanovena zákonem č. 265/1991 Sb., o působnosti orgánů České republiky v oblasti cen, ve znění pozdějších předpisů (zákon o cenách), a energetickým zákonem. V rámci právního řádu ČR je v otázce naplnění požadavků nařízení nutné vycházet především z ustanovení § 2c zákona č. 265/1991 Sb. ERÚ má zákonem danou kompetenci v oblasti regulace cen a svěřovat sám sobě tuto kompetenci prostřednictvím rozhodnutí ve správním řízení je nejen nadbytečné, ale z hlediska ústavních principů dokonce nepřijatelné.

Proto pokud je požadovaným výsledkem rozhodnutí skutečnost, že činnosti podle NC TAR, které jsou předmětem rozhodnutí, vykonává v úplném rozsahu a výlučně ERÚ (jak požaduje zákon č. 265/1991 Sb. ve spojení s energetickým zákonem již nyní), pak platí, že nevydání rozhodnutí o uložení povinnosti provozovatele přepravní soustavy k provedení určité činnosti znamená, že uvedenou činnost (ze zákona) provede ERÚ. Pravidla všech tří uvedených předpisů se v daném případě ve své podstatě shodují s cílem zajistit smysl a účel NC TAR.

## 4 DOLOŽKA

ERÚ předkládá konzultační dokument vypracovaný v souladu s platnou legislativou na základě vlastních informačních zdrojů a informací poskytnutých provozovatelem přepravní soustavy, společností NET4GAS, s.r.o.

Veškeré výpočetní modely předkládané do veřejné konzultace vycházejí z dat, informací a předpokladů známých ke dni zahájení konzultace podle čl. 26 NC TAR.

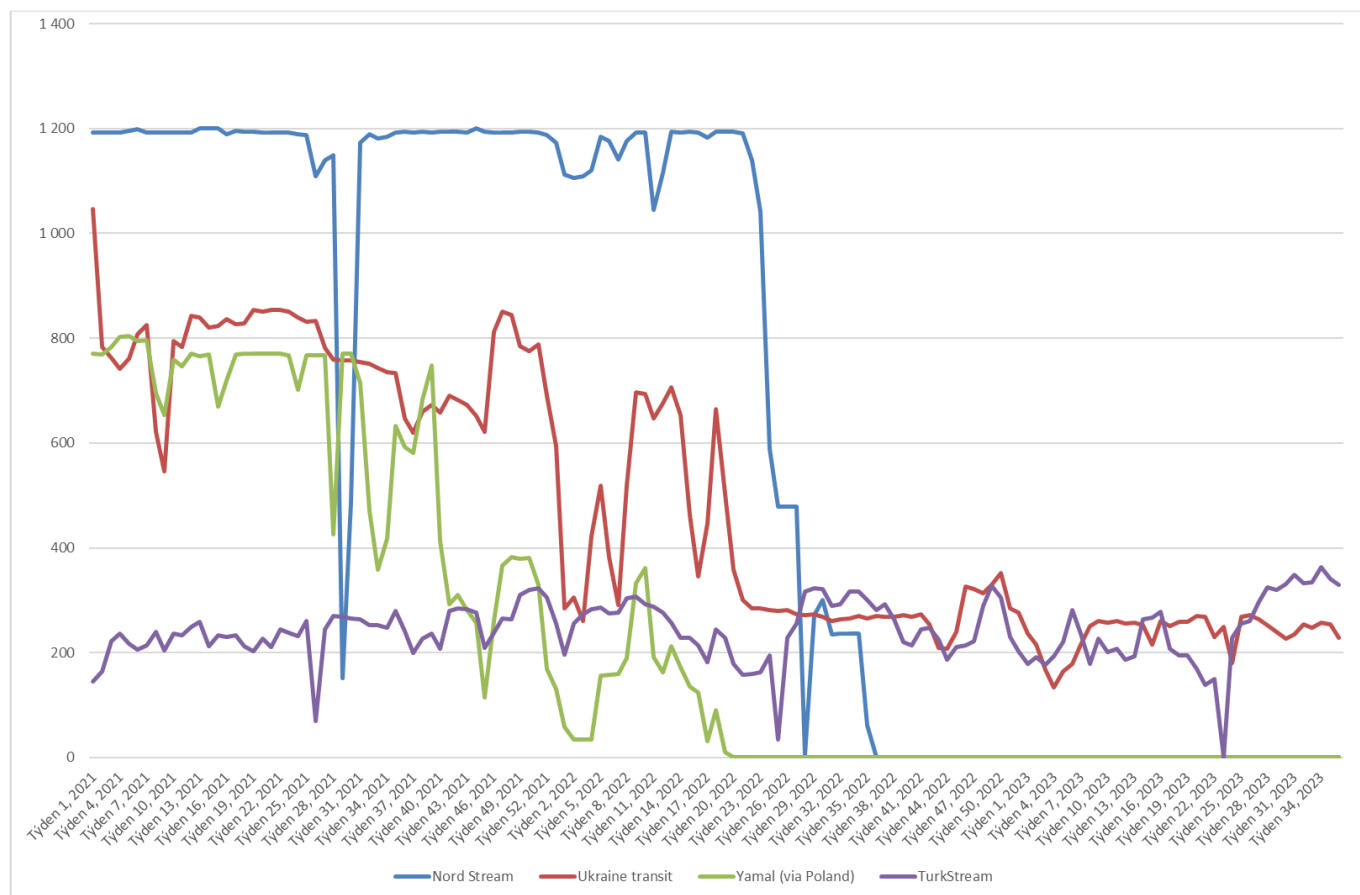
Konzultační dokument je určen výhradně pro účely stanovené v NC TAR.

## 5 PROMĚNA TRHU S PLYNEM

Se začátkem ruské války na Ukrajině v roce 2022 vstoupila evropská energetická politika do nové éry, kdy mj. čelí i důsledkům přerušení ruských energetických vazeb s Evropou. Nová realita, která se projevila řadou narušení jak fyzických toků plynu, tak i tržních dodávek, vyústila v balíček legislativních protiopatření v rámci REPowerEU s cílem poskytnout evropským zákazníkům bezpečnou, spolehlivou a dostupnou energii.

Během roku 2022 došlo na několika zásobovacích trasách k přerušení dodávek plynu společností Gazprom do Evropy, což vedlo k turbulencím na komoditních trzích. Nejvýraznější narušení toku představovalo ukončení přepravy plynu plynovody Yamal Europe, údajná technická omezení na Nord Streamu 1 následována čtyřmi úniky v plynovodech Nord Stream 1 a 2, a také snížení toku přes vstupní bod Sokhranivka přes Ukrajinu. Snížené dodávky plynu z Ruska do EU trvají i v roce 2023.

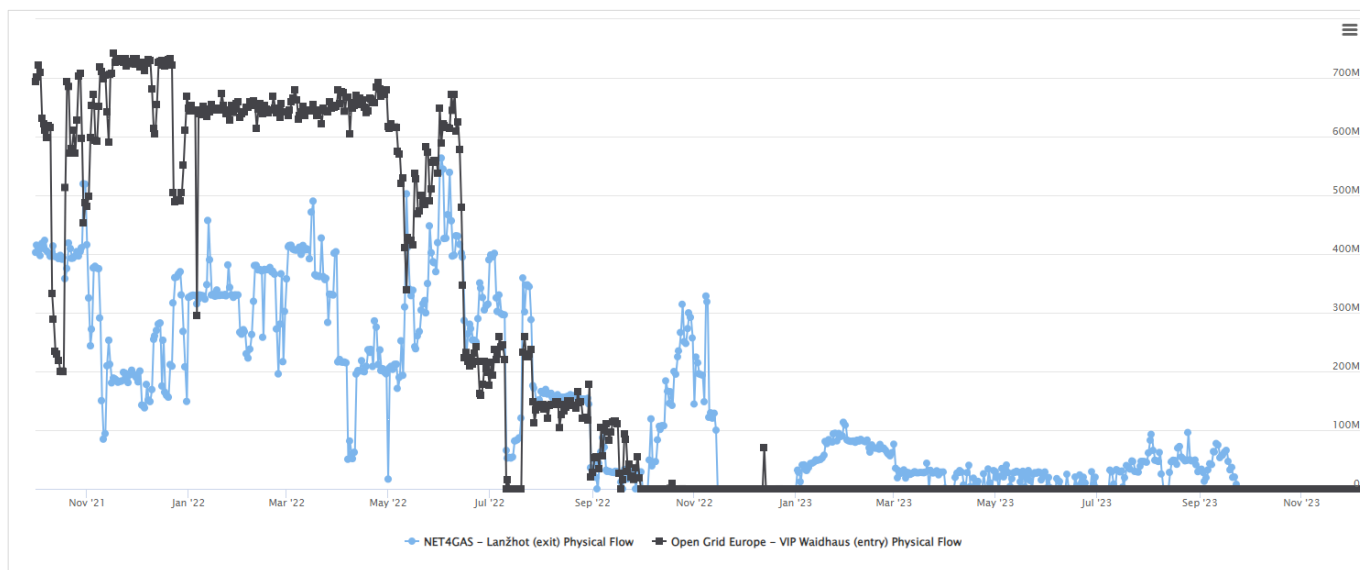
**Graf 1 Dovoz plynu do EU a Velké Británie z Ruska týdně v letech 2021–2023 podle tras v mil. metrech kubických<sup>3</sup>**



Dodávky Gazpromu byly zastaveny nebo podstatně omezeny evropským zákazníkům v Rakousku, Bulharsku, České republice, Dánsku, Finsku, Francii, Německu, Řecku, Itálii, Polsku, Nizozemsku a na Slovensku. Toky plynu přes, z pohledu tranzitu plynu klíčové, české výstupní propojovací body od července 2022 výrazně poklesly.

<sup>3</sup> Inc. Statista; Statista Research Department (září 2023); Online; Dostupné z <https://www.statista.com/statistics/1331770/eu-gas-imports-from-russia-by-route/>

**Graf 2** NET4GAS Lanžhot a Waidhaus (VIP výstupní body) – Denní fyzický tok v kWh/d, 01.10.2021 – 06.12.2023<sup>4</sup>



Změny toků plynu v evropských přepravních soustavách měly dopad i na trh s přepravní kapacitou.

„Trh s kapacitou také od roku 2022 čelil strukturálním změnám: používání produktů krátkodobé rezervace kapacit se zvýšilo v reakci na pokračující přesměrování toků ze severozápadní Evropy na východ. To vyvolává potřebu upravit mechanismy přepravy plynu, když se objeví vyšší rozptyly mezi evropskými plynovými uzly a nastanou úzká hrdla, a stejně tak zmírnit dopady smluvního překročení kapacit v celé EU.“<sup>5</sup>

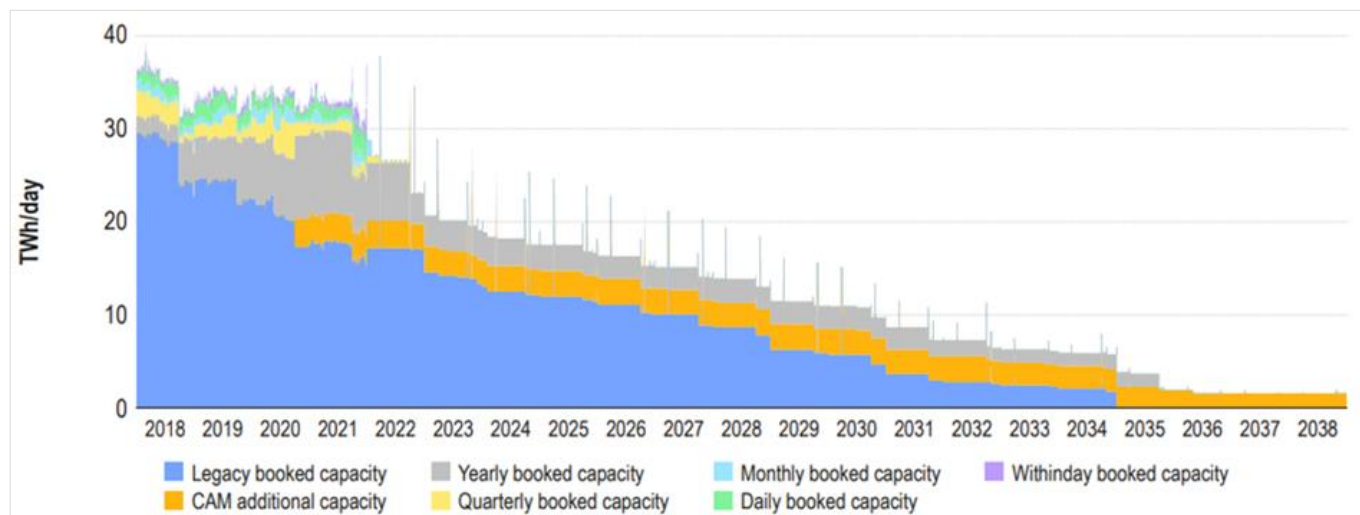
Evropské závazky v oblasti klimatu přidělily plynu přechodnou roli při transformaci energetického sektoru směrem ke klimatické neutralitě a vodíkovému hospodářství. V důsledku právních a regulačních požadavků, jako je balíček evropské taxonomie, vedl vývoj rezervované kapacity a vypršení platnosti dlouhodobých kapacitních smluv k nižší předvídatelnosti budoucích tranzitních toků, a to ještě před ruskou agresí na Ukrajinu. Vývoj dlouhodobých a krátkodobých kapacitních smluv znázorňuje Graf 3.

<sup>4</sup> Entso-g transparency platform; [transparency.entso-g.eu](https://transparency.entso-g.eu/#/points/data?from=2021-10-01&points=cz-tso-0001itp-00051exit%2Cde-tso-0009itp-00538entry); Online; Dostupné z <https://transparency.entso-g.eu/#/points/data?from=2021-10-01&points=cz-tso-0001itp-00051exit%2Cde-tso-0009itp-00538entry>.

<sup>5</sup> European Parliament, Study requested by the ITRE Committee, The Revision of the Third Energy Package for Gas, November, 2022. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2022/734009/IPOL\\_STU\(2022\)734009\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2022/734009/IPOL_STU(2022)734009_EN.pdf), str. 59-60



**Graf 3 Vývoj rezervované kapacity v EU a vypršení platnosti stávajících kapacitních smluv v příslušných bodech CAM<sup>6</sup>**



Podle analýzy agentury ACER: „Význam a struktura dlouhodobých smluv o dodávkách plynu do budoucna je důležitou otázkou, kterou je třeba přehodnotit. Navzdory skutečnosti, že dlouhodobé smlouvy v posledních letech poklesly a pravděpodobně tomu tak bude i nadále, takové historické smlouvy stále kryjí 80 % poptávky po plynu v EU (přibližně 40 % dlouhodobých smluv je podepsáno s Gazpromem).“<sup>6</sup> Vysoký podíl dlouhodobých kapacitních smluv Gazpromu otevřel nové nejistoty a systémová rizika pro poskytovatele kapacit (TSO). Snížení objemu komoditních dodávek a porušení dlouhodobých termínovaných smluv o dodávkách plynu do Evropy ze strany Gazpromu může rovněž narušit fungování kapacitních trhů a zpochybnit současné nastavení národních regulačních rámců, zejména v zemích postižených narušením koridoru pro dopravu plynu z východního směru.

REPowerEU přinesl důraz na bezpečnost evropských dodávek energie před zimou 2022 i zvýšení významu podzemních zásobníků plynu. Lze konstatovat, že došlo k opětovnému vyzdvížení jejich přínosu pro bezpečnost dodávek plynu v období, kdy objemy toků plynu přes vstupní body nepokryjí spotřebu v dané lokalitě. Realizace legislativních opatření, jako je zavedení slev na tarify související s přepravou z/do PZP, primárně motivovala účastníky trhu k dosažení cílů urychleného plnění plynu do zásobníků, ale sekundárně přesunula alokaci příslušných nákladů na jiné body soustavy. ERÚ sledoval vývoj evropské úrovně slev z tarifů za přepravu do a z podzemních zásobníků plynu a dne 10. května 2022 zveřejnil cenové rozhodnutí č. 2/2022, kterým na těchto místech zavedl 100% slevu. To bylo provedeno s využitím možnosti podle Nařízení (EU) 2022/1032 aktualizujícího Nařízení (ES) 715/2009 a v souladu s čl. 9 odst. 1 NC TAR, kde se počítalo se slevou ve výši nejméně 50 %, která se má uplatnit na tarify za přepravu podle kapacity ve vstupních bodech a výstupních bodech skladovacích zařízení. Před uplatněním této 100% slevy byla v České republice aplikovaná sleva ve výši 70 %.

## 6 POPIS A ROZVOJ PŘEPRAVNÍ INFRASTRUKTURY ČR

### 6.1 Popis přepravní soustavy

Přepravní soustava zahrnuje plynovody pro mezinárodní a vnitrostátní přepravu plynu o celkové délce cca 4 058 km, se jmenovitými průměry od DN 80 do DN 1400 a se jmenovitými tlaky od 4 do 8,5 MPa.

Přepravní soustavu lze rozdělit do čtyř hlavních větví. Severní větev vede z Lanžhotu do Brandova/Hory Svaté Kateřiny, jižní větev z Lanžhotu do Rozvadova a západní větev propojuje větev severní s větví jižní v oblasti západních Čech. Ve východní části země pak tzv. moravská větev zajišťuje dodávky plynu do

<sup>6</sup> ACER and CEER, 2022, Annual report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021. Gas Wholesale Markets Volume. July 2022

moravských regionů a napojuje se na polskou přepravní síť. Severní, jižní a západní větve jsou propojeny v klíčových rozdělovacích uzlech Malešovice, Hospozín a Přimda.

Plyn je na vstupu do a na výstupu z České republiky přejímán a předáván, tzn. objemově a kvalitativně měřen, na hraničních předávacích stanicích mezi Českou republikou a Slovenskem v Lanžhotě, mezi Českou republikou a Německem v Hoře Svaté Kateřiny, Olbernhau, Brandově (spolková země Sasko) a Waidhausu (spolková země Bavorsko) a mezi Českou republikou a Polskem je plyn měřen v polském Těšíně.

Ze systému dálkové (tranzitní) přepravy se plyn dostává do systému vnitrostátní přepravy prostřednictvím předávacích stanic. Vnitrostátní částí přepravní soustavy je plyn dopravován přes předávací stanice do jednotlivých distribučních soustav v jednotlivých regionech, k zákazníkům přímo připojeným k přepravní soustavě a do zásobníků plynu.

Požadovaný tlak v plynovodech je zajišťován pěti kompresními stanicemi, které se nacházejí na severní větvi v Kralicích nad Oslavou, Kouřimi a v Otvicích a na jižní větvi ve Veselí nad Lužnicí a v Břeclavi. Všechny kompresní stanice s výjimkou kompresní stanice Otvice jsou schopny obousměrného provozu. Celkový instalovaný výkon kompresorů je 281 MW.

**Tabulka 1 Kompresní stanice přepravní soustavy a jejich výkony**

Kompresní stanice	Otvice	Kralice nad Oslavou	Kouřim	Břeclav	Veselí nad Lužnicí
Počet turbosoustrojí a jejich jednotlivé výkony	3 x 8 MW	5 x 6 MW	5 x 6 MW	9 x 6 MW	6 x 6 MW
		2 x 13 MW	2 x 13 MW	1 x 16 MW	
		1 x 12 MW	1 x 12 MW	1 x 15 MW	
Instalovaný výkon	24 MW	68 MW	68 MW	85 MW	36 MW
<b>Celkový instalovaný výkon pro přepravu</b>	<b>281 MW</b>				

## 6.2 Plynovod GAZELA

Plynovod GAZELA, který je propojen s plynovodem OPAL u obce Brandov a prostřednictvím hraniční předávací stanice Rozvadov-Waidhaus s přepravní soustavou MEGAL, byl v roce 2011 rozhodnutím ERÚ vyjmut z povinnosti umožnění přístupu třetích stran podle podmínek energetického zákona a z povinnosti vlastnického oddělení provozovatele přepravní soustavy ve smyslu § 67 energetického zákona, a to na období do 1. ledna 2035. Tuto skutečnost potvrdila Evropská komise v roce 2011 rozhodnutím o udělení výjimky z přístupu třetích stran podle čl. 36 směrnice 2009/73/ES. Tento plynovod tak má udělen zvláštní statut a nemají k němu přístup všichni účastníci trhu s plynem. Plynovod GAZELA slouží za normálního provozního stavu výhradně k tranzitní přepravě plynu z plynovodu OPAL dále na jih Německa a není využíván pro potřeby zásobování České republiky. Předmětné rozhodnutí vyjímá přímou průtokovou kapacitu plynovodu GAZELA ve výši maximálně 30 mld. m<sup>3</sup>/rok z povinnosti umožnit přístup třetím osobám za regulovanou cenu (čl. 32, čl. 33 a čl. 34 směrnice 2009/73/ES) a z regulace sazeb (čl. 41 odst. 6, čl. 8 a čl. 10 směrnice 2009/73/ES) na dobu 23 let.

## 6.3 Připravenost přepravní soustavy na vodík

V návaznosti na Evropskou vodíkovou strategii a cíle Zelené dohody pro Evropu se Vodíková strategie České republiky (dále jen „Strategie“) zaměřuje na období 2021–2050, na jehož konci by Česká republika měla dosáhnout klimatické neutrality. V počáteční fázi klade Strategie důraz na zajištění rovnováhy mezi výrobou a spotřebou vodíku, aby se zajistilo efektivní využití dostupných zdrojů. Strategie analyzuje jednotlivé pilíře a identifikuje prioritní oblasti, které je třeba rozvíjet, ale i ty, jejichž rozvoj spíše nelze doporučit. Cílem Strategie je urychlení procesu implementace vodíkových technologií napříč hospodářskými odvětvími při minimalizaci s tím spojených nákladů.

V budoucnu se dle Strategie očekává, že Česká republika bude muset dovážet vodík ze zemí, kde jsou podmínky pro výrobu obnovitelného vodíku výhodnější, protože mají více slunečního svitu a větru.

Pro import vodíku bude nutné připravit infrastrukturu a vodík by mohl nahradit současný dovoz plynu a ropy. Strategie dále uvádí, že Česká republika může být významným hráčem na poli přepravy vodíku z jihu na sever a z východu na západ.

V návaznosti na výše uvedené je nezbytné předpokládat klíčovou roli provozovatele přepravní soustavy, která bude reflektovat změny související s prosazováním dekarbonizačních cílů v rámci EU a výhodné geografické polohy České republiky pro budoucí tranzit nízkouhlíkových druhů plynů. Ve střednědobém horizontu se dá velmi pravděpodobně očekávat přeprava směsi vodíku s plynem, tak i přeprava vodíku v separátních plynovodech.

Co se týče konkrétní přepravy vodíku, tak dostupné externí studie předpokládají, že přeprava vodíku v přepravní soustavě je již technicky možná. Příprava přepravní soustavy (její tzv. repurposing), resp. celé české plynárenské soustavy, na možnost přepravy vodíku si ovšem vyžádá důkladné zkoumání jejích technických možností. Související potřebné změny v platné legislativě ukotvující vodík jako samostatné plynné palivo v energetice jsou očekávány vstoupit v platnost v průběhu roku 2024.

V prosinci 2022 byl zahájen proces výběru projektů na nový unijní seznam projektů společného zájmu. Společnost NET4GAS na tento seznam nominovala dva projekty vodíkové infrastruktury. Jedná se o projekt Středoevropský vodíkový koridor, česká část (Central European Hydrogen Corridor, Czech part, CEHC) a projekt Česko-německé vodíkové propojení, česká část (Czech German Hydrogen Interconnector, Czech part, CGHI).

Evropská komise přijala v listopadu 2023 první unijní seznam projektů společného zájmu a projektů ve společném zájmu dle nařízení (EU) 2022/869, který by měl nabýt právní moci počátkem roku 2024. Na tento seznam byly zařazeny i oba projekty společnosti NET4GAS, projekt CGHI jako projekt společného zájmu a projekt CEHC jako generický koridor.

## 7 POPIS NAVRHOVANÉ METODIKY STANOVENÍ REFERENČNÍCH CEN

### 7.1 Obecná východiska cenotvorby

Změny na plynárenském trhu EU pod vlivem geopolitických důvodů, které významně ovlivňují využití přepravního systému v ČR, způsobily, že:

- poměry rozdělování nákladů soustavy (nákladové alokační klíče) uplatňované do roku 2023 nereflktují aktuální stav využití individuálních aktiv přepravního systému pro přepravu v rámci systému (vnitrostátní) a přepravu mezi systémy (tranzitní) a
- regulace režimem cenového stropu nemůže mít nadále rozhodující význam v nastavení regulatorního rámce, který měla v situaci dominantní role mezinárodního tranzitu.

V případě poskytování služby přepravy plynu nelze korektně ocenit riziko spojené s historickými rezervacemi kapacit ze strany hlavního ruského zákazníka (GPE), které se již projevilo a s pravděpodobností blížící se jistotě by se i nadále projevilo v podobě úmyslného neplnění přepravních smluv a úplného výpadku plateb, a tedy by vedlo k nepokrytým nákladům přepravní soustavy a nedostatku finančních prostředků. Toto riziko lze vhodným způsobem diverzifikovat pouze s participací dalších uživatelů systému.

Použití/plánování nehrazených kapacit GPE pro cenotvorbu v režimu odděleného cenového stropu pro tranzit by vedlo k problému zacyklení, kdy riziková prémie (ve WACC) spojená zejména s předmětným kreditním rizikem a odpovídající tranzitní ceny by musely být nastaveny na úroveň přiměřeně zaručující skutečnou úhradu nákladů. Příslušné náklady tedy reálně mohou pokrýt pouze ostatní uživatelé soustavy, pokud za své kapacity GPE neplatí. Na druhou stranu je také přirozené, že výnosy v budoucnu pocházející z případné faktické úhrady GPE závazků na základě právního vymáhání předmětných pohledávek budou do regulovaných cen navraceny.

Metodika referenčních cen CWD na základě reálných (a hrazených) smluvních/plánovaných kapacit je nejlepším řešením, jak reagovat na současnou situaci a jak správně diverzifikovat rizika. Je však třeba si uvědomit, že celkové nastavení regulačního rámce musí rovněž reflektovat možný budoucí vývoj toků plynu, které je za současných podmínek velmi obtížné předvídat.

Rozhodnutí podle čl. 27 odst. 4 NC TAR (Energetický regulační věstník č. 3/2019 z 27. května 2019) položilo základy pro aplikaci metodiky CWD v rámci duálního vnitrostátního/tranzitního přepravního systému a v rámci duálního regulačního režimu (výnosový strop/cenový strop) odpovídajícího dvěma samostatným nákladovým základnám. Toto nákladové oddělení a odchýlení se od standardního, v EU převažujícího systému jediného výnosového stropu, bylo motivováno historickým vývojem a dominantní tranzitní rolí českého přepravního systému. Zásady cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující pak následovaly rozhodnutí dle NC TAR pouze s některými parametrickými změnami.

**Pro účely této konzultace NC TAR je pracováno pouze s obdobím jednoho roku 2025**, a to zejména vzhledem k existující nejistotě ohledně budoucích tranzitních toků přes Českou republiku. Z tohoto důvodu rovněž ERÚ nezavádí regulační režim jediného výnosového stropu, ve kterém by se v případě nízkého objemu tranzitních toků mohlo stát, že vnitrostátní zákazníci ponесou nepřiměřeně vysoký podíl celkových nákladů přepravní soustavy. **ERÚ navrhuje ponechat v platnosti duální režim regulace prostřednictvím výnosového stropu pro zákazníky uvnitř systému a cenového stropu pro zákazníky mezi systémy.** Na rozdíl od předchozího období je však vzhledem ke změněné situaci zesílen význam režimu výnosového stropu vůči režimu cenového stropu (měřeno poměrem předpokládaných kapacit a regulovaných výnosů).

Přínosem stanovení metodiky pouze na rok 2025 by mělo být i to, že následující cenová konzultace NC TAR by sjednotila období podle evropského právního předpisu s obdobím nové národní regulační periody, tudíž by nastavení regulačního rámce a cen do budoucna vycházelo ze stejných předpokladů a vstupů.

## 7.2 Regulační režim a stanovení výnosů provozovatele přepravní soustavy

Hlavním regulačním režimem pro přepravu plynu, který by měl i v nepříznivé situaci nízkých toků zaručit úhradu nákladů potřebné kritické infrastruktury, byl zvolen režim výnosového stropu. Tedy režim s existencí regulačního účtu zajišťující možnost přiměřené reakce na nejistotu spojenou zejména s budoucími toky plynu mezi systémy, která by mohla ohrozit provoz a poskytování služby přepravní soustavy a finanční stabilitu jejího provozovatele, s níž je úzce spojeno plnění povinností zajistit bezpečný, spolehlivý a hospodárný provoz, údržbu, obnovu a rozvoj přepravní soustavy. Navíc by mohla vést i k nežádoucímu odstavení částí soustavy se zvýšenými doprovodnými náklady a k omezení možnosti jejich budoucího opětovného využití v případě změn toků plynu, či za účelem přepravy nízkoemisních plynů a naplňování cílů dekarbonizace.

Jako vedlejší regulační režim bude použit režim cenového stropu, který bude z hlediska udržení konkurenceschopnosti přepravních tras plynu a optimalizace možnosti dosažení dodatečných výnosů uplatněn přiměřeně a výhradně pro cenotvorbu u přepravy mezi systémy.

Tyto dva režimy budou tvořit společný systém regulace a budou vhodně provázány tak, aby v případě nízkých toků plynu mezi systémy byla provozovateli přepravní soustavy poskytnuta jistota přiměřených výnosů k úhradě nákladů nezbytného rozsahu kritické infrastruktury, a naopak v případě zvýšených toků plynu mezi systémy bude definovaná část výnosů regulovaná pod cenovým stropem zahrnuta do regulačního účtu.

Mezi výchozí předpoklady tvorby regulovaných výnosů pro činnost přepravy plynu na rok 2025 pro výpočet přepravních sazeb uvedených v tomto dokumentu patří:

- regulované výnosy vycházejí z plánovaných investic a odpisů, plánovaných provozních nákladů vycházejících z 3letého průměru historických nákladů a WACCu aplikovaného na majetkovou základnu RAB,
- použití regulované výnosové míry (WACC) ve výši 6,51 % v režimu výnosového stropu aplikované na příslušnou část celkové RAB soustavy,
- použití regulované výnosové míry (WACC) ve výši 9,35 % v režimu cenového stropu aplikované na příslušnou část celkové RAB soustavy.

Regulovaná výnosová míra WACC ve výši 9,35 % v sobě zahrnuje rizikovou prémii 4,39 % zohledněnou do nákladů vlastního kapitálu, která vychází ze simulace nedostatečného objemu tranzitních výnosů v případě dosažení nižších skutečně rezervovaných přeshraničních kapacit než plánovaných hodnot

kapacit použitých v CWD modelu pro stanovení referenčních cen (190 GWh/den/rok). V simulaci byl zároveň zvolen objem rezervované kapacity ve výši 50 GWh/den/rok jako spodní úroveň, pro níž byl zvolen předpoklad jejího naplnění, a tedy její podkročení je považováno za nepravděpodobné. Naplnění hranice plánovaných kapacit až do výše 190 GWh/den/rok podléhá riziku nedostatečných skutečných rezervací a takovému jevu je přiřazena pravděpodobnost 25 %. Riziko uvedených nedostatečně rezervovaných kapacit je výnosově oceněno (v referenčních CWD cenách kalkulovaných bez rizikové premie ve WACC) a takto stanovený objem výnosů v riziku<sup>7</sup> („revenue at risk“) je považován za základnu pro stanovení odpovídající rizikové premie zahrnuté do WACC v režimu cenového stropu.

### 7.3 Referenční model podle NC TAR – určování referenčních cen metodikou podle vzdálenosti vážené kapacitou (CWD) s rozdělením výnosů na vstup/výstup v poměru 50/50 a s uplatněním 50% tarifní slevy u zásobníků

V souladu s požadavky NC TAR je v konzultačním dokumentu obsažen výpočet referenčního modelu pro možnost porovnání se zvoleným (cílovým) modelem. Referenční modelový výpočet sazeb je založen na těchto předpokladech:

- stavebními bloky celkových výnosů za přepravu v rámci systému a přepravu mezi systémy jsou provozní náklady, odpisy a zisk;
- použití metodiky určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážené podle kapacity (CWD) s rozdělením výnosů 50/50 na vstupní a výstupní body (čl. 8 NC TAR);
- uplatnění 50% slevy na sazby pro podzemní zásobníky.

Za uvedených podmínek vstupy pro cenotvorbu ve zvoleném období vypadají následovně:

**Tabulka 2 Vstupy pro cenotvorbu dle podmínek**

Výnosy [mil. Kč]	2025
Celkové regulované výnosy	6 316

Předpokládané smluvní kapacity	
ENTRY [MWh/den/rok]	2025
VIP Brandov	426 566
VIP Lanžhot	0
VIP Waidhaus	0
Český Těšín	0
Zásobníky plynu (CZ)	135 112
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	9 361
<b>CELKEM</b>	<b>571 039</b>
Entry hraniční bod v rámci systému	236 566
Entry hraniční bod mezi systémy	190 000

<sup>7</sup> Vzhledem ke skutečnosti, že referenční ceny pro přepravu mezi systémy stanovené prostřednictvím CWD metodologie (s rizikovou premií) byly sníženy na úroveň konkurenceschopného cenového benchmarku (viz kapitola 7.4), tak se vypočtená riziková premie a výsledný WACC v plném rozsahu v těchto cenách neprojeví a zvýšená část oceněného objemového rizika (výnosů v riziku) tak zůstává k tíži provozovatele přepravní soustavy.

<b>Předpokládané smluvní kapacity</b>	
<b>EXIT [MWh/den/rok]</b>	<b>2025</b>
VIP Brandov	0
VIP Lanžhot	185 200
VIP Waidhaus	0
Český Těšín	4 800
DSO+PPZ	503 620
Zásobníky plynu (CZ)	105 026
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	7 853
<b>CELKEM</b>	<b>806 499</b>

Následující Tabulka 3 uvádí orientační referenční ceny a související výnosy po vyrovnání sazeb v rámci výstupních bodů provozovatelů distribučních soustav, včetně přímo připojených uživatelů k přepravní soustavě (homogenizace dle čl. 6 odst. 4 písm. b) NC TAR), které vypadají takto:

**Tabulka 3 Orientační referenční ceny a související výnosy**

<b>Referenční ceny</b>	
<b>ENTRY [Kč/MWh/den/rok]</b>	<b>2025</b>
VIP Brandov	6 193,09
VIP Lanžhot	3 960,78
VIP Waidhaus	7 079,42
Český Těšín	0
Zásobníky plynu (CZ)	1 785,92
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	1 785,92

<b>Referenční ceny</b>	
<b>EXIT [Kč/MWh/den/rok]</b>	<b>2025</b>
VIP Brandov	6 626,85
VIP Lanžhot	4 969,71
VIP Waidhaus	3 721,35
Český Těšín	8 489,53
DSO+PPZ	4 152,86
Zásobníky plynu (CZ)	3 217,68
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	3 217,68

<b>Výnosy [mil. Kč]</b>	<b>2025</b>
Výnosy na vstupních bodech	2 900
Výnosy na výstupních bodech	3 416
<b>Celkové výnosy</b>	<b>6 316</b>
Výnosy pro užití v rámci systému	4 178
Výnosy pro užití mezi systémy	2 138

<b>CAA test (čl. 5 NC TAR)</b>	<b>2025</b>
Srovnávací index přidělování nákladů	2,3 %

Srovnávací index přidělování nákladů na kapacitu podle čl. 5 odst. 1 písm. a) bod iv) NC TAR dosahuje v této variantě hodnoty 2,3 % a vyhovuje tak požadavku na jeho maximální hodnotu (10 %).

## 7.4 Cílový model

Pro účely cílového modelu jsou využity předpoklady z kapitoly 7.3 popisující referenční model s rozdělením výnosů na vstup/výstup v poměru 50/50 a s uplatněním 50% tarifní slevy u zásobníků. Níže jsou uvedeny pouze dílčí změny oproti referenčnímu modelu.

Přestože využití referenčního modelu s rozdělením výnosů na vstup/výstup v poměru 50/50 a s uplatněním 50% tarifní slevy u zásobníků vyhovuje testu srovnávacího indexu přidělování nákladů na kapacitu podle čl. 5 odst. 1 písm. a) bod iv) NC TAR, bylo cílem dalšího postupu určit takové rozdělení výnosů a upravit referenční model tak, aby byly naplněny i další cíle reflektující národní specifika.

Dalším cílem při implementaci NC TAR bylo hledání takového rozdělení výnosů, které by významně nenarušovalo cenovou kontinuitu se stávajícími cenami (tj. mezi roky 2025 a 2024), neboť zásadní změna nastavení cen by mohla mít negativní dopady na trh a zejména na jeho cenovou blízkost s německým trhem (THE). Úroveň rozdělení výnosů mezi vstupní a výstupní body zajišťující dosažení cenové kontinuity je 9,1 % vůči 90,9 %.

Cílový model pracuje se slevou na sazby za rezervaci přepravní kapacity do a z podzemních zásobníků plynu ve výši 100 % z důvodu přijatých mimořádných legislativních opatření v důsledku energetické krize způsobené dopady války na Ukrajině a stanovených povinných sezónních cílů vtlačení.

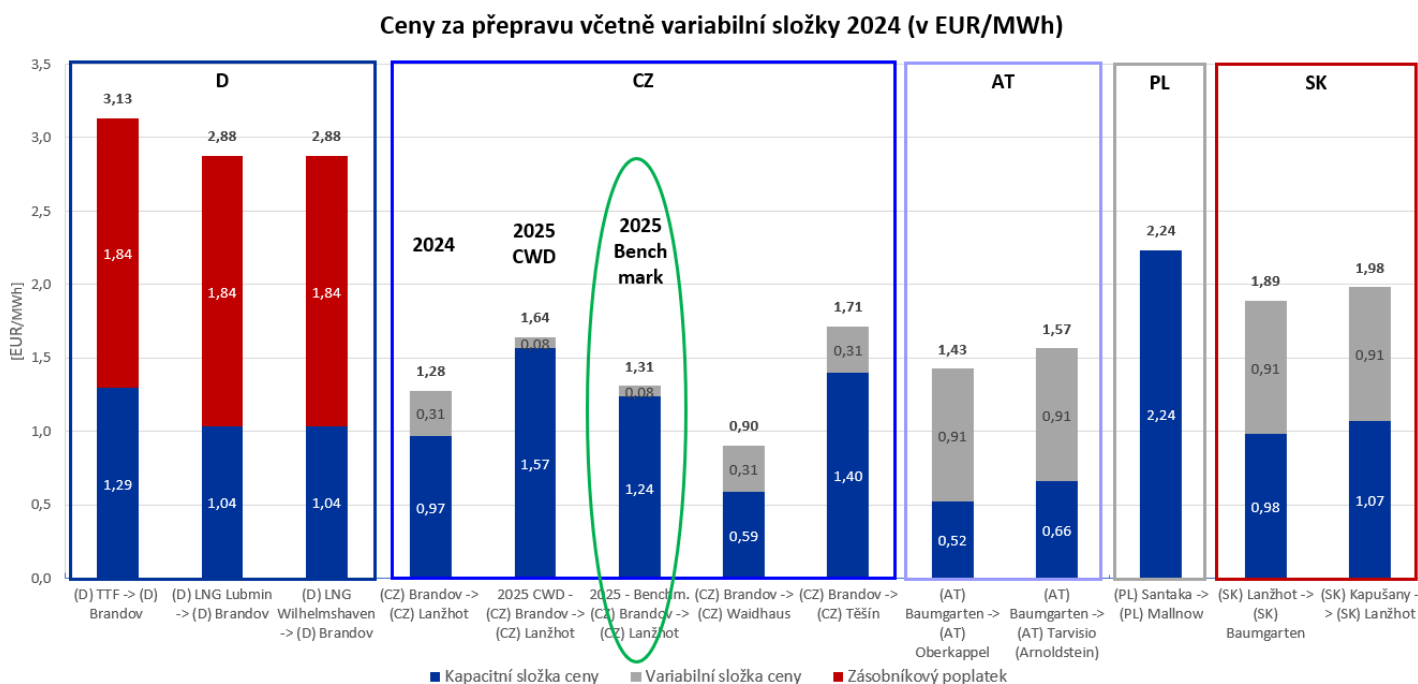
Rozdělení výnosů souvisejících s poskytnutím uvedené výše slevy je alokováno na výstupní body soustavy uživatelů v rámci systému i mezi systémy.

ERÚ navrhuje stanovit slevu na sazby pro podzemní zásobníky podle čl. 9 NC TAR ve výši 100 %.

Celkově dochází v rámci poskytnutí 100% slevy k realokaci výnosů na výstupní hraniční a výstupní domácí body soustavy v celkové výši 1 197 mld. Kč, která je v cílovém modelu podle předpokládaných kapacit alokována do cen v rámci systému v objemu 820 mil. Kč a mezi systémy v objemu 377 mil. Kč.

Pro zachování konkurenceschopnosti tranzitní trasy přes území České republiky byl rovněž zohledněn vliv cenového benchmarku s okolními zeměmi a referenční ceny kalkulované na základě CWD modelu pro přepravu mezi systémy byly příslušně sníženy. V roce 2025 se očekává přeprava plynu především po přepravní trase Brandov - Lanžhot, která se bude podílet na celkových tranzitních tocích z 97 %. Jak ukazuje Graf 4, náklady na přepravu plynu po této přepravní trase jsou v roce 2024 ve výši 1,28 EUR/MWh. Podle návrhu na rok 2025 se náklady na přepravu po této přepravní trase mírně zvýší na 1,31 EUR/MWh. Cenový benchmark v grafu níže je platný ke dni vydání konzultačního dokumentu a výsledná úprava ceny za přepravu mezi systémy bude s ohledem na možné průběžné změny v cenách konkurenčních tras stanovena až v rozhodnutí podle čl. 27 odst. 4 NC TAR.

## Graf 4 Srovnání přepravních tarifů s okolními zeměmi



Tabulka 4 uvádí výsledky a orientační referenční ceny podle cílového modelu po nastavení zvoleného poměru rozdělení vstupních a výstupních výnosů, po vyrovnání sazeb v rámci výstupních bodů provozovatelů distribučních soustav, včetně přímo připojených uživatelů k soustavě TSO (homogenizace dle čl. 6 odst. 4 písm. b) NC TAR), po aplikaci slevy na sazby za rezervaci přepravní kapacity do a z podzemních zásobníků plynu a po úpravě referenčních cen na výstupních hraničních bodech na základě srovnání okolních tras podle čl. 6 odst. 4 písm. a) NC TAR.

### Tabulka 4 Výsledky a orientační referenční ceny cílového modelu

Referenční ceny		
ENTRY [Kč/MWh/den/rok]	2025	
VIP Brandov	1 127,14	
VIP Lanžhot	720,86	
VIP Waidhaus	1 288,45	
Český Těšín	0	
Zásobníky plynu (CZ)	0	
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	0	
Referenční ceny		
EXIT [Kč/MWh/den/rok]	2025	2025 Benchmark
VIP Brandov	15 271,72	11 734,35
VIP Lanžhot	11 452,80	8 800,00
VIP Waidhaus	8 575,93	6 589,50
Český Těšín	19 564,30	15 032,65
DSO+PPZ	7 937,84	
Zásobníky plynu (CZ)	0	
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	0	



<b>Výnosy [mil. Kč]</b>	<b>2025</b>
Výnosy na vstupních bodech	481
Výnosy na výstupních bodech včetně rizikové přírážky	6 212
<b>Celkové výnosy včetně rizikové přírážky</b>	<b>6 693</b>
Výnosy pro užití v rámci systému	4 264
Výnosy pro užití mezi systémy včetně rizikové přírážky	2 429

<b>CAA test (čl. 5 NC TAR)</b>	<b>2025</b>
Srovnávací index přidělování nákladů bez rizikové přírážky	4,6 %
Srovnávací index přidělování nákladů včetně rizikové přírážky	12,2 %

Srovnávací index přidělování nákladů na kapacitu podle čl. 5 odst. 1 písm. a) bod iv) NC TAR se pohybuje v této variantě před použitím úpravy referenčních cen podle čl. 6 odst. 4 písm. a) NC TAR v případě výnosů bez rizikové přírážky ve výši 4,6 % a vyhovuje tak požadavku na jeho maximální hodnotu (10 %). V případě zahrnutí výnosů z rizikové přírážky je výše tohoto indexu 12,2 %, což přesahuje maximální hodnotu uvedenou v NC TAR. Za porovnatelné mezi vnitrostátní a tranzitní přepravou ERÚ považuje výnosy bez zahrnutí rizikové přírážky vzhledem k tomu, že přírážka vyjadřuje vícenáklady dané rizikem toků mezi systémy, které jsou nepřiraditelné zákazníkům v rámci systému. Nad to jsou referenční ceny pro rezervaci přepravních kapacit mezi systémy upraveny cenovým benchmarkem podle čl. 6 odst. 4 písm. a) NC TAR, který není ve srovnávacím indexu přidělování nákladů včetně rizikové přírážky zohledněn.

## 7.5 Regulační účet a jeho narovnávání

V rámci regulačního účtu a jeho narovnávání je řešena pouze kapacitní část výnosů. Narovnání rozdílů spojených s poplatkem za průtok plynu je popsáno v kapitole 10.4 .

## 7.6 Odůvodnění souladu navrhovaného způsobu implementace s požadavky čl. 7 NC TAR

Zvolené principy cenotvorby ve sledovaném období roku 2025 a popsané v předchozích částech tohoto dokumentu přinášejí tyto výhody:

- /// sazby jsou nákladově orientované;
- /// sazby vycházejí ze stavu dostupných informací v aktuální situaci, s uvážením míry nejistoty ohledně budoucích toků plynu v Evropě s dopadem na toky přes ČR;
- /// nedochází ke křížovým dotacím mezi uživateli soustavy v rámci systému a uživateli mezi systémy;
- /// je zachována přiměřená cenová kontinuita s rokem 2024 včetně sazeb u zásobníků plynu, u nichž je podle čl. 9 odst. 1 NC TAR zachována 100% sleva;
- /// ceny vyhovují cenovému benchmarku se sousedícími tranzitními trasami a netvoří bariéru přeshraničního obchodu.

## 7.7 Důvody odmítnutí ostatních metodologií

ERÚ v maximální možné míře usiluje o kontinuitu aplikace CWD metodologie při stanovení referenčních cen a nevolí tak žádné alternativní metodologie, včetně např. uplatnění poštovní známky, ani přílišná zjednodušení samotných principů CWD metodologie.

## 7.8 Srovnání navržené metodiky (cílový model) s metodikou popsanou v čl. 8 NC TAR

V kapitole 7.4 k cílovému modelu jsou popsány jeho odlišnosti od metodiky určování referenčních cen podle vzdálenosti, vážené podle kapacity, která je popsána v čl. 8 NC TAR.

**Tabulka 5 Srovnání orientačních referenčních cen cílového modelu a metodiky popsané v čl. 8 NC TAR**

<b>Orientační referenční ceny</b>			
<b>ENTRY [Kč/MWh/den/rok]</b>	<b>Metodika čl. 8 NC TAR</b>	<b>Cílový model</b>	<b>Rozdíl</b>
VIP Brandov	6 193,09	1 127,14	-5 065,95
VIP Lanžhot	3 960,78	720,86	-3 239,92
VIP Waidhaus	7 079,42	1 288,45	-5 790,97
Český Těšín	0,00	0,00	0,00
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	1 785,92	0,00	-1 785,92
Zásobníky plynu (CZ)	1 785,92	0,00	-1 785,92
<b>EXIT [Kč/MWh/den/rok]</b>	<b>Metodika čl. 8 NC TAR</b>	<b>Cílový model</b>	<b>Rozdíl</b>
VIP Brandov	6 626,85	15 271,72	8 644,86
VIP Lanžhot	4 969,71	11 452,80	6 483,09
VIP Waidhaus	3 721,35	8 575,93	4 854,58
IP Český Těšín	8 489,53	19 564,30	11 074,77
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	3 217,68	0,00	-3 217,68
DSO + PPZ	4 152,86	7 937,84	3 784,98
Zásobník plynu (CZ)	3 217,68	0,00	-3 217,68

## 8 ORIENTAČNÍ INFORMACE O POLOŽKÁCH UVEDENÝCH V ČL. 30 ODS. 1 PÍSM. A) NC TAR

Zvolené parametry tlaků a dalších vstupních hodnot aplikovaných v přepravní soustavě na jejich jednotlivých předávacích bodech odpovídají požadavku na zajištění bezpečného, hospodárného a spolehlivého provozování přepravní soustavy. Zároveň umožňují dodržet předávací tlaky a objemy, které jsou stanoveny v propojovacích dohodách s ostatními provozovateli přepravních soustav, provozovateli distribučních soustav, provozovateli zásobníků plynu a přímo připojenými zákazníky. Z historických důvodů tato konfigurace odpovídá požadavkům na zajištění spolehlivých dodávek nejen v ČR, ale také v okolních státech.

Pro výpočet referenčních cen dle metodiky CWD ERÚ určil:

- ! lokality vstupních a výstupních bodů přepravní soustavy (viz kapitola 8.1),
- ! vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy (viz kapitola 8.2),
- ! předpokládané smluvní kapacity na vstupních a výstupních bodech (viz kapitola 8.3),
- ! předpokládané toky přes vstupní a výstupní body (viz kapitola 8.4).

Základní parametry a vzorce pro výpočet referenčních cen dle metodiky CWD jsou popsány v čl. 8 NC TAR.

### 8.1 Lokality vstupních a výstupních bodů

Přesné určení fyzické lokality každého vstupního a výstupního bodu přepravní soustavy je nezbytným předpokladem pro výpočet vzdáleností mezi těmito body. Na základě diskuzí v pracovní skupině, ERÚ vytvořil postup určení fyzické lokality pro každý ze čtyř typů vstupních a výstupních bodů:

- ! pro virtuální propojovací body,
- ! pro propojovací body,
- ! pro předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky,
- ! pro body zásobníků plynu.

#### Virtuální propojovací body

V souladu s čl. 19 NC CAM jsou zřízeny VIP. Nabízení kapacit a stanovení jim odpovídajících tarifů bude probíhat přímo na těchto virtuálních propojovacích bodech.

Virtuální vstupní hraniční bod Brandov tvoří následující vstupní fyzické hraniční body:

- ! Hora Svaté Kateřiny - Sayda;
- ! Hora Svaté Kateřiny – Olbernhau II;
- ! BRANDOV – OPAL;
- ! BRANDOV – EUGAL.

Virtuální výstupní hraniční bod Brandov tvoří následující výstupní fyzické hraniční body:

- ! Hora Svaté Kateřiny;
- ! BRANDOV – STEGAL;
- ! BRANDOV – OPAL;
- ! BRANDOV – EUGAL.

V důsledku změn v tocích plynu z německé přepravní soustavy do České republiky plánuje provozovatel přepravní soustavy GASCADE v průběhu roku 2024 ukončit komerční provoz hraniční předávací stanice Hora Svaté Kateřiny – Olbernhau II. Fyzické propojení mezi přepravními soustavami by zůstalo zachováno pro využití v případě potřeby. Téma je v současné době předmětem navazujících diskuzí mezi provozovateli přepravních soustav.

Fyzická lokalita VIP Brandov pro účely výpočtu vzdáleností je stanovena ve fyzickém bodě Brandov EUGAL, který je totožný s body Brandov OPAL, Brandov STEGAL a Hora Svaté Kateřiny, protože většina předpokládané smluvní kapacity je plánována na těchto bodech.

Virtuální hraniční bod Waidhaus je tvořen vstupním a výstupním hraničním bodem Waidhaus. Fyzická lokalita VIP Waidhaus pro účely výpočtu vzdáleností byla určena v bodě Waidhaus, protože se jedná o totožný bod.

Virtuální hraniční bod Lanžhot pro účely výpočtu vzdáleností odpovídá skutečné fyzické lokalitě tohoto bodu.

**Tabulka 6 Lokalita virtuálních propojovacích bodů**

Fyzická lokalita VIP bodu		Zeměpisná šířka N	Zeměpisná délka E
VIP Brandov	fyzická lokalita IP Brandov – OPAL, IP Brandov – STEGAL, IP EUGAL	50.6435828°	13.3735456°
VIP Waidhaus	fyzická lokalita IP Waidhaus	49.6542775°	12.5260328°
VIP Lanžhot	fyzická lokalita IP Lanžhot	48.7171206°	17.0114119°

### Propojovací body

Fyzická lokalita propojovacího bodu Cieszyn (Český Těšín) pro účely výpočtu vzdáleností odpovídá skutečné fyzické lokalitě tohoto bodu.

**Tabulka 7 Lokalita propojovacích bodů**

Fyzická lokalita propojovacích bodů	Zeměpisná šířka N	Zeměpisná délka E
Cieszyn (Český Těšín)	49.774454790354°	18.605118759951°

### Předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky

Vzhledem k velkému počtu předávacích stanic mezi provozovatelem přepravní soustavy a provozovateli distribučních soustav ERÚ stanovil, že dojde ke zjednodušení a redukci těchto bodů z několika desítek na osm bodů tak, aby v každé regionální zóně, ve které historicky působily distribuční společnosti, byl právě jeden virtuální bod. V rámci zjednodušení se předpokládá, že fyzická lokalita přímo připojených zákazníků k přepravní soustavě v dané zóně odpovídá lokalitě příslušného virtuálního bodu určeného výpočtem.

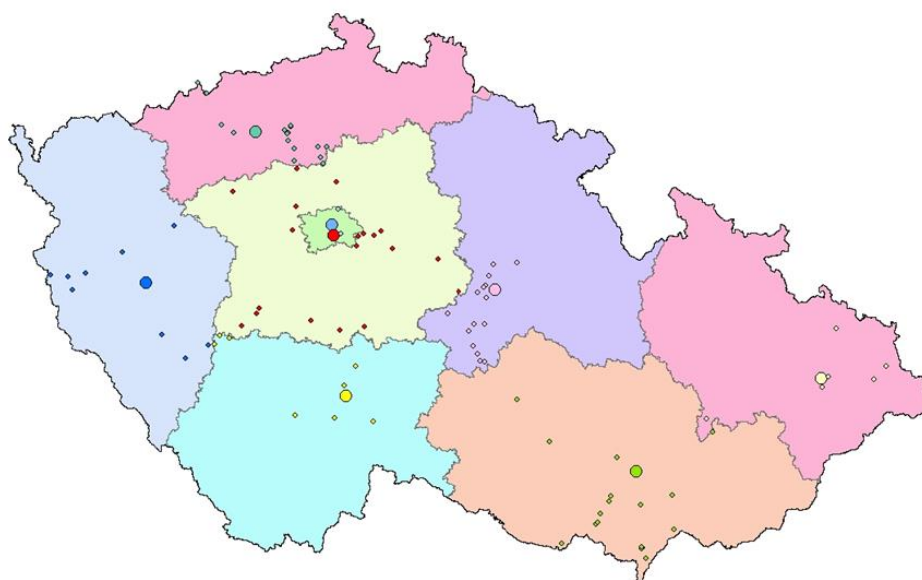
Technické kapacity jednotlivých předávacích stanic vychází z dokumentace provozovatele přepravní soustavy a z platných propojovacích dohod uzavřených mezi provozovatelem přepravní soustavy a provozovatelem dané distribuční soustavy. Případná existující technická omezení, např. pro sčítání technických kapacit, byla zohledněna.

Seskupení vstupních a výstupních bodů je umožněno ustanovením čl. 8 odst. 1 písm. c) NC TAR. Souřadnice virtuálního bodu jsou stanoveny prostřednictvím agregace souřadnic předávacích stanic v každé zóně zvláště vážených dle technické kapacity. Výsledné souřadnice jsou neměnné v čase a umožňují předvídatelnost výše sazeb.

Na základě výpočtu stanovil ERÚ pro účely výpočtu vzdáleností výslednou fyzickou lokalitu virtualizovaných předávacích míst mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky následovně:

**Tabulka 8 Lokalita virtuálních bodů DSO+PPZ**

Zóna	Lokalita virtuálního bodu	
	Zeměpisná šířka N	Zeměpisná délka E
Pražská plynárenská Distribuce	50.0870389°	14.4848375°
EG.D	49.3144286°	14.7444608°
GasNet SZČ, centrální zóna	50.0072292°	14.5626833°
GasNet SZČ, západní zóna	49.6970836°	13.2288914°
GasNet SZČ, severní zóna	50.4607422°	13.8450022°
GasNet, VČ	49.8854014°	15.7057061°
GasNet, JM	49.1217308°	16.8554186°
GasNet, SM	49.6531936°	18.0720167°

**Obrázek 1 Lokalita fyzických bodů mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky v distribučních zónách a virtuálních bodů**

### Body zásobníků plynu

Lokality fyzických bodů podzemních zásobníků plynu, jejichž lokalita odpovídá osmi zásobníkům připojeným na přepravní soustavu, byly agregovány do jednoho virtuálního bodu. ERÚ stanovil, že souřadnice agregovaného virtuálního bodu budou vytvořeny ve dvou krocích.

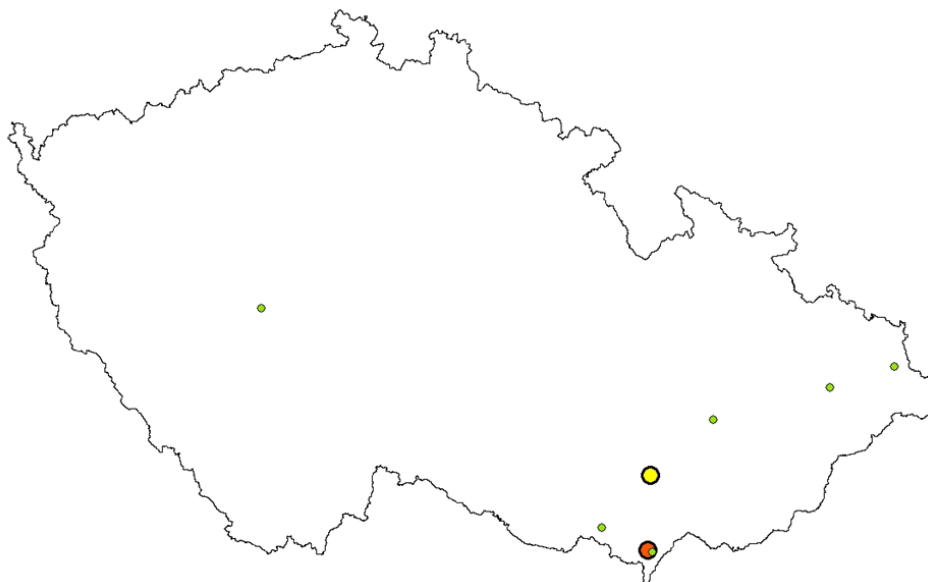
- V prvním kroku byly vytvořeny souřadnice vstupního bodu a výstupního bodu na základě agregace souřadnic jednotlivých lokalit fyzických bodů zásobníků plynu vážených jejich maximální denní těžební/vtláčecí kapacitou. Protože se maximální denní kapacita pro těžbu a vtláčení liší, vznikly takto rozdílné souřadnice pro vstupní virtuální bod zásobníků a pro výstupní virtuální bod zásobníků.
- Ve druhém kroku byl použit prostý průměr těchto dvou souřadnic, aby byly nalezeny souřadnice jednoho agregovaného virtuálního bodu zásobníků plynu.

Lokalita fyzického bodu podzemního přeshraničního zásobníku plynu Dolní Bojanovice odpovídá jeho skutečné lokalitě na území České republiky. V rozsahu přepravní služby pro využití tohoto zásobníku k potřebám domácího trhu bude tento zásobník agregován do virtuálního bodu zásobníku plynu. V rozsahu služby přeshraničního využití zásobníku plynu a přímého napojení do přepravních soustav dvou provozovatelů (NET4GAS a eustream, a.s.), kdy bude jeho prostřednictvím umožněno předání plynu mezi plynárenskými soustavami obou států, bude vytvořen konkurenční bod k IP Lanžhot.

**Tabulka 9 Lokalita agregovaného virtuálního bodu zásobníku plynu a přeshraničního zásobníku plynu Dolní Bojanovice**

Lokalita agregovaného VIP bodu a přeshraničního zásobníku plynu	Zeměpisná šířka N	Zeměpisná délka E
Agregovaný virtuální bod zásobníků plynu	49.1191736°	16.9028289°
Lokalita zásobníku plynu Dolní Bojanovice	48.7762939°	16.9381208°

**Obrázek 2 Lokalita fyzických bodů zásobníků plynu a virtuálního bodu**



## 8.2 Vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body

Vzdálenosti mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy jsou jedním ze základních vstupů při uplatnění metodiky CWD. Jejich výpočet úzce souvisí s určením lokalit v kapitole 8.1.

V souladu s požadavkem čl. 8 odst. 1. písm. c) NC TAR byly brány v úvahu nejkratší vzdálenosti tras plynovodu mezi vstupním bodem nebo seskupením vstupních bodů a výstupním bodem nebo seskupením výstupních bodů. Pro výpočet matice vzdáleností byly nejdříve určeny možné směry toku plynu v soustavě, které jsou v soustavě možné při zohlednění technických parametrů soustavy a které znázorňuje Obrázek 3.

Pro každý vstupní bod  $E_n$  a každý výstupní bod  $E_x$  existuje právě jedna fyzická lokalita, která je přesně definována v kapitole 8.1. Pro lokality bodů, které se nacházejí přímo na trase plynovodu přepravní soustavy, je výpočet vzdálenosti určen jako vzdálenost trasy plynovodu (nejkratší cesta, která je možná při zohlednění technických omezení). Pro lokality virtuálních bodů, které se nacházejí mimo trasu plynovodu, ERÚ stanovil postup pro výpočet této vzdálenosti. Postup bere v úvahu:

- ▮ vzdálenost vzdušnou čarou od virtuálního vstupního bodu k předávací stanici, která je nejbližší tomuto bodu,
- ▮ vzdálenost podél potrubí k výstupnímu bodu (resp. předávací stanici, která je nejbližší výstupnímu virtuálnímu bodu),
- ▮ vzdálenost vzdušnou čarou od předávací stanice do výstupního virtuálního bodu.

Přehled všech vzdáleností uvádí Tabulka 10.

**Tabulka 10 Matice vzdáleností mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy**

Vzdálenosti (km)		En1	En2	En3	En4	En5 (S1)	En6 (S2)
		VIP Brandov	VIP Lanžhot	VIP Waidhaus	IP Český Těšín	PZP	PZP Dolní Bojanovice
Ex1	VIP Brandov	0	380,5	170	0	409	378
Ex2	VIP Lanžhot	380,5	0	400,5	0	88	9,8
Ex3	VIP Waidhaus	170	400,5	0	0	403	378,5
Ex4	IP Český Těšín	595	228	596	0	310	218
Ex5	PPD agregace	162	270	287	0	273,5	259,5
Ex6	GasNet SZČ, centrální zóna, agregace	161	269	286	0	272,5	258,5
Ex7	EG.D agregace	240	236,5	190	0	230	217
Ex8	GasNet SZČ, západní zóna, agregace	142,5	447,5	66,5	0	378	365
Ex9	GasNet SZČ, severní zóna, agregace	59	340	195,5	0	344,5	332,5
Ex10	GasNet VČ agregace	245,5	200,5	473,5	0	204,5	192
Ex11	GasNet JM agregace	387,5	83,5	388,5	0	4,5	74,5
Ex12	GasNet SM agregace	535	168	536	0	250	158
Ex13 (S1)	PZP	409	88	403	0	0	79
Ex14 (S2)	PZP Dolní Bojanovice	378	9,8	378,5	0	78	0

### 8.3 Předpokládaná smluvní kapacita ve vstupních a výstupních bodech

Dalším nákladovým faktorem, vstupujícím do výpočtu výsledných tarifů v rámci metodiky určování referenčních cen podle čl. 8 NC TAR, jsou předpokládané smluvní kapacity na vstupních a výstupních bodech. Technické kapacity ve vstupních a výstupních bodech neovlivňují výsledné referenční ceny, a proto je v souladu s čl. 4 odst. 1 písm. a) NC TAR použita pouze předpokládaná smluvní kapacita.

Předpokládané smluvní kapacity jsou odvozeny na základě scénáře očekávaných toků. Kapacity pro vnitrostátní přepravu jsou predikovány na základě normálového odběru České republiky a historických průběhů vtláčení a těžby zásobníků plynu.

Pro výpočet ročních hodnot ERÚ vytvořil postup pro každý z těchto typů bodů:

- // pro virtuální propojovací body a propojovací body,
- // pro předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky,
- // pro body zásobníků plynu na území ČR,
- // pro přeshraniční zásobník plynu.

Roční hodnoty předpokládané smluvní kapacity vycházejí z využití kapacit v průběhu daného kalendářního roku, zahrnují tedy i výši navrhovaných multiplikátorů, zohledňují stávající smlouvy, historickou situaci a prognózovaný vývoj a představují součet kapacity vztahující se k vnitrostátní přepravě a k mezinárodní přepravě, pokud je to pro daný bod relevantní.

## Virtuální propojovací body a propojovací body

Předpokládaná smluvní kapacita na vstupních hraničních bodech odpovídá součtu očekávané spotřeby České republiky a tranzitních kapacit v konzultovaném období. Předpokládané smluvní kapacity na výstupních hraničních bodech (190 GWh/den/rok) reflektují jak dřívější předpoklady tranzitních toků plynu českou přepravní soustavou, tak i nižší než dříve očekávané skutečné tranzitní toky v průběhu roku 2023.

Pro rok 2025 je uvažováno s předpokladem zastavení stávajících toků plynu přes Ukrajinu a jejich částečným nahrazením přes Českou republiku pro zásobování plynem Slovenska, Maďarska a Rakouska.

V roce 2025 je očekávaná rezervace tranzitních kapacit na úrovni 190 GWh/den/rok, které při jejich 90% využití umožní přepravu 62 TWh plynu přes Českou republiku do okolních zemí.

**Tabulka 11 Předpokládaná smluvní kapacita na hraničních bodech**

Předpokládaná smluvní kapacita na hraničních bodech [MWh/den/rok]	Vstupní hraniční body	Výstupní hraniční body
VIP Brandov	426 566	0
VIP Lanžhot	0	185 200
VIP Waidhaus	0	0
IP Český Těšín	0	4 800

## Předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky

Předpokládaná smluvní kapacita na předávacích bodech mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami je určena jako součet předpokládaných smluvních kapacit v jednotlivých zónách pro:

- ! předpokládané smluvní kapacity mezi přepravní soustavou a distribuční soustavou,
- ! předpokládané smluvní kapacity mezi přepravní soustavou a přímo připojenými zákazníky.

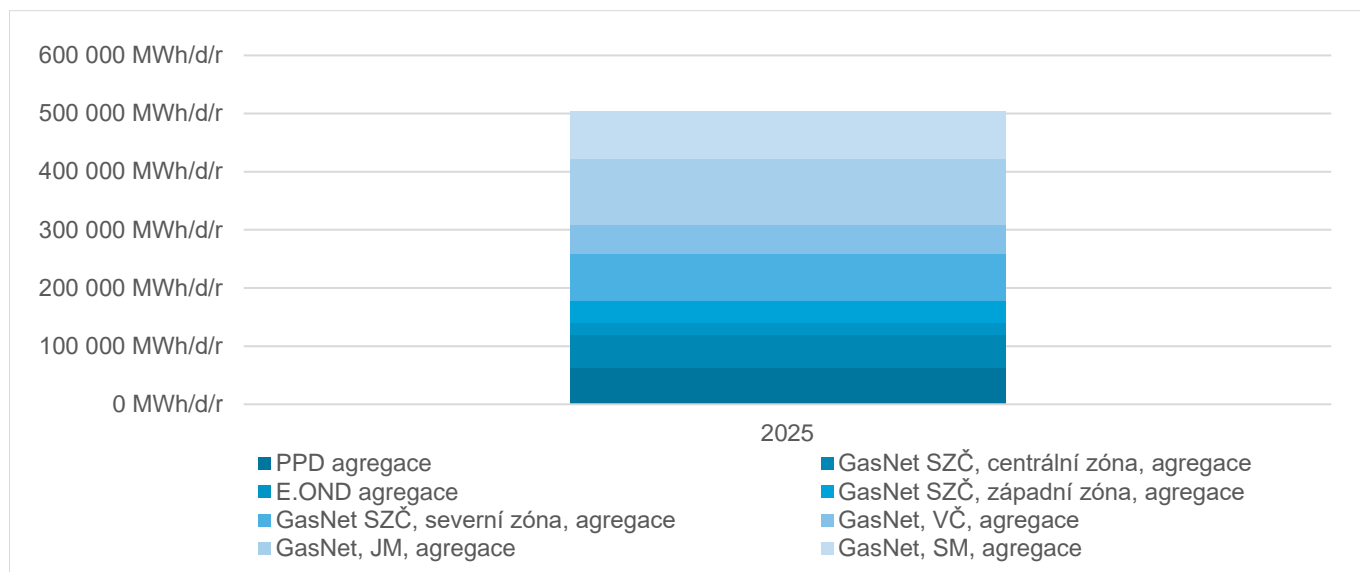
Vzhledem k tomu, že přímo připojení zákazníci se nacházejí vždy v jedné z osmi distribučních zón, ve kterých historicky působily distribuční společnosti, jsou jejich předpokládané smluvní kapacity přičítány k předpokládané smluvní kapacitě dané zóny. Součet předpokládaných smluvních kapacit všech osmi zón je v čase neměnný a jeho výši znázorňuje Tabulka 12 a Graf 5. Tato hodnota vychází z tříletého průměru maximální denní spotřeby všech osmi distribučních zón vstupujících do matice vzdáleností výpočtů v CWD metodice v m<sup>3</sup> a z předpokládaných smluvních kapacit přímo připojených zákazníků. Předpokládané smluvní kapacity přímo připojených zákazníků vychází z plánovaných hodnot na rok 2024 a použijí se jako konstatní pro rok účinnosti konzultované periody NC TAR (2025).

**Tabulka 12 Předpokládaná smluvní kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky**

Předpokládaná smluvní kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky [MWh/den/rok]	503 620
--	---------



**Graf 5 Předpokládaná kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky**



### Body zásobníků plynu

Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu na území České republiky je agregována za všechny zásobníky a určena s ohledem na očekávané využití kapacit včetně převažujících krátkodobých rezervací a vychází z průměru reálného ročního užití kapacit zásobníků za období 2020-2022.

Předpokládaná smluvní kapacita přeshraničního zásobníku Dolní Bojanovice je určena s ohledem na průměrné využití kapacit agregovaných zásobníků plynu na území České republiky za poslední tři roky (2020-2022) včetně převažujících krátkodobých rezervací s poloviční vahou zohledňující přeshraniční působení zásobníku.

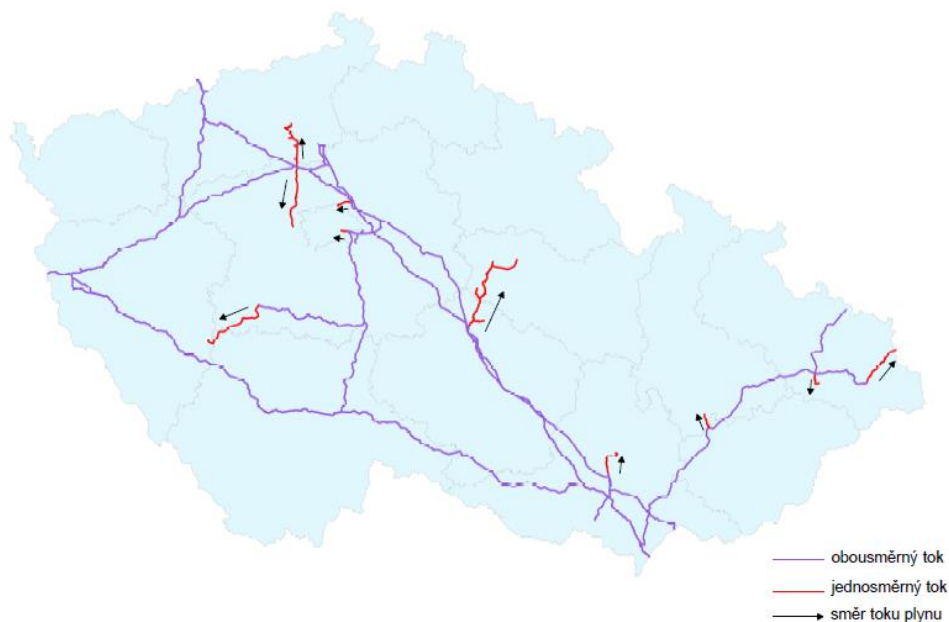
**Tabulka 13 Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu**

Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu [MWh/den/rok]	Vstupní body	Výstupní body
Zásobníky plynu (CZ)	135 112	105 026
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	9 361	7 853

## 8.4 Množství a směr průtoku plynu pro vstupní a výstupní body

Množství a směr průtoku plynu pro vstupní a výstupní body je základem pro stanovení přepravních sazeb založených na komoditě. Technicky možné směry průtoku plynu znázorňuje Obrázek 3. Na všech vstupních a výstupních přeshraničních bodech je možný obousměrný tok plynu, s výjimkou bodu Český Těšín, kde je možný pouze výstup z přepravní soustavy. Virtuální předávací body mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky umožňují pouze výstup z přepravní soustavy. Do roku 2025 se nepředpokládá nutnost instalace reverzního toku na předávacích stanicích mezi distribuční a přepravní soustavou v důsledku růstu výroby biometanu připojené do distribuční sítě v České republice. Agregovaný virtuální bod zásobníků plynu umožňuje vstup i výstup do/z přepravní soustavy.

**Obrázek 3 Možné směry toku plynu**



### Předpokládané toky na vstupních a výstupních bodech

Předpokládané toky vycházejí z předpokládaných rezervovaných kapacit na jednotlivých vstupních a výstupních bodech a z očekávané domácí spotřeby.

U stanovení předpokládaných toků pro domácí spotřebu a pro zásobníky plynu lze vycházet ze stabilního využití zásobníků plynu a z očekávaného vývoje poptávky po plynu pro Českou republiku v roce 2025. Stanovení předpokládaných toků přes výstupní hraniční body je, vzhledem k závislosti na mnoha vnějších proměnných, mnohem složitější (konkurence různých zdrojů plynu v EU, geopolitické dopady války na Ukrajině, počasí atd.).

Výsledné předpokládané toky na vstupních bodech pro rok 2025 znázorňuje Tabulka 14, ze které je zřejmá dominantní role bodu VIP Brandov, který se podílí na dovozu plynu do ČR v objemu 100 %. Mezi výstupními body přepravní soustavy dominuje domácí bod představující domácí spotřebu plynu a hraniční bod Lanžhot, přes který je realizovaná téměř veškerá přeprava plynu mezi systémy.

**Tabulka 14 Předpokládané toky na vstupních a výstupních bodech**

Předpokládané toky na bodech [TWh]	Vstupní body	Výstupní body
Spotřeba ČR	0	77,5
PZP	27	27,0
VIP Brandov	139,9	0
VIP Lanžhot	0	60,6
VIP Waidhaus	0	0
Český Těšín	0	1,8

## 8.5 Znázornění struktury přepravní soustavy s přiměřenou úrovní podrobnosti

Obrázek 4 Struktura přepravní soustavy



## 9 INFORMACE UVEŘEJŇOVANÉ NA ZÁKLADĚ ČL. 26 ODST. 1 PÍSM. A) BOD V) NC TAR

Čl. 7 NC TAR a čl. 13 nařízení 715/2009/ES stanovují elementární požadavky na tarify spojené s přístupem k přepravní soustavě. ERÚ dospěl k závěru, že tyto požadavky musí být naplněny při současném zohlednění národní specifičnosti.

ERÚ je přesvědčen, že navržený model respektuje výše uvedenou specifičnost a respektuje legislativní požadavky. V konečném důsledku zajišťuje spravedlivé rozdělení nákladů mezi různé uživatele soustavy. Použitá metodika zohledňuje všechny klíčové alokační faktory stejně jako vzdálenosti mezi relevantními body a kapacity na těchto bodech. Jedná se o komplexní model, který:

- /// minimalizuje možnost dramatické změny tarifních poplatků na dotčených propojovacích bodech v případě absence dlouhodobé rezervace přepravních kapacit,
- /// podporuje efektivní využívání přepravní soustavy,
- /// předchází křížovým dotacím mezi uživateli soustavy,
- /// podporuje přeshraniční obchod.

## 10 PŘEPRAVNÍ SAZBY ZALOŽENÉ NA KOMODITÁCH (POPLATEK NA ZÁKLADĚ PRŮTOKU)

### 10.1 Způsob stanovení poplatku na základě průtoku

Pro výběr nákladů spojených s provozem kompresních a předávacích stanic je v České republice dlouhodobě využívána alokace nákladů na komoditní složku ceny na výstupních bodech přepravní soustavy. Návrh na rok 2025 zachovává výběr těchto nákladů v rámci komoditní složky ceny na výstupních bodech přepravní soustavy.

Poplatek za průtok zahrnuje následující složky:

- ! náklady na pořízení plynu a elektřiny na pohon na kompresních a předávacích stanicích,
- ! náklady na nákup plynu pro krytí ztrát v soustavě,
- ! daně a náklady na emisní povolenky.

Množství plynu a elektřiny pro pohon kompresních a předávacích stanic je odvozeno od plánovaného množství energie přepraveného soustavou, a z toho vyplývajícího množství elektřiny a plynu na pohon na základě hydraulické simulace. Plánované množství ztrát pro regulovaný rok se stanoví jako klouzavý aritmetický průměr pětileté řady vykázaných skutečných hodnot ztrát v přepravní soustavě.

Tato složka ceny je nezávislá na ostatních kapitálových a provozních nákladech na přepravu plynu, které jsou alokovány do pevné složky ceny za rezervovanou kapacitu. V praxi je tedy tato složka nezávislá na nákladech, odpisech a zisku spojených s vlastní technologií.

Pro výstupní hraniční body bude cena stanovena jako koeficient násobený indexem operátora trhu pro daný den přepravy. Výsledná denní cena v EUR/MWh se převádí na Kč/MWh denním kurzem vyhlášeným ČNB v aktuálním plynárenském dni.

Pro výstupní bod do virtuálního zásobníku plynu, zákazníky přímo připojené k přepravní soustavě a výstupní bod přes souhrn předávacích míst mezi přepravní a distribuční soustavou, bude cena stanovena pro daný rok v Kč/MWh.

Poplatek na základě průtoku byl stanoven aplikací čl. 4 odst. 3 písm. a) bodu ii) NC TAR na základě předpokládaných toků.

Alokace komoditních nákladů na vstupní a výstupní body je určena v poměru 0/100, což je v souladu s dosavadní praxí v České republice, kdy komoditní složka tarifu byla stanovena pouze na výstupních bodech a na vstupních bodech byla ve výši 0.

### 10.2 Podíl povolených nebo cílových výnosů, který má být dle předpokladu těmito sazbami pokryt

Výnosy z přepravních služeb se v České republice skládají z oddělené kapacitní a komoditní části. Kapacitní část výnosů z přepravních služeb je založena na povolených a cílových výnosech. Komoditní část výnosů z přepravních služeb je tvořena výnosy z přepravních sazeb založených na komoditách. Z důvodu oddělení těchto výnosů není určen podíl povoleného nebo cílového výnosu, který má být sazbami založenými na komoditách pokryt.

### 10.3 Orientační přepravní sazby založené na komoditách

Orientační výše poplatku za průtok se na výstupních hraničních bodech stanoví jako koeficient pro výpočet množství energie plynu a elektřiny pro pohon kompresních a předávacích stanic přepravní soustavy násobený cenou komodity. Předpokládanou výši koeficientu uvádí Tabulka 15.

Orientační výše jednotlivých poplatků za průtok na výstupních bodech pro přepravu plynu v rámci systému je stanovena v Kč/MWh. Předpokládanou výši poplatků uvádí Tabulka 16. Jedná se o předpoklad založený na aktuálních cenách plynu a elektřiny, který bude aktualizován v průběhu roku 2024.

**Tabulka 15 Orientační výše poplatku za průtok na výstupních hraničních bodech**

Sazby založené na komoditě [koef x C <sub>OTE</sub> */MWh]	2025
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy - koef	0,0014

\* C<sub>OTE</sub> je index krátkodobého trhu s plynem

**Tabulka 16 Orientační výše poplatků za průtok na výstupních bodech pro přepravu plynu v rámci systému**

Sazby založené na komoditě [Kč/MWh]	2025
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO a PPZ)	1,71
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (PZP)	1,71

## 10.4 Korekce skutečných nákladů a výnosů u poplatku za průtok

Pro zajištění nákladové neutrality variabilní složky ceny pro provozovatele přepravní soustavy bude existovat mechanismus, který bude založen na standardní roční korekci aplikované na všechny body s poplatkem za průtok.

## 10.5 Srovnávací index přidělování nákladů u sazeb založených na komoditě

Podle čl. 5 odst. 1 písm. b) bod i) NC TAR byly pro posuzování přidělování nákladů u sazeb založených na komoditě využity hodnoty plánovaného přepraveného množství plynu. Vzhledem k tomu, že jsou sazby založené na komoditě stanoveny ve stejné výši na všech výstupních bodech a jediným nákladovým faktorem je přepravené množství plynu, je index přidělování nákladů 0 %.

# 11 ROZDÍL V ÚROVNI PŘEPRAVNÍCH SAZEB V AKTUÁLNÍM OBDOBÍ A V OBDOBÍ, KTERÉHO SE KONZULTOVANÝ NÁVRH TÝKÁ

Rozdíl v úrovni přepravních sazeb za stejný druh přepravní služby platných v aktuálním období platnosti sazeb a v období platnosti sazeb, pro které se daná informace zveřejňuje, uvádí Tabulka 17.

**Tabulka 17 Rozdíl v úrovni přepravních sazeb**

<b>Orientační referenční ceny</b>			
<b>ENTRY [Kč/MWh/den/rok]</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>Rozdíl</b>
VIP Brandov	1 054,24	1 127,14	7 %
Lanžhot	632,35	720,86	14 %
VIP Waidhaus	1 124,28	1 288,45	15 %
Český Těšín	280,39	0,00	
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	0,00	0,00	
Zásobníky plynu (CZ)	0,00	0,00	

EXIT [Kč/MWh/den/rok]	2024	2025	Rozdíl
VIP Brandov	7 210,38	11 734,35	63 %
Lanžhot	6 714,53	8 800,00	31 %
VIP Waidhaus	3 694,01	6 589,50	78 %
Český Těšín	10 208,39	15 032,65	47 %
Zásobník plynu Dolní Bojanovice (CZ-SK)	0,00	0,00	
DSO + PPZ	7 894,44	7 937,84	1 %
Zásobníky plynu (CZ)	0,00	0,00	

Poplatek na základě průtoku			
EXIT [Kč/MWh]	2024	2025	Rozdíl
Výstupní hraniční bod	0,0058 x C <sub>OTE</sub> *	0,0014 x C <sub>OTE</sub> *	-76 %
Výstupní bod do zásobníků	1,06	1,71	55 %
Výstupní domácí bod	1,48	1,71	11 %

\* C<sub>OTE</sub> je index krátkodobého trhu s plynem

## 11.1 Zjednodušený model sazeb

Zjednodušený model sazeb je zveřejněn na internetových stránkách Energetického regulačního úřadu.

## 12 PEVNÁ POUŽITELNÁ CENA

Přístup pevné použitelné ceny popsany v čl. 24 písm. b) NC TAR nebude v roce 2025 použit.

## 13 KONZULTACE V SOULADU S ČL. 28 NC TAR

### 13.1 Nastavení úrovně multiplikátorů

#### Obecné principy pro stanovení úrovně multiplikátorů

Přepavní soustava je navržena tak, aby zvládla přepravit velké toky plynu během špičkových odběrů. Nicméně za průměrných podmínek je využívána jen částečně. Multiplikátory uplatňované na tarify pro krátkodobé produkty s kratší dobou platnosti umožňují zpoplatnit více uživatele soustavy, kteří přispívají ke špičkové spotřebě, než uživatele soustavy s plochým profilem požadavků na přepravu. Při využívání těchto multiplikátorů je klíčové nalézt rovnováhu mezi efektivním využíváním systému a výběrem výnosů. Nízké hodnoty multiplikátorů představují motivaci pro obchodníky, aby profilovali své rezervace přepravních kapacit podle svých potřeb, zatímco vysoké multiplikátory by měly zvýšit jejich zájem o dlouhodobější rezervace (roční a delší rezervace).

Při nastavování výše multiplikátorů tak bylo nezbytné v souladu s NC TAR zohlednit tyto aspekty<sup>8</sup>:

- ▮ rovnováha mezi umožněním krátkodobého obchodování s plynem a poskytováním dlouhodobých signálů pro efektivní investice do přepravní soustavy,
- ▮ dopad na výnosy z přepravních služeb a jejich pokrytí,
- ▮ potřeba zabránit křížovým dotacím mezi uživateli soustavy a zajistit, aby se ve vyvolávacích cenách co nejvíce odrážely náklady,

<sup>8</sup> Čl. 28 odst. 3 písm. a) NC TAR

- ▮ situace, kdy dojde k fyzickému a smluvnímu překročení kapacity,
- ▮ dopad na přeshraniční toky.

Multiplikátory tak ze své podstaty stanovují úroveň cenové diferenciace mezi kapacitními produkty s odlišnou dobou trvání (roční, čtvrtletní, měsíční, denní, vnitrodenní).

**Tabulka 18 Hodnotící kritéria pro nastavení výše multiplikátorů**

Hodnotící kritérium	Nízká hodnota multiplikátoru	Vysoká hodnota multiplikátoru
Potřeba zabránit křížovým dotacím mezi uživateli soustavy a zajištění vyšší míry reflexe nákladů ve vyvolávacích cenách	-	+
Předcházení situacím fyzického a smluvního nedostatku přepravních kapacit	+	+
Podpora krátkodobého obchodování	+	-
Dlouhodobé signály pro efektivní investice do přepravní soustavy	-	+
Dopad na výnosy z přepravních služeb a jejich pokrytí	-	+
Dopad na přeshraniční toky	0	0

Argumenty pro nastavení vysoké úrovně multiplikátorů:

- ▮ podporuje rezervaci přepravní kapacity na roční bázi,
- ▮ obchodníci platí za svoji špičkovou poptávku po kapacitě, jedná se o nákladově orientovaný parametr.

Cena za rezervaci přepravní kapacity s dobou trvání kratší než rok však odráží náklady pouze tehdy, pokud jsou využívány pro profilovou rezervaci. Zároveň je nezbytné zohlednit predikci využití soustavy. Pokud není možné tuto predikci s akceptovatelnou mírou pravděpodobnosti určit, je hodnota jednotlivých multiplikátorů nástrojem pro dosažení nákladové projekce do aplikovaného tarifu.

Z pohledu dlouhodobých signálů pro efektivní investice do přepravní soustavy je relevantní konstatovat, že nízká hodnota multiplikátorů činí roční kapacitní produkty relativně neatraktivními. Obchodníci nejsou motivováni využívat tyto produkty v následujícím plynárenském roce. V případě, že nejsou poskytovány jasné signály pro efektivní investice, hrozí riziko nedostatečných investic do soustavy. Samozřejmě zároveň platí, že hrozí riziko vysokých investic, které nebudou mít oporu v poptávce po přepravní kapacitě.

Nastavení nízké úrovně multiplikátorů vyvolá pozitivní přínosy na prodej kapacitních produktů na krátkodobé bázi. Rezervace přepravní kapacity bude přímo korelovat s potřebou jejího využití, které odráží aktuální podmínky určující poptávku po plynu. Uživatelé přepravní soustavy tak mají k dispozici signifikantně flexibilní nástroj pro realizaci odezvy na dynamické změny na trhu.

V aspektu fyzického a smluvního nedostatku přepravních kapacit lze identifikovat pozitivní přínosy nízké i vysoké úrovně multiplikátorů. Nízké hodnoty multiplikátorů podpoří prodej kapacity na základě situace na trhu, což vyvolá efekt v podobě menšího prodeje nevyužité kapacity, a tím se jedná o opatření směřující k prevenci nedostatku smluvní kapacity. Na druhou stranu vysoká hladina multiplikátorů poskytuje signál pro efektivní investice do soustavy, a jedná se tak o opatření směřující k prevenci nedostatku fyzické kapacity.

V případě dopadu na přeshraniční toky plynu nelze identifikovat jednoznačné argumenty pro nízkou nebo vysokou úroveň multiplikátorů. Dopad na přeshraniční tok je determinován především cenovým rozdílem mezi trhy a očekávaným vývojem tohoto spreadu. Nízká hodnota multiplikátorů podpoří, jak je již uvedeno výše, prodej přepravní kapacity v návaznosti na aktuální situaci na trhu, což umožní obchodníkům dynamicky reagovat na změny cenových spreadů, což povede ke zvýšení přeshraničních toků plynu. Vysoká úroveň multiplikátorů naproti tomu podpoří kapacitní produkty s dlouhou dobou trvání. Jakmile je přepravní kapacita zakoupena, představuje utopené náklady, a jakýkoli cenový rozdíl může být využit k pokrytí těchto nákladů, což opět vede ke zvýšení přeshraničních toků plynu.

Na základě výše uvedeného je zřejmé, že neexistuje jediné správné řešení úlohy řešící nastavení výše multiplikátorů. Multiplikátor by měl vždy s sebou nést informaci, že volba konkrétního kapacitního produktu představuje kompromis mezi náklady na pořízení tohoto produktu a jeho přidanou hodnotou, kdy oba

faktory je nezbytné vztahovat k ceně ročního kapacitního produktu. Náklady na přepravní kapacitu jsou vyvolány především velikostí poptávky po této kapacitě. Provozovatel přepravní soustavy udržuje rozsáhlou a kapacitně dostatečnou síť, aby byl schopen pokrýt požadavky na přepravu v období maximální poptávky. Z pohledu dimenzování soustavy jsou tak přepravní kapacity k dispozici nejen v období špičkové spotřeby, ale i po zbytek roku. Náklady na poskytování krátkodobé přepravní kapacity v období vysoké poptávky se tak podstatně neliší od nákladů na nabídku kapacity v průběhu roku.

Vzhledem k tomu, že multiplikátor roven jedné nelze považovat za přiměřený a odpovídající situaci na trhu s plynem v ČR, je bez jakékoli pochybnosti evidentní, že multiplikátor musí být vyšší. Jeho hodnota musí vytvářet podmínky pro rovnováhu mezi jednotlivými kapacitními produkty tak, aby pro každý z těchto produktů existovalo oprávněné místo v kapacitním portfoliu každého obchodníka (pokud by byla hodnota multiplikátoru pro čtvrtletní kapacitní produkt vyšší než pro měsíční produkt, nebo pokud by hodnota byla stejná, neměl by čtvrtletní produkt jakoukoli přidanou hodnotu). Výchozí premisou pro nastavení multiplikátorů je, že čtvrtletní multiplikátor je nižší než měsíční, ten je nižší než denní, který je nižší než vnitrodenní (cena za rezervaci vnitrodenní přepravní kapacity se stanovuje jako 1/24 denní ceny pro každou hodinu zbývající do konce plynárenského dne).

## Konzultované úrovně multiplikátorů

**Tabulka 19 Nastavení výše multiplikátorů pro rok 2025**

Nastavení multiplikátorů	
Kapacitní produkt	Multiplikátor
Čtvrtletní	1,1
Měsíční	1,25
Denní	1,5
Vnitrodenní	1,7

Navržené úrovně multiplikátorů splňují požadavky uvedené v čl. 13 NC TAR, a to, že se u čtvrtletního a měsíčního kapacitního produktu pohybují v rozpětí od 1 do 1,5 a u denních a vnitrodenních produktů se pohybují v rozpětí od 1 do 3.

## 13.2 Nastavení úrovně sezónních faktorů a výpočtů uvedených v čl. 15 NC TAR

Sezónní faktory pro stanovení vyvolávací ceny kapacitních přepravních produktů nejsou v České republice používány a nepředpokládá se ani jejich budoucí zavedení. V souvislosti s dřívějšími konzultacemi návrhů nastavení pravidel fungování trhu s plynem v ČR nebyla zaznamenána poptávka po zavedení sezónních přepravních tarifů ze strany uživatelů ani provozovatele přepravní soustavy. Důvodem je pravděpodobně existence krátkodobých přepravních tarifů, které uživatelům přepravní soustavy umožňují v dostatečné míře strukturovat své kapacitní potřeby a zároveň respektují potřebu krytí nákladů, které krátkodobé přepravní produkty vyvolávají. Vzhledem k rozsahu přepravní soustavy v České republice nedochází k případům, kdy by byl např. v zimním období nedostatek dostupné přepravní kapacity a bylo nutné tuto skutečnost a s ní související vyšší náklady zohledňovat ve struktuře přepravních tarifů.

## 13.3 Úroveň slev uvedených v čl. 9 odst. 2 a v čl. 16 NC TAR

V České republice nejsou v současné době provozována zařízení LNG ani infrastruktura vybudovaná za účelem ukončení izolace členských států EU. Ustanovení čl. 9 odst. 2 NC TAR proto nebude použito.

V České republice byl doposud pro stanovení vyvolávacích cen kapacitních produktů pro přerušitelnou přepravní kapacitu uplatňován přístup následné slevy, kdy uživatelé soustavy obdrží náhradu poté, co přerušení skutečně nastane. Velikost této náhrady je transparentně stanovena ERÚ.



ERÚ vzhledem k dostatečné velikosti přepravních kapacit na všech vstupních i výstupních hraničních bodech nemá k dispozici data, na jejichž základě by stanovil pravděpodobnost přerušení, která je nezbytná pro stanovení předběžné slevy na jednotlivých vstupních nebo výstupních hraničních bodech.

V souladu s čl. 16 odst. 4 NC TAR tak bude pro kapacitní produkty s přerušitelnou kapacitou aplikován režim následných slev (kompenzací při přerušení) za přerušenou část kapacity ve výši trojnásobku ceny za denní standardní pevnou kapacitu. V případě výskytu přerušení na hraničním bodě provede ERÚ analýzu pravděpodobnosti přerušení a pro následující období bude zavedena předběžná sleva podle čl. 16 odst. 2 NC TAR.

## Seznam obrázků

Obrázek 1	Lokalita fyzických bodů mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky v distribučních zónách a virtuálních bodů .....	18
Obrázek 2	Lokalita fyzických bodů zásobníků plynu a virtuálního bodu.....	19
Obrázek 3	Možné směry toku plynu .....	23
Obrázek 4	Struktura přepravní soustavy .....	24

## Seznam tabulek

Tabulka 1	Kompresní stanice přepravní soustavy a jejich výkony.....	7
Tabulka 2	Vstupy pro cenotvorbu dle podmínek .....	10
Tabulka 3	Orientační referenční ceny a související výnosy.....	11
Tabulka 4	Výsledky a orientační referenční ceny cílového modelu .....	13
Tabulka 5	Srovnání orientačních referenčních cen cílového modelu a metodiky popsané v čl. 8 NC TAR .....	15
Tabulka 6	Lokalita virtuálních propojovacích bodů .....	17
Tabulka 7	Lokalita propojovacích bodů .....	17
Tabulka 8	Lokalita virtuálních bodů DSO+PPZ.....	18
Tabulka 9	Lokalita agregovaného virtuálního bodu zásobníku plynu a přeshraničního zásobníku plynu Dolní Bojanovice .....	19
Tabulka 10	Matice vzdáleností mezi vstupními a výstupními body přepravní soustavy.....	20
Tabulka 11	Předpokládaná smluvní kapacita na hraničních bodech.....	21
Tabulka 12	Předpokládaná smluvní kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky .....	21
Tabulka 13	Předpokládaná smluvní kapacita bodů zásobníků plynu .....	22
Tabulka 14	Předpokládané toky na vstupních a výstupních bodech .....	23
Tabulka 15	Orientační výše poplatku za průtok na výstupních hraničních bodech.....	26
Tabulka 16	Orientační výše poplatků za průtok na výstupních bodech pro přepravu plynu v rámci systému .....	26
Tabulka 17	Rozdíl v úrovni přepravních sazeb .....	26
Tabulka 18	Hodnotící kritéria pro nastavení výše multiplikátorů .....	28
Tabulka 19	Nastavení výše multiplikátorů pro rok 2025.....	29

## Seznam grafů

Graf 1	Dovoz plynu do EU a Velké Británie z Ruska týdně v letech 2021–2023 podle tras v mil. metrech kubických .....	4
Graf 2	NET4GAS Lanžhot a Waidhaus (VIP výstupní body) – Denní fyzický tok v kWh/d, 01.10.2021 – 06.12.2023.....	5
Graf 3	Vývoj rezervované kapacity v EU a vypršení platnosti stávajících kapacitních smluv v příslušných bodech CAM .....	6
Graf 4	Srovnání přepravních tarifů s okolními zeměmi.....	13
Graf 5	Předpokládaná kapacita mezi přepravní soustavou a distribučními soustavami a přímo připojenými zákazníky .....	22

## Oddělení regulace cen v plynárenství

Vydání: 18.12.2023



**Energetický regulační úřad**  
Masarykovo náměstí 5, 586 01 Jihlava  
+420 564 578 666  
podatelna@eru.cz  
ID datové schránky ERÚ eeuaau7  
**[www.eru.cz](http://www.eru.cz)**