

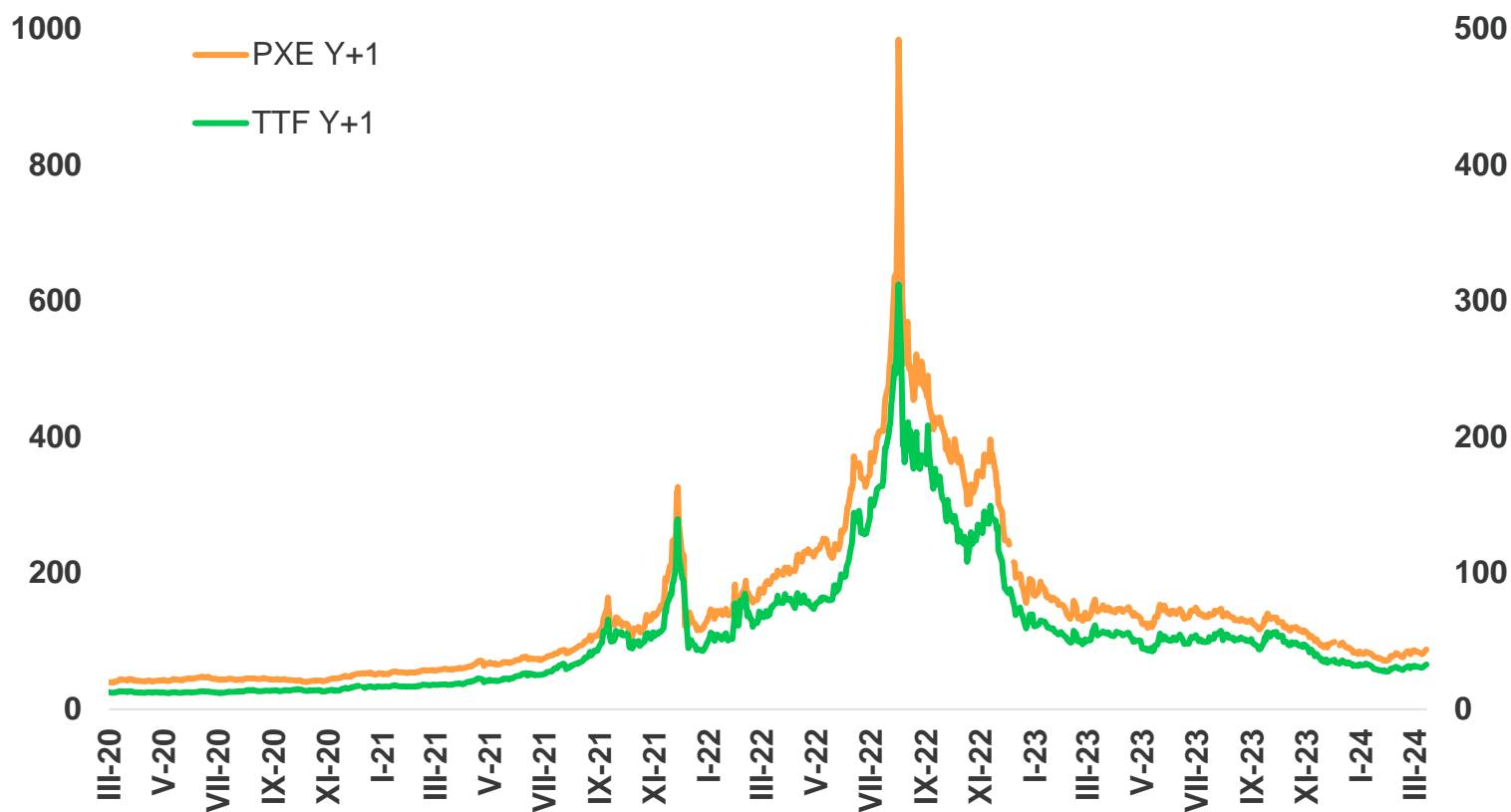
# Vývoj na energetických trzích a transformace české energetiky

Pavel Řežábek, hlavní ekonom  
25. 4. 2024

# Nejhorší část energetické krize jsme už překonali



## Cena elektřiny v CZ a zemního plynu TTF\* s dodáním v následujícím roce EUR/MWh, PXE (levá osa), TTF (pravá osa)



- Ceny plynu dosáhly extrémních hodnot v srpnu roku 2022 kvůli ruskému rozhodnutí jednostranně ukončit většinu dodávek zemního plynu vč. těch s dlouhodobými smlouvami. Cena elektřiny následovala, neboť k uspokojení spotřeby bylo zapotřebí pouštět i plynové elektrárny
- Vysoké ceny vedly k velkým úsporám na straně spotřeby a k dodávkám LNG z celého světa. Ceny zemního plynu i elektřiny tak postupně poklesly a od března 2023 zůstávaly relativně stabilní
- K aktuálním nižším cenám plynu a elektřiny dále přispěla letošní teplá zima, vyšší výroba z jaderných a vodních elektráren v EU a vyšší instalovaná kapacita (a tedy i výroba) obnovitelných zdrojů

# V českém veřejném prostoru obíhá o energetice řada mýtů



## NEPRAVDIVÁ TVRZENÍ

Příčinou vysokých cen elektřiny je německá burza v Lipsku



ČR by pomohlo zakázat vývoz elektřiny do Německa



Německo na tom bude špatně, protože bude dovážet elektřinu



Německo má nedostatek výkonu v říditelných zdrojích



Německo má nedostatek elektřiny kvůli zavření jaderných elektráren



ČR doplácí na zelenou politiku Německa a „Energiewende“



## REALITA

Burza si ceny elektřiny nevymýšlí, je pouze nástrojem, který umožňuje spojit nabídku s poptávkou a vytvořit tak tržní cenu. Do zdražení ceny elektřiny se promítl zejména nárůst ceny plynu v Evropě. I cenu plynu určuje rovnováha mezi poptávkou a nabídkou na evropském, resp. globálním trhu.

ČR vyváží elektřinu zejména k východním sousedům, při vysoké výrobě z obnovitelných zdrojů naopak dováží levnější elektřinu z Německa. Záměrné omezení vývozu elektřiny z ČR by odpovídalo spíše praktikám Ruska ohledně dodávek zemního plynu. ČR by tím porušila pravidla volného evropského trhu. Ten zcela zásadně potřebujeme: ČR vyváží cca 10 TWh elektřiny, ale dováží 80 TWh plynu a 100 TWh ropy a ropných výrobků.

Do Německa se dováží elektřina, protože to je ekonomicky výhodné: dovezená elektřina (zejm. z Francie a Dánska) je levnější než z elektráren v Německu

Německá špičková spotřeba se v posledních letech pohybuje v oblasti 80-85 GW. Podle údajů BNetzA z června má Německo přes 90 GW říditelných zdrojů, které se účastní trhu. Dále 6 GW zdrojů v rezervě a 2 GW zdrojů, které jsou dočasně uzavřeny. Výkonu je tedy v Německu dostatek i pro situace, kdy nesvítí a nefouká

V roce 2009 vyrábělo Německo z jadra + OZE celkem 227 TWh, v roce 2021 celkem 300 TWh a v roce 2023 jen z OZE 251 TWh. Vyrobené elektřiny tedy dokonce významně přibylo. Díky tomu bylo možné odstavit i část uhelných elektráren. Nicméně delší provoz jaderných elektráren by býval výrazně urychlil dekarbonizaci...

Německé obnovitelné zdroje díky nízkým (prakticky nulovým) variabilním nákladům nabízejí na trhu elektřinu velmi levně. Výsledkem je, že po část roku levná německá elektřina teče z Německa do ČR a snižuje ceny na českém trhu.

# Řada tvrzení o energetice v ČR je příliš zjednodušená



## NEPRAVDIVÁ TVRZENÍ

## REALITA

Dovážená elektřina je drahá

Dovoz elektřiny VŽDY znamená přísun levnější elektřiny oproti výrobě z domácího zdroje, jinak by import nenastal. Z důvodů BEZPEČNOSTI může být vhodné mít říditelný zdroj pro zajištění výroby v ČR, nicméně to znamená dodatečné náklady

ČR musí být energeticky soběstačná

Ve výkonu (MW) by to bylo vhodné, v energii (MWh) to zřejmě není dosažitelné. ČR nemůže zabránit levnějším dovozům elektřiny a pro koncové spotřebitele to není ani ekonomicky žádoucí. Sousední země staví více OZE, to nabízí na trh za nulové ceny a následně tržně přetéká i do ČR. Elektrizační soustava musí být schopna zajistit spotřebitelům cenově dostupnou, bezpečnou a udržitelnou elektřinu v každé hodině. Proto musí být cílem

1. Zajistit dostatek říditelného výkonu v ČR. Ten musí odpovídat špičkové spotřebě (a nikoli kapacitě OZE)
2. Umožnit vyšší dovoz levné elektřiny ze zahraničí v hodinách, kdy je v západní výrobě přebytek OZE
3. Zajistit dostatek zelené elektřiny pro průmysl, aby se udržel v dodavatelských řetězcích + pro výrobu vodíku

ČR nemá vhodné podmínky pro růst OZE

ČR má dostatečně vhodné podmínky pro růst OZE ze současné úrovně. Nejde o to, aby se místní ceny dorovnaly s větrem na Baltu a fotovoltaikou v Itálii. Cílem je co nejlevněji zajistit v ČR diverzifikovaný a bezpečný a udržitelný energetický mix. Uměle omezovat růst OZE vede jen k jejich dražší realizaci, jak např. ukazuje srovnání vysoutěžené ceny za fotovoltaiku v Německu (50-60 EUR/MWh) a ve slunné Francii (82 EUR/MWh)

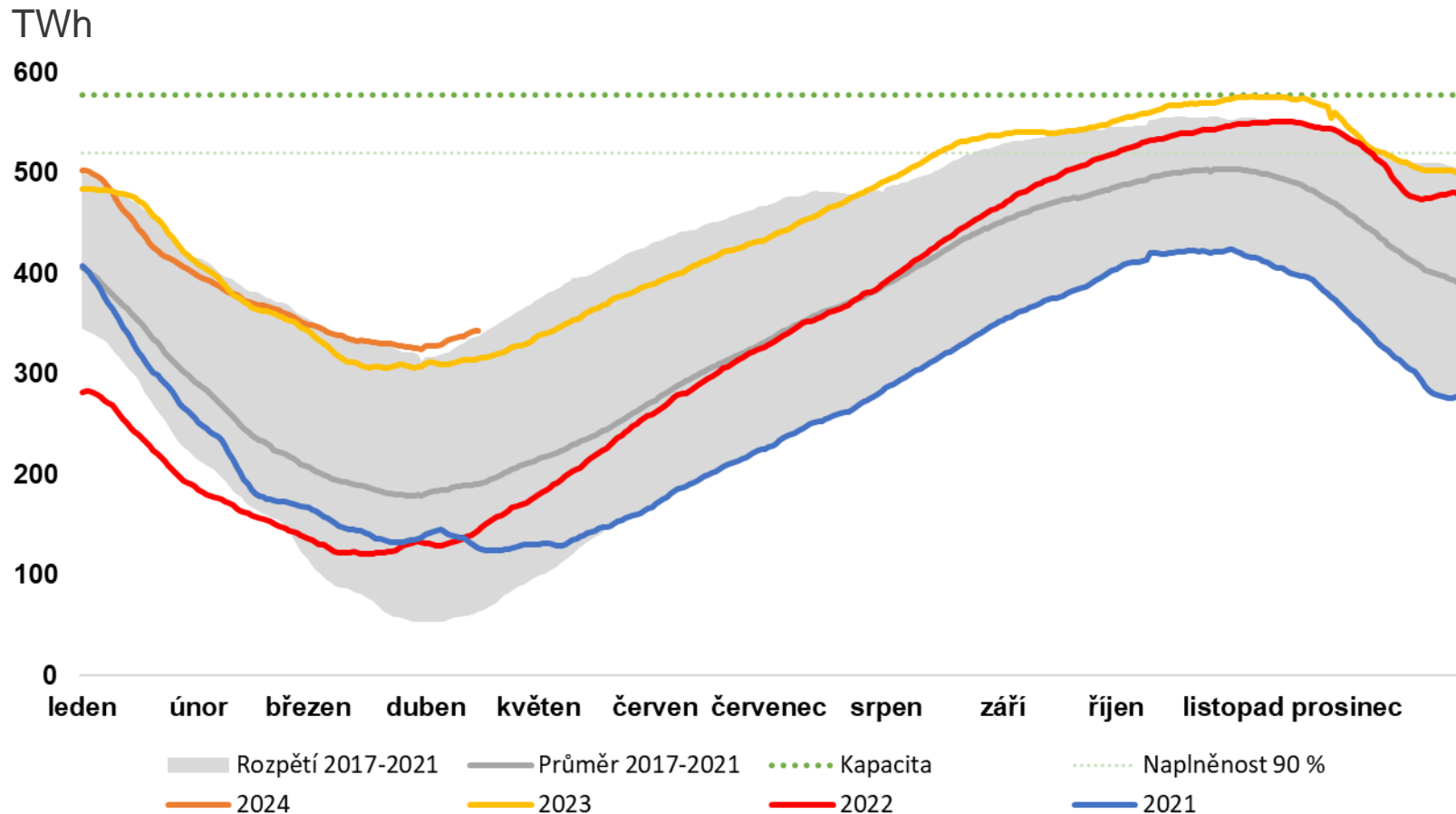
Green Deal povede k deindustrializaci Evropy

Obavy jsou spíše opačné: USA a Čína půjdou tak rychle do nových technologií, že Evropě opět utečou. USA schválily IRA, Inflation Reduction Act, který (proti názvu nečekaně) přesměrovává obrovské prostředky do zelených technologií. Čína investuje do nových technologií jako fotovoltaika, baterie, elektromobily, atd. Více protekcionismu proti nekalé konkurenci (např. stání pomoc v Číně nebo tamní vysoce emisní provozy) by mohlo být vhodné

# Ceny plynu klesly, protože plynu je dost a evropské zásobníky jsou naplněny nadprůměrně



## Plnění zásobníků v západní Evropě (DE, FR, NL, BE)



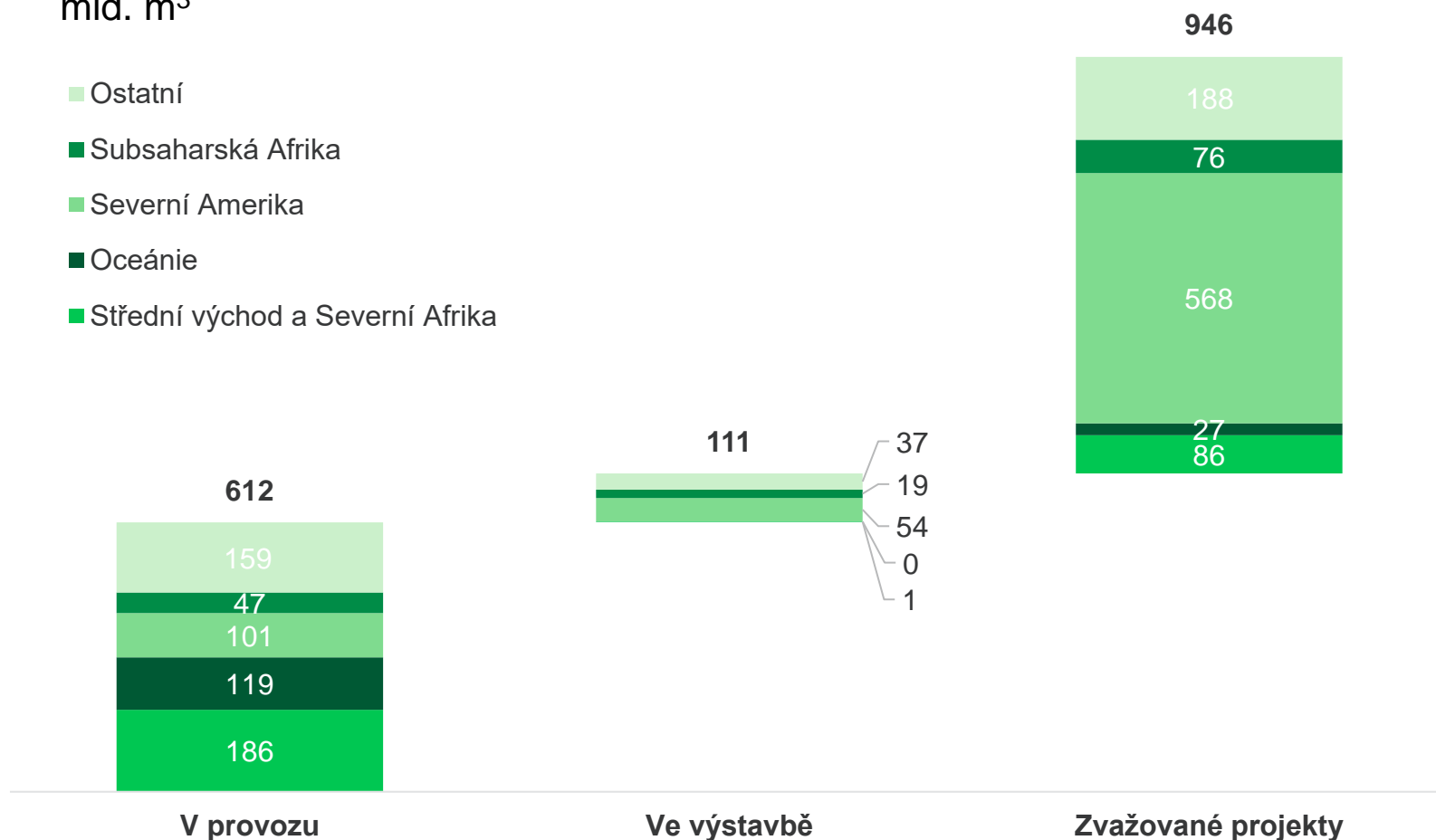
- Nízký import ruského plynu je stále **kompensován sníženou spotřebou a vyšším importem LNG**
- **Naplněnost zásobníků dosáhla v maximu takřka 100 %** a někteří obchodníci dokonce využili ukrajinské zásobníky pro ukládání přebytků
- **Aktuální naplněnost dosahuje nadprůměrných 62 %** i přes vyšší čerpání zásob na začátku zimy kvůli chladnému počasí
- Evropská komise oznámila další cíle na naplnění evropských zásobníků. Hlavním cílem je dosažení min. 90% naplněnosti k 1. listopadu 2024

# Nabídka LNG na globálním trhu poroste



## Celosvětová kapacita exportních LNG terminálů mld. m<sup>3</sup>

- Ostatní
- Subsaharská Afrika
- Severní Amerika
- Oceánie
- Střední východ a Severní Afrika



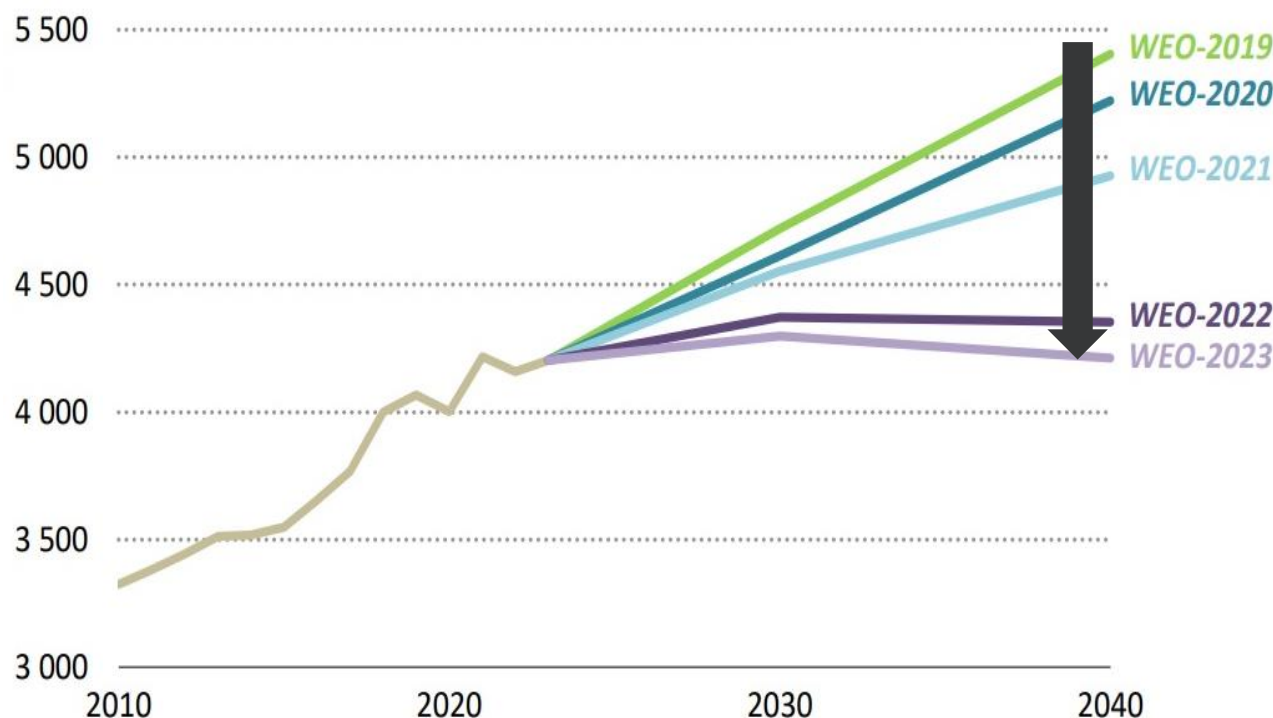
- Kapacita exportních LNG terminálů v nejbližších letech značně naroste
  - V současnosti je v provozu zhruba 150 zařízení na export zkapalněného zemního plynu
  - Ve výstavbě je dalších téměř 30 zařízení
  - Uvažuje se o dalších až 160 exportních zařízeních
- Většina nově vznikajících projektů se nachází v USA. **Spojené státy se výhledově stanou největším exportérem LNG**
- Katar, jeden z největších vývozců LNG, navýší exportní kapacity až na 170 mld. m<sup>3</sup> do roku 2027

# Mezinárodní energetická agentura opět upravila výhled spotřeby zemního plynu směrem dolů



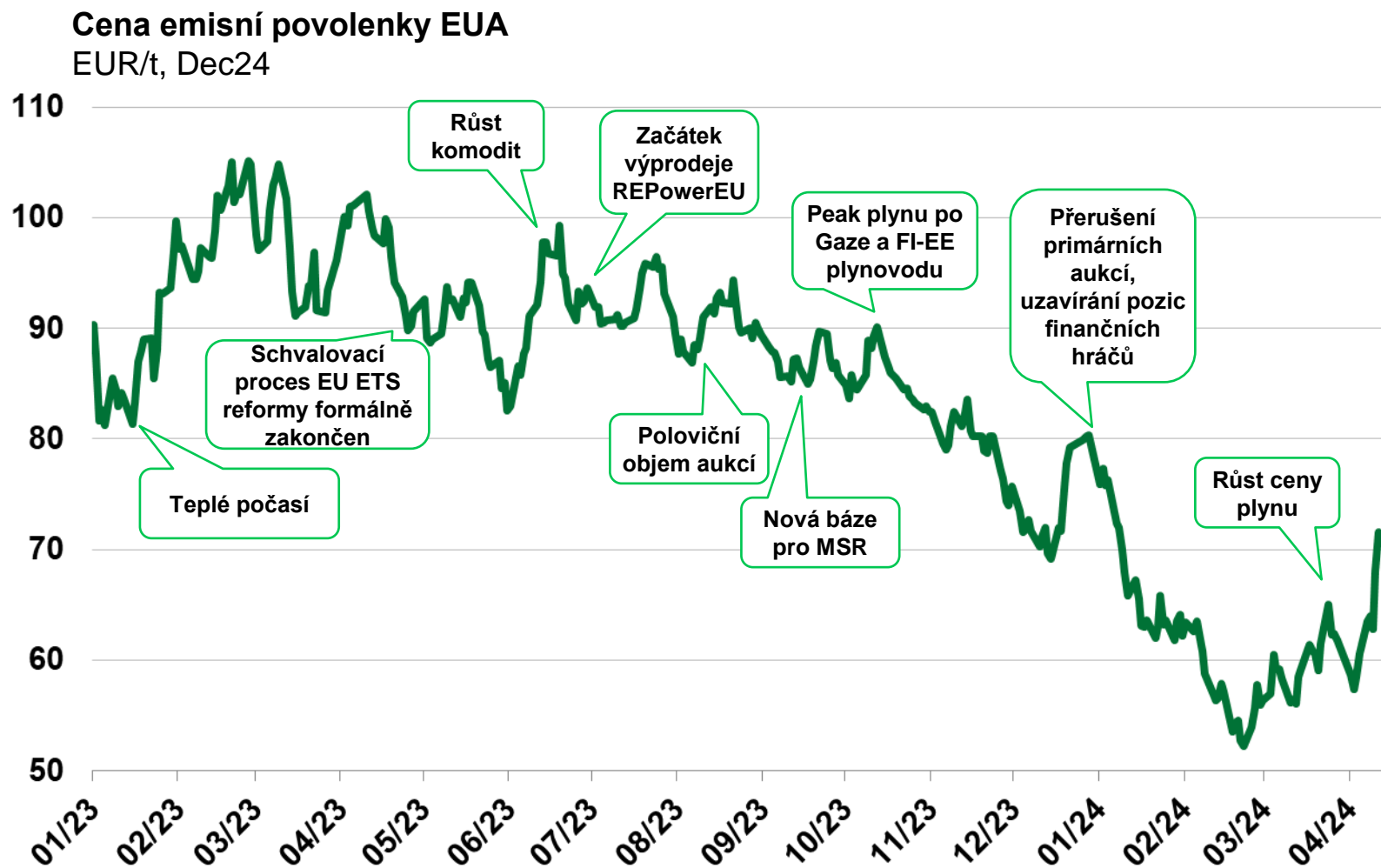
## Výhled celosvětové spotřeby zemního plynu

bcm



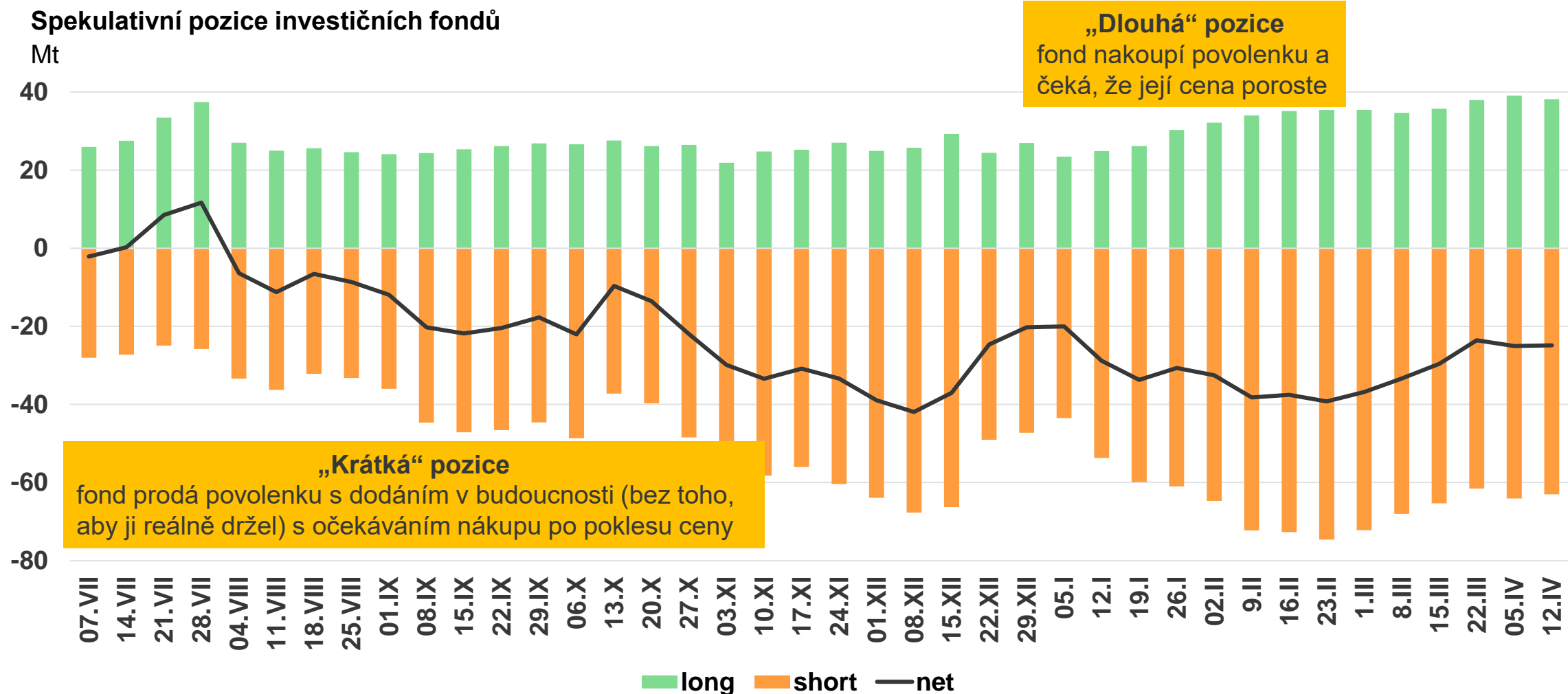
- IEA dříve předpokládala silný pokračující nárůst spotřeby zemního plynu
- **Revize výhledu obnovitelných zdrojů směrem nahoru** postupně zužovaly prostor pro to, aby zemní plyn přispíval k růstu poptávky po elektřině, což vedlo k změně poptávky po plynu směrem dolů
- **Události roku 2022 (zejména ruská invaze na Ukrajinu)** zapříčinily zásadní revizi výhledu zemního plynu
  - Poptávka po zemním plynu se v roce 2040 snížila o asi 570 bcm (snížení o 12 %)
  - Polovina snížení byla způsobena rychlejším odklonem od plynu ve vyspělých ekonomikách a polovina byla výsledkem pomalejšího předpokládaného růstu rozvojových ekonomik
- **V posledním výhledu se poptávka snížila o 140 bcm**
  - Poptávka po plynu se snížila především kvůli revizi ve výhledu OZE směrem nahoru
  - Vyspělé ekonomiky v čele s Evropou mají na svědomí přibližně tři čtvrtiny celkové revize poptávky po zemním plynu směrem dolů

# Cenu povolenky v krátkodobém horizontu ovlivňuje kombinace slabé poptávky a silné nabídky, dlouhodobě cena spíše poroste



- **Nabídka:** objem primárních aukcí letos oproti loňskému roku mírně naroste:
  - Dodatečné povolenky z REPowerEU přichází na trh od července 2023, celkový objem do 2026 bude v objemu 20 mld EUR, což při dnešních cenách znamená cca 300 Mt
  - Do tržní stabilizační rezervy se od září 2023 stahuje méně povolenek než loni
- **Poptávka:**
  - Ekonomická stagnace znamená nízkou poptávku z průmyslu
  - Levný plyn v poslední době znamená vyšší využití plynu na úkor uhlí a tedy menší emise
- **Regulace:**
  - Podle platných pravidel přijdou na přijdou na trh poslední povolenky v roce 2039. Dále už by bylo možné je generovat jen z negativních emisí např. pomocí drahého zachytávání a ukládání uhlíku
  - Končící Evropská komise navrhuje cíl pro dekarbonizaci celé ekonomiky pro rok 2040 ve výši 90%
  - Povolenka tak dlouhodobě zdraží

# Investiční fondy nyní převážně spekulují na pokles ceny povolenky

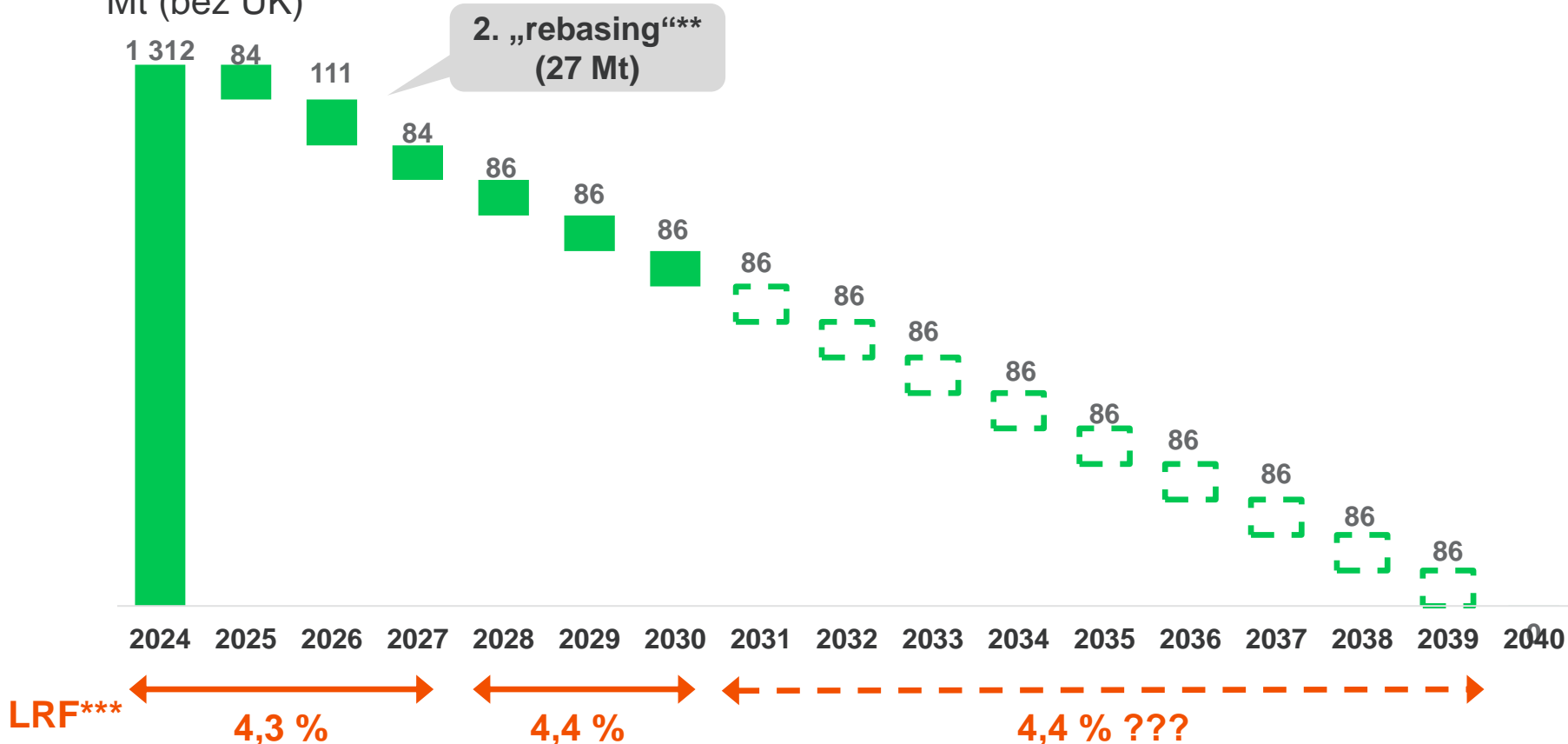


# Dlouhodobě ceny povolenek porostou, protože dle platných pravidel se poslední dostanou na trh v roce 2039



## Emisní strop pro stacionární zařízení v rámci EU ETS\*

Mt (bez UK)

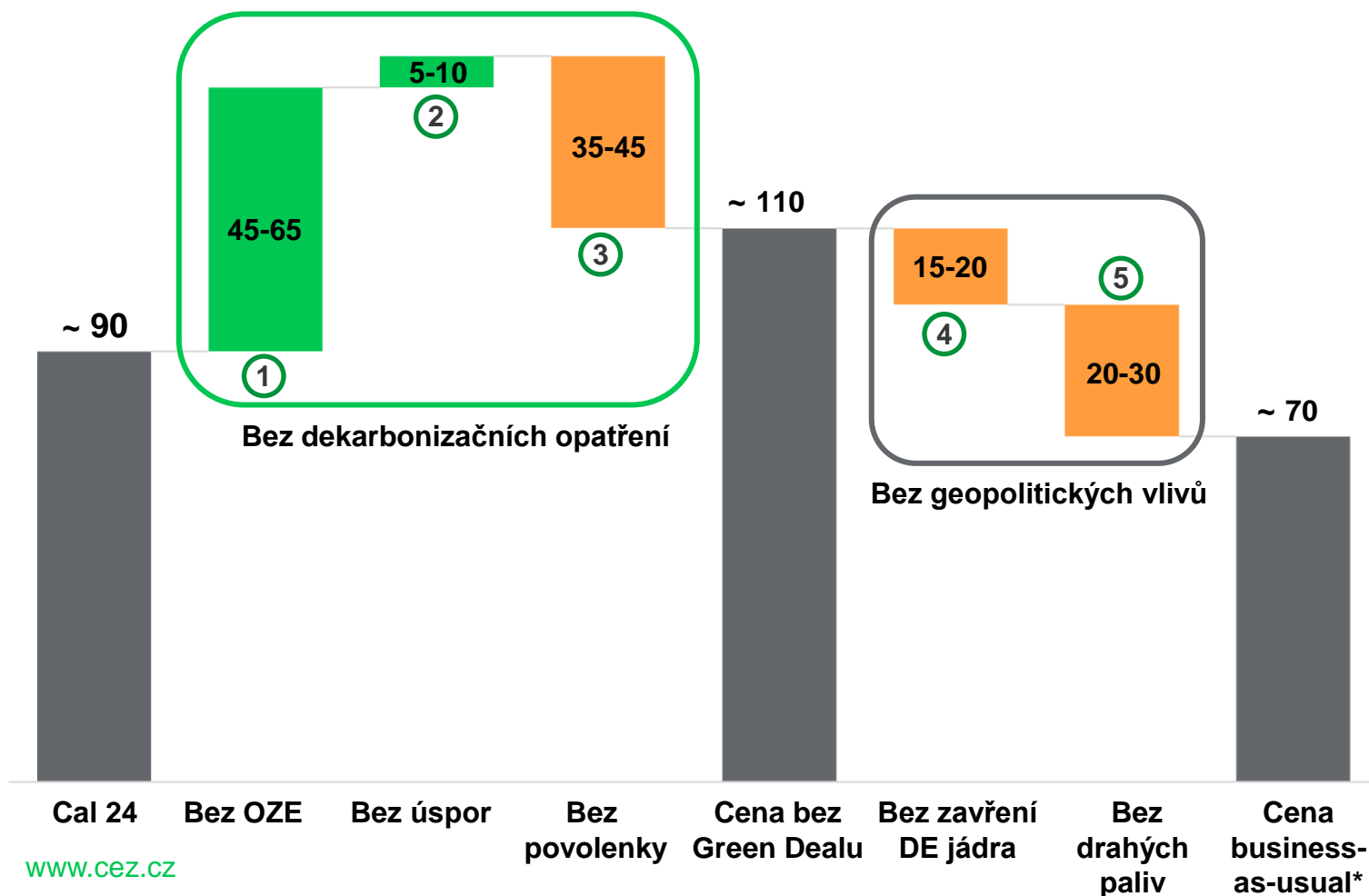


- EU ETS má nastavená pravidla do roku 2030
- Při pokračování současné legislativy by se **poslední povolenky na trh dostaly v roce 2039**
- Emisní strop pro EU ETS bude nastaven dle celkového cíle pro rok 2040 (Evropská komise navrhuje 90 % pokles vůči roku 1990)
- Dle analytiků by se mohlo tempo poklesu po roce 2030 mírně snížit, každopádně **objem povolenek kolem roku 2040 bude minimální**
- Nové povolenky pak budou vznikat zejména díky **negativním emisím, což je megadrahé řešení**

# Situace: zelená politika EU snižuje stávající velkoobchodní ceny elektřiny o 20-40 EUR/MWh oproti situaci bez těchto opatření



Ilustrativní rozklad DE ceny pro rok 2024  
EUR/MWh



1. Výstavba OZE snižuje cenu silové elektřiny tím, že vytlačuje dražší marginální zdroje. Bez výstavby OZE by dnes Evropa byla v některých hodinách na pokraji nedodávky, což by vedlo k dalšímu růstu cen.
2. Realizované úspory energií se elektřiny týkají jen málo
3. Cena povolenky zdražuje produkci uhlerných a plynových elektráren. Nárůst ceny za emisní povolenku je více než kompenzován výstavbou OZE a úsporami. Výdaje za povolenku zůstávají v EU a financují energetickou transformaci, naproti tomu peníze za ropu a plyn odchází mimo EU.
4. Odstavení německého jádra, tj. 20 GW od roku 2011, dnes zvyšuje cenu o 15-20 EUR/MWh
5. Ruskem způsobený nárůst cen zemního plynu na 40 EUR/MWh zvýšil cenu o 20-30 EUR/MWh. Se zlevňujícím plynem tato hodnota postupně klesá. V roce 2022 to způsobilo nárůst o stovky EUR/MWh

Graf popisuje situaci na velkoobchodních trzích s elektřinou. Do koncové ceny se vedle silové elektřiny započítávají ještě dodatečné náklady na růst obnovitelných zdrojů a posílení sítí a na energetické úspory. To zároveň zvyšuje bezpečnost, neboť zelená energie je domácí, a šetří se budoucí náklady na řešení následků klimatické změny

\*Cena elektřiny v roce 2024 bez výstavby OZE, úspor, povolenky, odstavení DE jádra a s cenami paliv z roku 2019

# Energetiku ovlivní významné celosvětové a evropské trendy



## Růst OZE v Německu a dalších zemích

- Velmi nízké ceny elektřiny v obdobích vysoké výroby OZE v regionu (v zimě vítr při přechodu front, v létě fotovoltaika každé poledne)

## Vysoká cena emisní povolenky

- Ztráta konkurenceschopnosti uhelných zdrojů a jejich vytlačování z energetického mixu

## Elektrifikace dopravy, vytápění a průmyslu

- Růst absolutní poptávky po elektřině i přes tlak na energetické úspory

## Potřeba zeleného vodíku

- Průmysl a doprava budou potřebovat dostatek zeleného vodíku

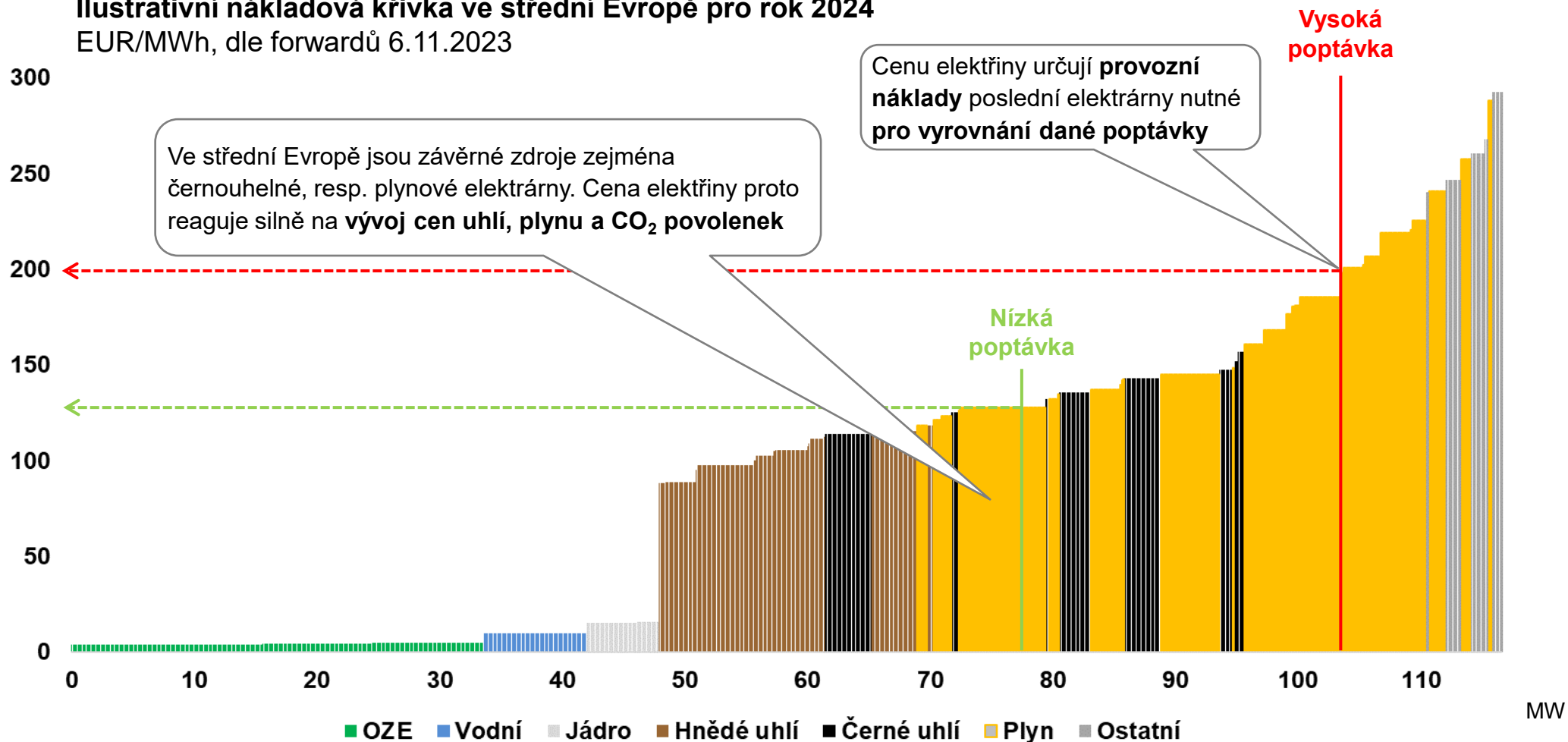
Přímý dopad na uhelné zdroje

# Při nízkých cenách povolenky resp. vysokých cenách zemního plynu byly uhelné elektrárny levnější než plynové a byly uprostřed nákladové křivky



## Ilustrativní nákladová křivka ve střední Evropě pro rok 2024

EUR/MWh, dle forwardů 6.11.2023

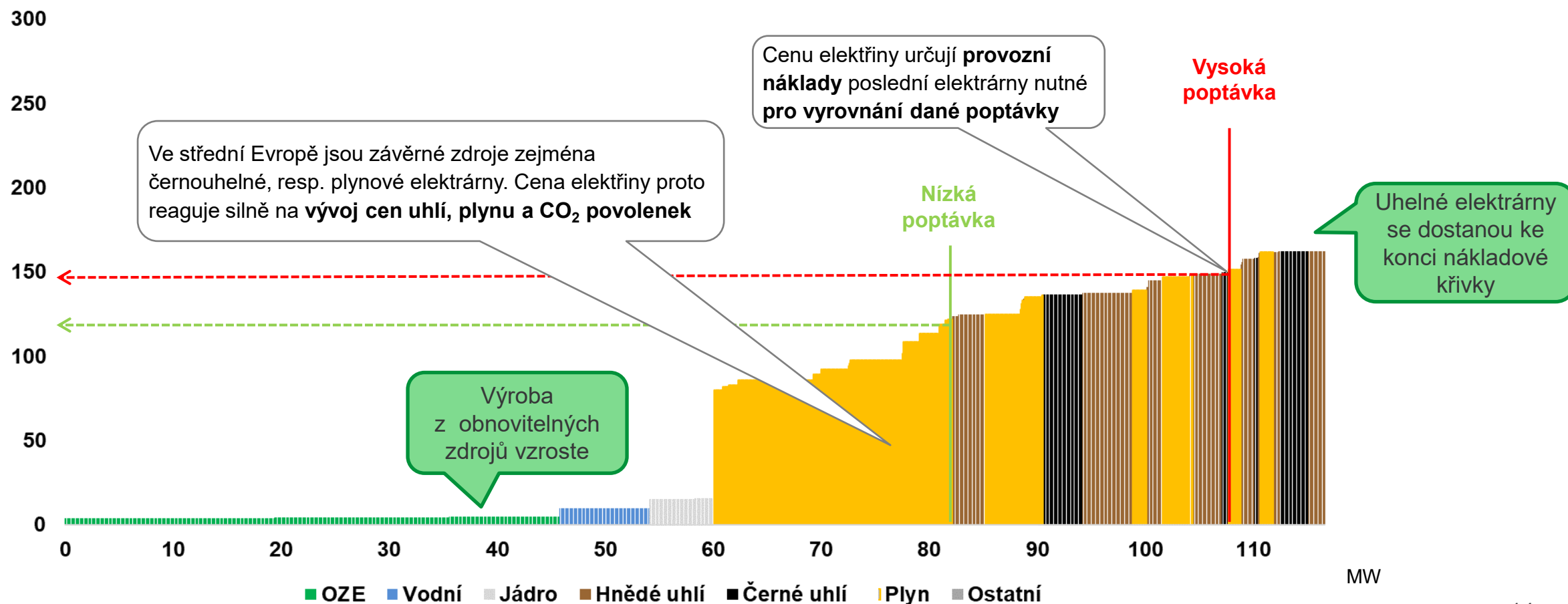


V následujících letech se konkurenceschopnost uhelných elektráren zhorší kvůli levnějšímu plynu a dražšímu CO<sub>2</sub> a kvůli rostoucí výrobě z obnovitelných zdrojů



### Ilustrativní nákladová křivka ve střední Evropě pro rok 2028

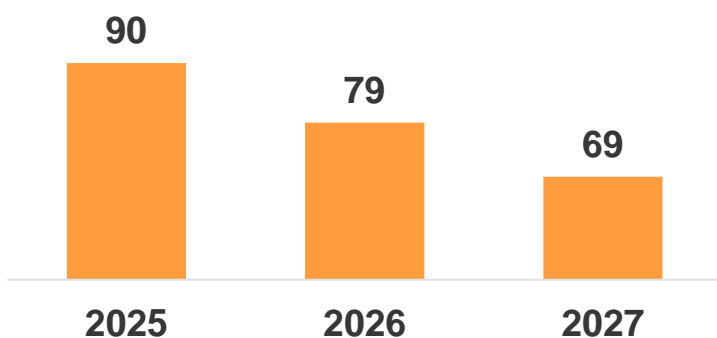
EUR/MWh, dle forwardů 6.11.2023



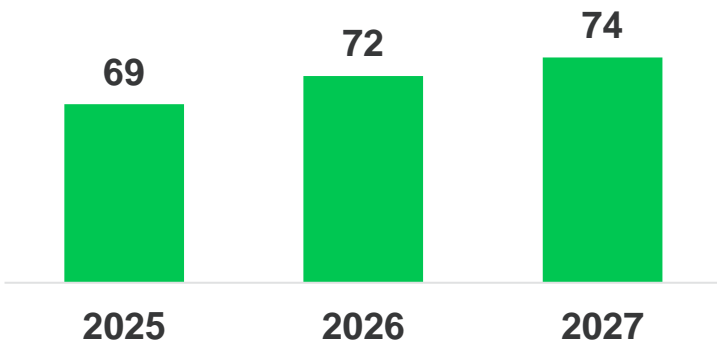
# Současné výzvy české energetiky: Ekonomika hnědouhelných elektráren se rychle zhoršuje



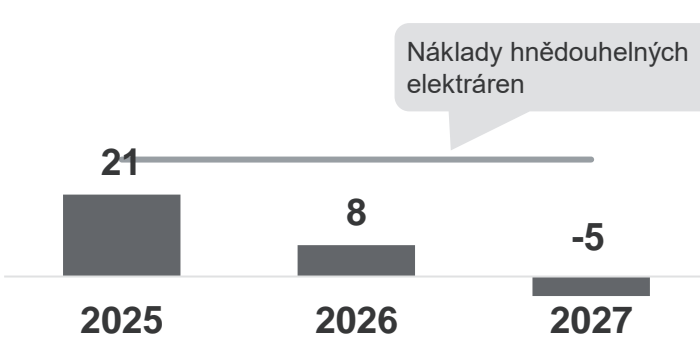
**Ceny elektřiny v ČR, baseload, forwardy**  
EUR/MWh, 22. 4. 2024



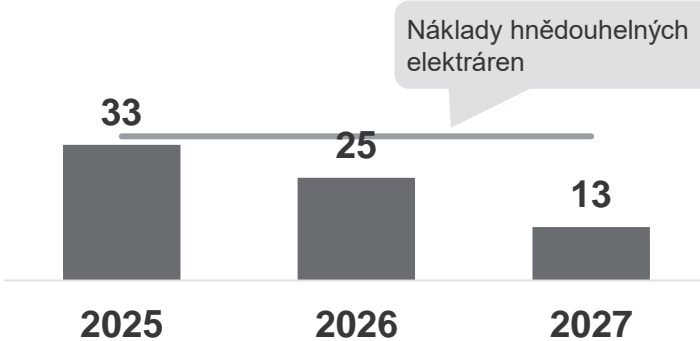
**Ceny emisní povolenky (EUA), forwardy**  
EUR/t, 22. 4. 2024



**Hnědouhelný baseload spread\***  
EUR/MWh, 22. 4. 2024



**Realizovaný hnědouhelný spread\*\***  
EUR/MWh, 22. 4. 2024



## Klesající hnědouhelný spread zhoršuje ekonomickou situaci uhelných elektráren

- Postupný pokles cen elektřiny a nárůst cen povolenky stlačuje hnědouhelný spread prudce dolů
- Hnědouhelné elektrárny tak můžou z ekonomických důvodů velmi omezit nebo dokonce ukončit provoz již dlouho před roky 2033 nebo 2038, kam směřují politická rozhodnutí
- V roce 2023 hnědouhelné elektrárny dodaly cca 35 % elektřiny v ČR

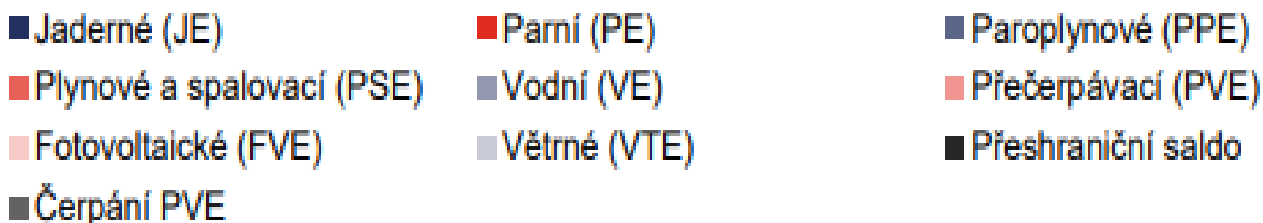
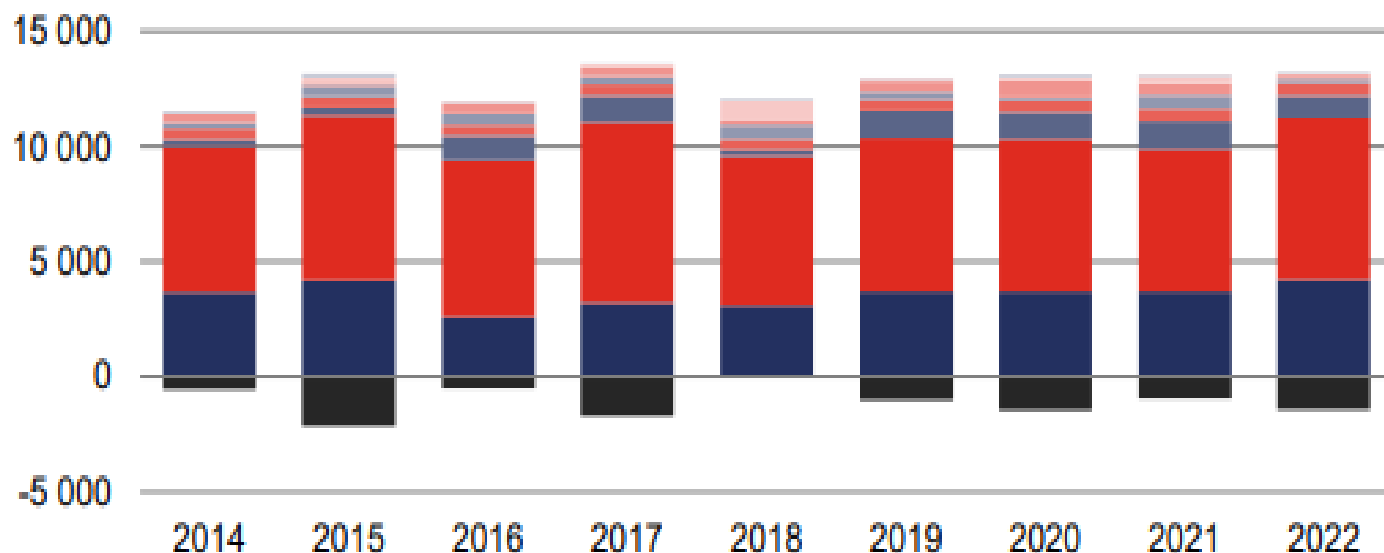
## Po ukončení provozu hnědouhelných elektráren bude pro udržení bezpečnosti dodávky zapotřebí

- Nahradit jejich říditelnou kapacitu pro pokrytí špičkové poptávky jinými říditelnými zdroji (plynové elektrárny)
- Zajistit dostatek levné energie z jiných zdrojů (fotovoltaika, vítr)

# ČR má nyní přebytek výkonu a i dlouhodobě potřebuje udržet bezpečnost dodávky



Maxima zatížení ES ČR v letech 2014 – 2022,  
MW



- V ČR je 18 GW říditelné kapacity, špičková spotřeba dosahuje kolem 12 GW
- V hodinách s maximální poptávkou se z ČR exportovalo za posledních 9 let průměrně 1100 MW
- Je zapotřebí vytvořit nástroje pro udržení dlouhodobé bezpečnosti dodávek

## Bezpečnost dodávek vs. soběstačnost:

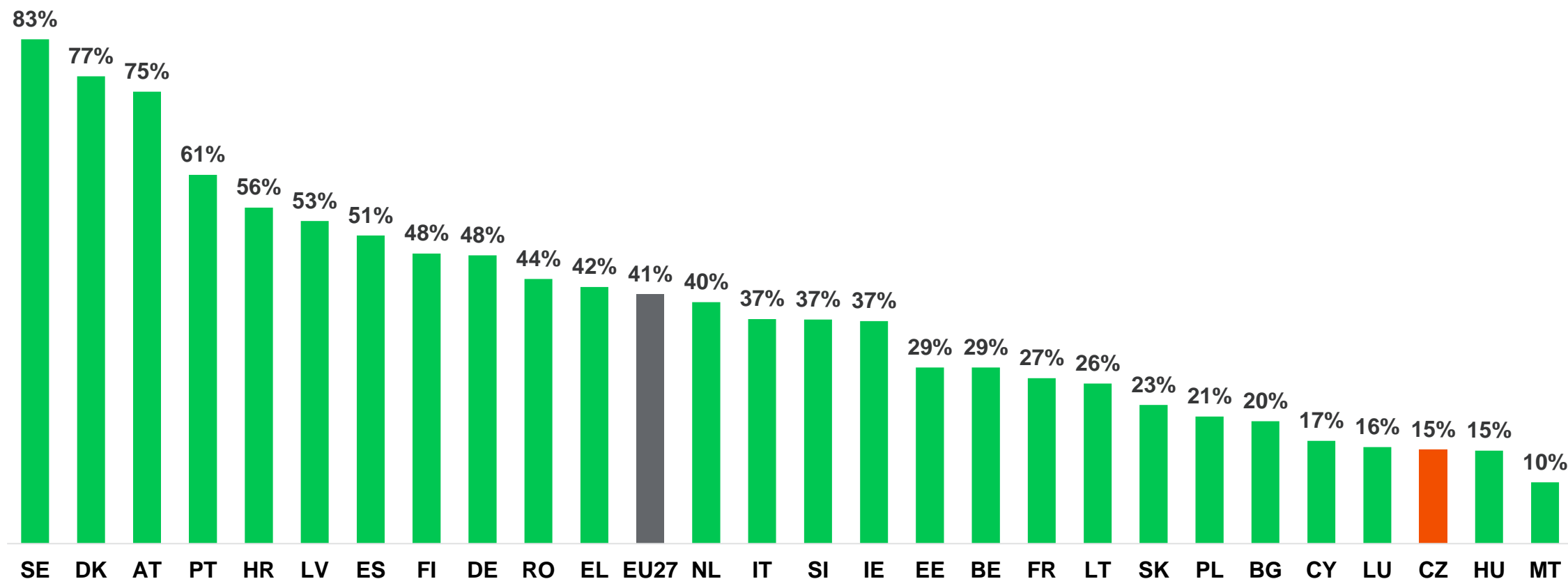
- **Pro zajištění bezpečnosti dodávek je klíčová schopnost pokrýt špičkovou poptávku z domácích zdrojů**, tzn. musí existovat příslušný říditelný výkon na území státu, což je možné ovlivnit státními rozhodnutími
- Naopak **nelze stanovovat cíle na míru soběstačnosti**: Import elektřiny závisí na relativních cenách mezi tuzemskými a zahraničními výrobci, nikoli na politickém rozhodnutí
- Pro zvýšení konkurenceschopnosti (snižování cen) je naopak nutné navýšit importní kapacity posílením přeshraničního propojení.

# Současné výzvy české energetiky: ČR má málo elektřiny z obnovitelných zdrojů



Podíl energie z OZE na hrubé konečné spotřebě elektřiny ve 2022

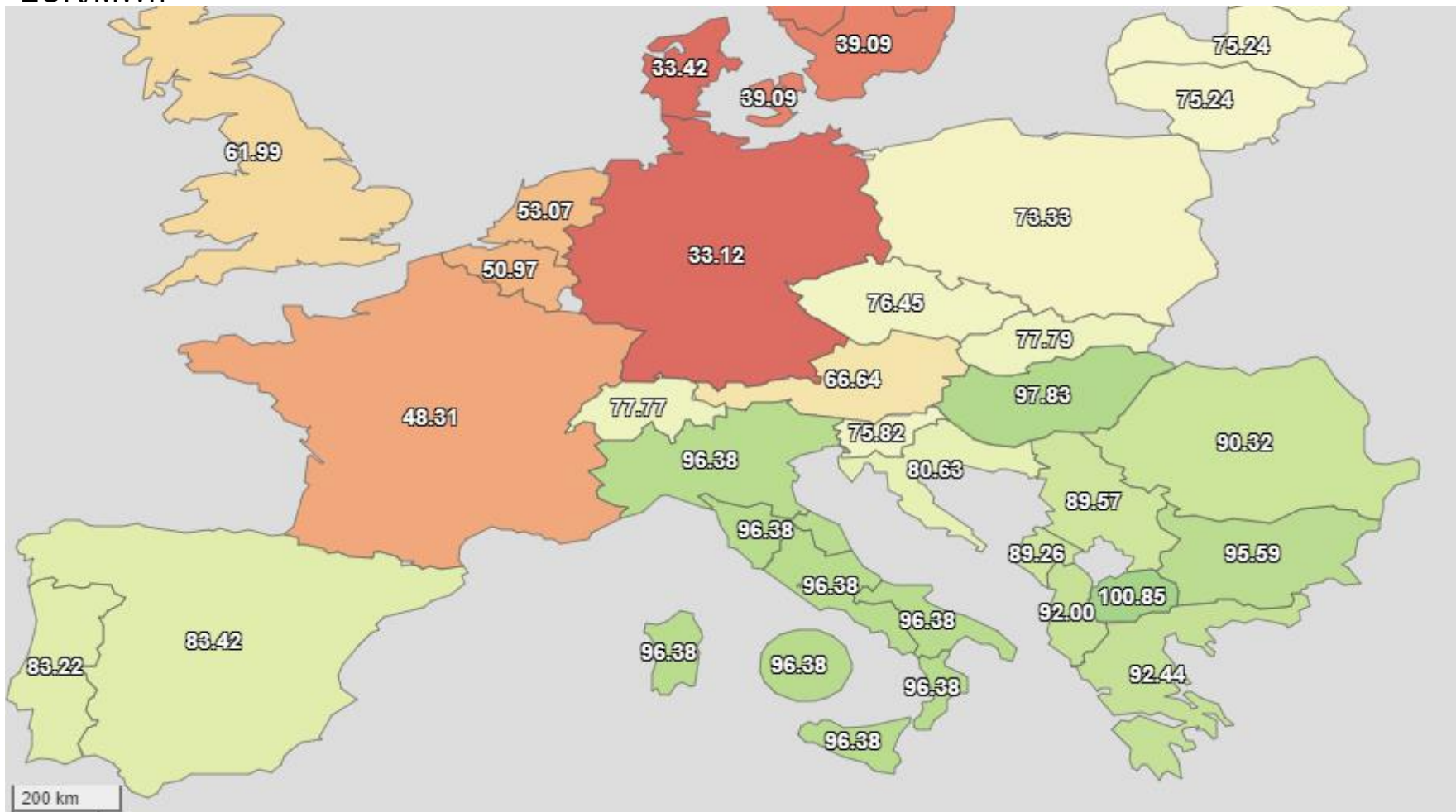
%



# Současné výzvy české energetiky: Již dnes jsou ve větrných dnech ceny v Německu výrazně nižší než v ČR



**Příklad: ceny elektřiny na středu 24.1.24,  
EUR/MWh**

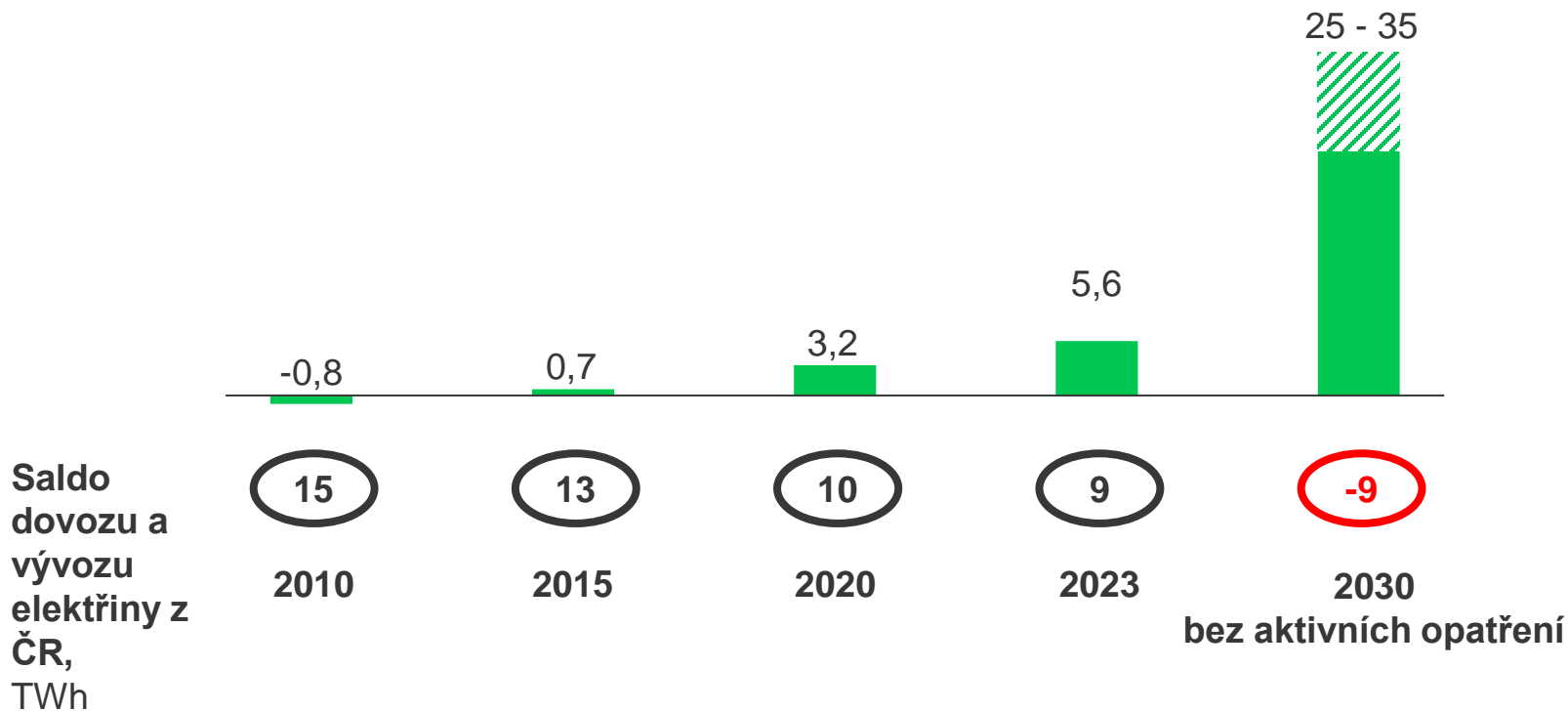


- Ceny elektřiny vznikají na celoevropském trhu ve všech zemích na stejném principu rovnováhy nabídky a poptávky na každou hodinu
- Kdyby přeshraniční propojení mělo neomezenou kapacitu, byly by ceny elektřiny ve všech zemích stejné
- Přeshraniční propojení je však omezené, a tak v každé zemi může stanovit cenu jiná elektrárna s jinými náklady na palivo a CO<sub>2</sub>. To vede k rozdílným cenám
- Konkrétně: Při silném větru se v Německu ustanoví mnohem nižší ceny elektřiny než u většiny sousedů vč. ČR

# Současné výzvy české energetiky: Bez aktivních opatření hrozí ČR rozevírání nůžek mezi cenami elektřiny v ČR a Německu



Rozdíl cen elektřiny mezi ČR a Německem, EUR/MWh



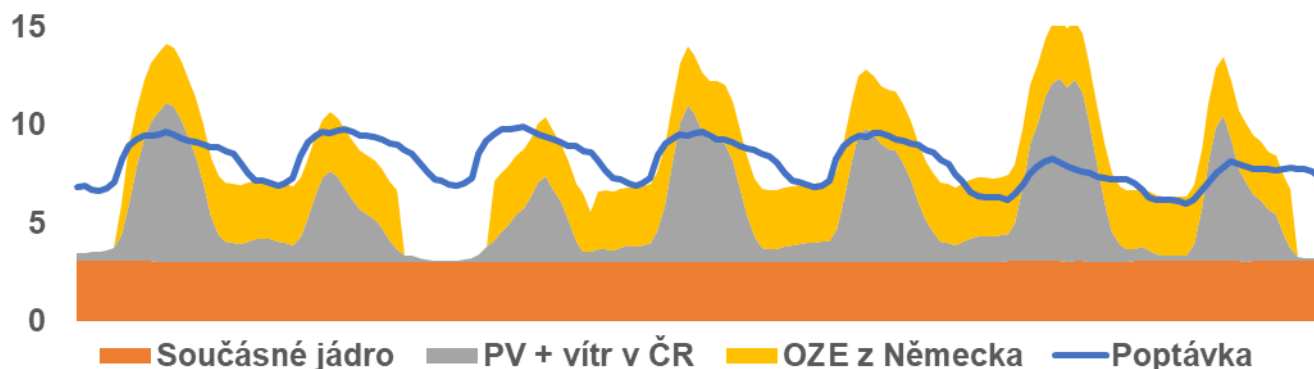
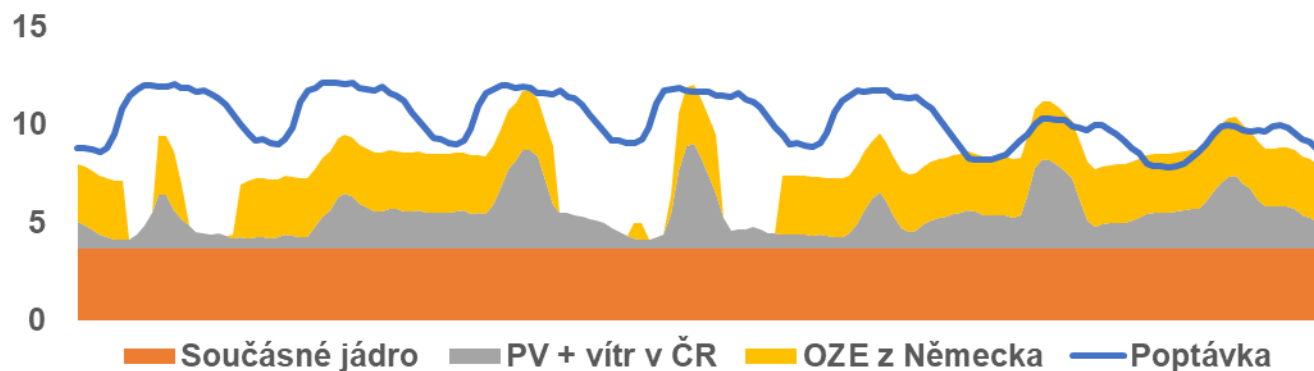
## Vysoký cenový rozdíl mezi ČR a Německem

- **Nevzniká kvůli nedostatku elektřiny** a vysokým cenám, neboť v těch situacích jsou trhy dobře propojeny a ceny v obou zemích bývají podobné
- **Vzniká v situaci středních cen, kdy intenzivně vane vítr** a Německo se díky obrovské výrobě z větrných elektráren dostane hluboko pod české ceny, protože přeshraniční přenosové kapacity se plně vytíží a pak se cena snižuje už jen v Německu

# Flexibilita bude zásadní: cena elektřiny bude v průběhu dne mnohem volatilnější



**Ilustrativní pokrytí poptávky v typickém týdnu v únoru a květnu 2035\*, GW**



- V ČR i v Německu se očekává výrazný nárůst kapacit ve fotovoltaice a ve větru, dohromady na přibližně 500 GW do roku 2040
- Bezemisní zdroje pokryjí svou výrobou celou poptávku přibližně ve 40 % hodin. S rozvojem akumulace může tento podíl ještě výrazně vzrůst
- OZE zahrnuje pouze FV a vítr. K tomu je v ČR třeba připočíst průměrně 500 MW z vody a biomasy a vynucený výkon na vytápění.

## Potřebná opatření:

- **Všechny nové zdroje musí být schopné poskytnout maximální flexibilitu pro zlepšení ekonomiky v hodinách se zápornou cenou**
- **Rozvíjet velkokapacitní akumulaci pro den/noc (hl. baterie) a sezónní skladování léto/zima (zejm. vodík)**
- **Přesunout flexibilní spotřebu do hodin s nadbytkem elektřiny a tedy s nízkou cenou**

# Pro zajištění bezpečné, dostupné a udržitelné elektřiny potřebuje Česko aktivně rozvíjet všechna dostupná opatření



Do roku 2030

Do roku 2050

<b>Výstavba fotovoltaiky a větrných elektráren</b>	<b>~ 15 GW</b> <b>~ 3 GW</b>	<b>Výstavba fotovoltaiky a větrných elektráren</b>	<b>10-30 GW</b> <b>5-6 GW</b>
<b>Výstavba plynových elektráren a kogenerací</b>	<b>5 GW</b>	<b>Rozvoj malých modulárních reaktorů (SMR)</b>	<b>7-8 GW</b>
<b>Posilování propojení s Německem</b>	<b>1.5 GW</b>	<b>Rozvoj velkých jaderných bloků</b>	
<b>Rozvoj akumulace elektřiny</b>	<b>2-3 GW</b>	<b>Výroba zeleného vodíku pro potřeby průmyslu a dopravy</b>	

**Před ČR stojí do roku 2050 investiční program  
v energetice ve výši 3 – 4 bil. CZK\***

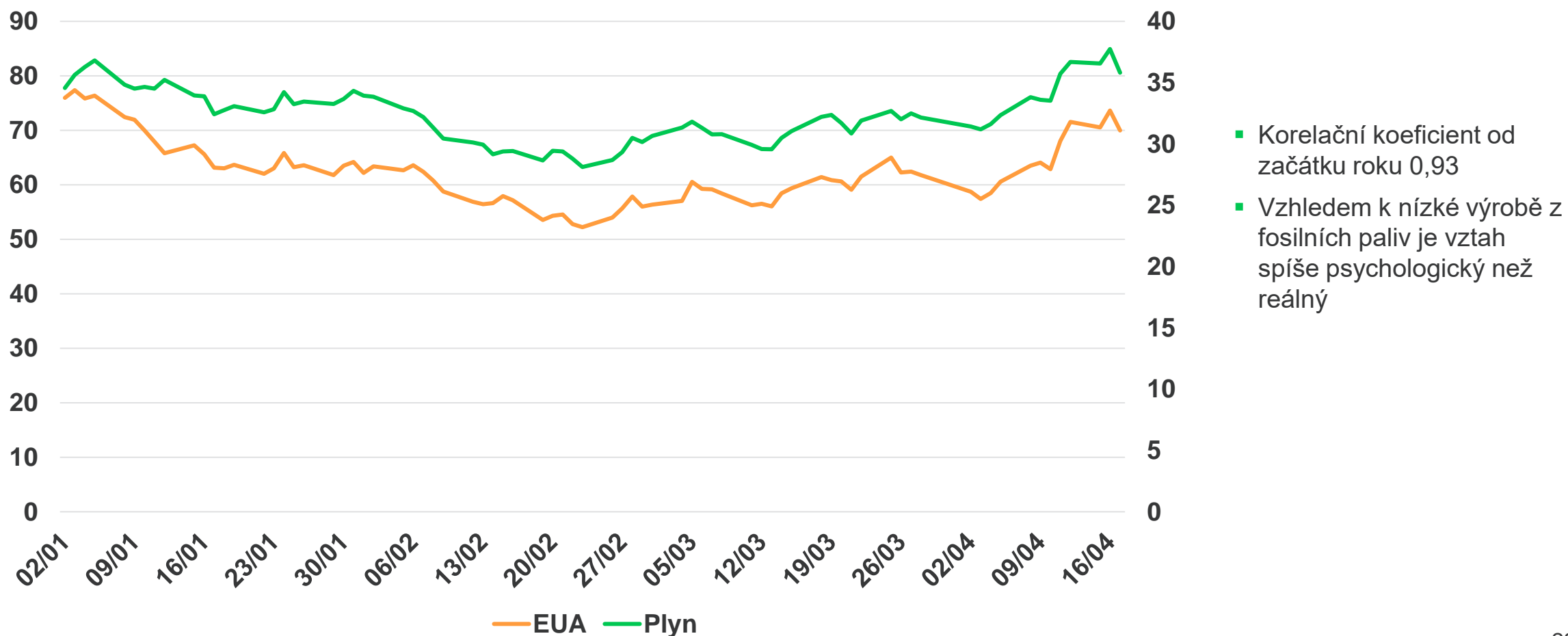
# BACKUP



# V poslední době je korelace mezi cenou emisní povolenky a zemního plynu silná



Vývoj ceny emisní povolenky (levá osa) a zemního plynu (pravá osa)  
EUR/t, EUR/MWh



# Energeticko-klimatické cíle EU jsou klíčovou evropskou legislativou pro energetiku



## Cíle 2030 (finální kompromis)

**Snížení emisí  
skleníkových plynů**  
oproti stavu v roce  
1990

### Ponecháno dle Fit for 55 na 55 %

- Závazný cíl na úrovni EU
- Snížit emise v rámci EU ETS o **62 %** do roku 2030 vůči 2005

**Podíl OZE na celkové  
finální spotřebě  
energie**

**min 42,5 %**

- Závazný cíl na úrovni EU
- Pro elektroenergetiku se indikativně očekává takřka 70 %

**Energetické úspory  
(EED) oproti stavu  
predikcí z roku 2007  
resp. 2020\***

**min 11,7 %\***

- Závazný cíl na úrovni EU  
**Úspory konečné spotřeby 0,8 % ročně do r. 2023 a 1,3 % mezi 2024-25, 1,5 % 2026-27 a 1,9 % mezi 2028-30**
- Závazný cíl na národní úrovni

## Pro ČR z příslušných směrnic plynou další závazky

- ČR předložilo v Národním klimaticko energetickém plánu 30% cíl pro podíl veškeré energie z OZE, v elektřině pak minimální cíl 10 GW ve fotovoltaice a 1,5 GW ve větrných elektrárnách do roku 2030. Evropská komise doporučuje zvýšit cíl na 33 %
- Na národní úrovni je zapotřebí dosáhnout minimálního podílu OZE v dopravě 29 % nebo snížení emisní intenzity v dopravě díky OZE o 14,5 % do roku 2030
- Podíl biopaliv, bioplynu a obnovitelných paliv nebiologického původu (RFNBO) na celkové spotřebě energie v dopravě musí dosáhnout minimálně 5,5 %
- Minimálně 42 % podíl RFNBO na spotřebě vodíku v průmyslu
- Snížení emisí v ČR o 26 % do roku 2030 (např. ETS2)
- Do roku 2030 dosáhnout čisté neutralizace emisí v rámci LULUCF ve výši 1228 kt
- A mnohé další závazné subcíle...

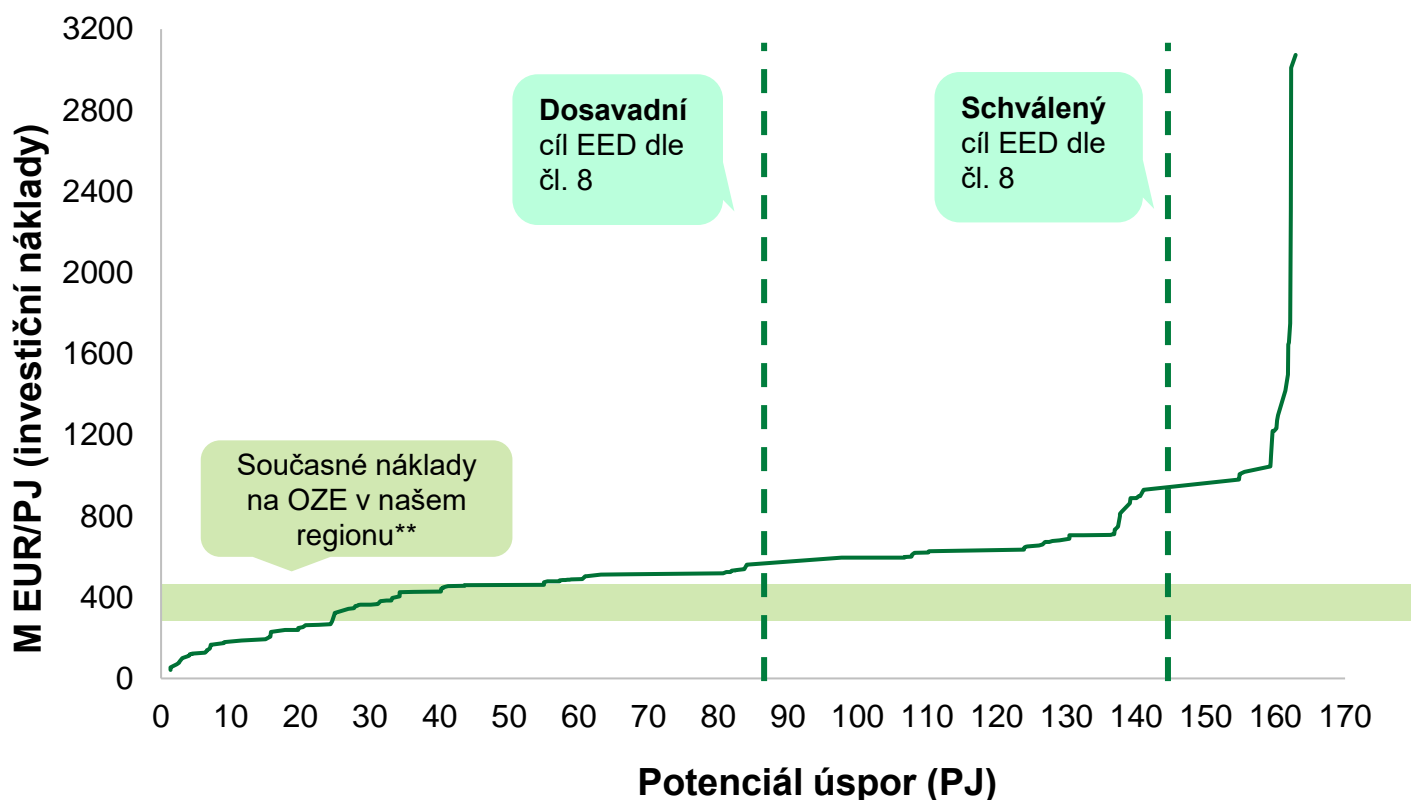
\*Platné znění cíle pro energetickou účinnost se vztahuje k predikcím spotřeby pro rok 2030 z roku 2007. Návrhy EK pracují s odhadem z roku 2020. Po přepočtu na základ roku 2007 by jejich hodnoty byly **36 % u konečné** a **39 % u primární** spotřeby energie u návrhu **Fit for 55** resp. **38 % a 40,5 % u kompromisní dohody**.



# Naplnění cíle čl. 8 pouze pomocí investičních opatření by bylo na hraně potenciálu a vyžádalo by si stovky mld veřejné podpory



## Odhadovaná nákladová křivka energetické účinnosti dle studie ENVIROS 2022\*



- Dle předběžné aktualizace studie Enviros pro SPČR (2022), dosahují investiční náklady splnění navrženého cíle EED ve Fit for 55 (137,6 PJ nových úspor) **1800 mld. Kč** do roku 2030
- Technický potenciál dosahuje objemu 162,8 PJ
- Potřebná **podpora tvoří nejméně 35%** investičních nákladů, tedy přibližně **630 mld. Kč**. Při poklesu cen energií bude požadovaný podíl podpory vyšší
- Velká část požadovaných energetických úspor je **dražší na jednotku energie než výroba z OZE**, ekonomický potenciál je vyčíslen na úrovni 126,3 PJ
- Po přepočtu na aktualizovaný cíl (145 PJ) budou celkové investiční výdaje, podpora i intenzita podpory vyšší

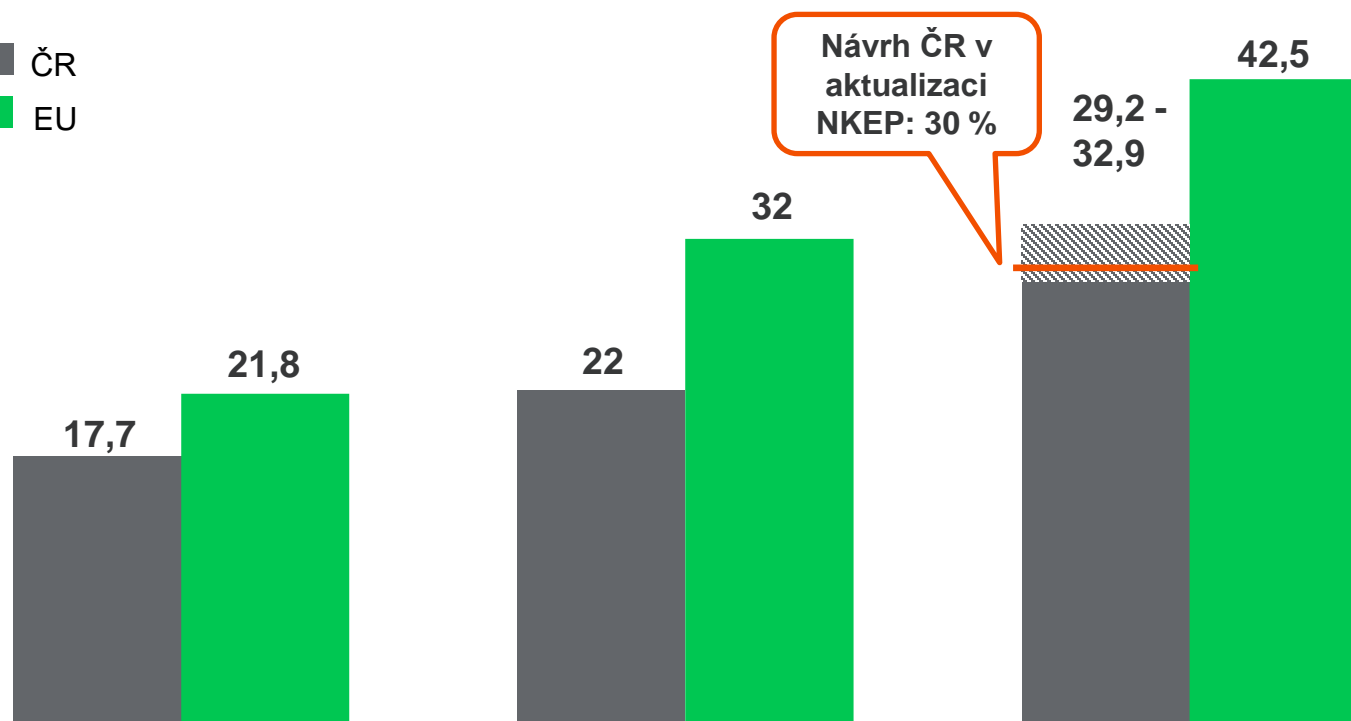
\*Předběžné výsledky. \*\*Na základě výsledků německých aukcí na OZE: FVE za 50-70 EUR/MWh (14-19 EUR/GJ), VTE za 58-73 EUR/MWh (16-20 EUR/GJ). Při životnosti 25 let cena FVE a VTE odpovídá 350-510 M EUR/PJ (bez zohlednění diskontního faktoru)

# Český NKEP uvádí nárůst elektřiny z OZE o 14 TWh, dle analýz ČEZ by bylo zapotřebí alespoň 18 TWh, aby se splnil deklarovaný cíl 30 % energie z OZE



Podíl obnovitelných zdrojů na finální spotřebě energií pro ČR a EU  
%

■ ČR  
■ EU



- Návrh NKEP pro celkový podíl OZE na spotřebě energie se nachází blízko spodního okraje odhadovaného intervalu
- **U elektřiny** z OZE předpokládá NKEP nárůst o **cca 14 TWh\*** do roku 2030
- **Tato hodnota se zdá být nedostatečná;** odhad ČEZ pro nárůst elektřiny z OZE korespondující s 30 % celkovým cílem je 15 TWh + v sektoru dopravy 3 TWh , tzn. celkově přidat **18 TWh**

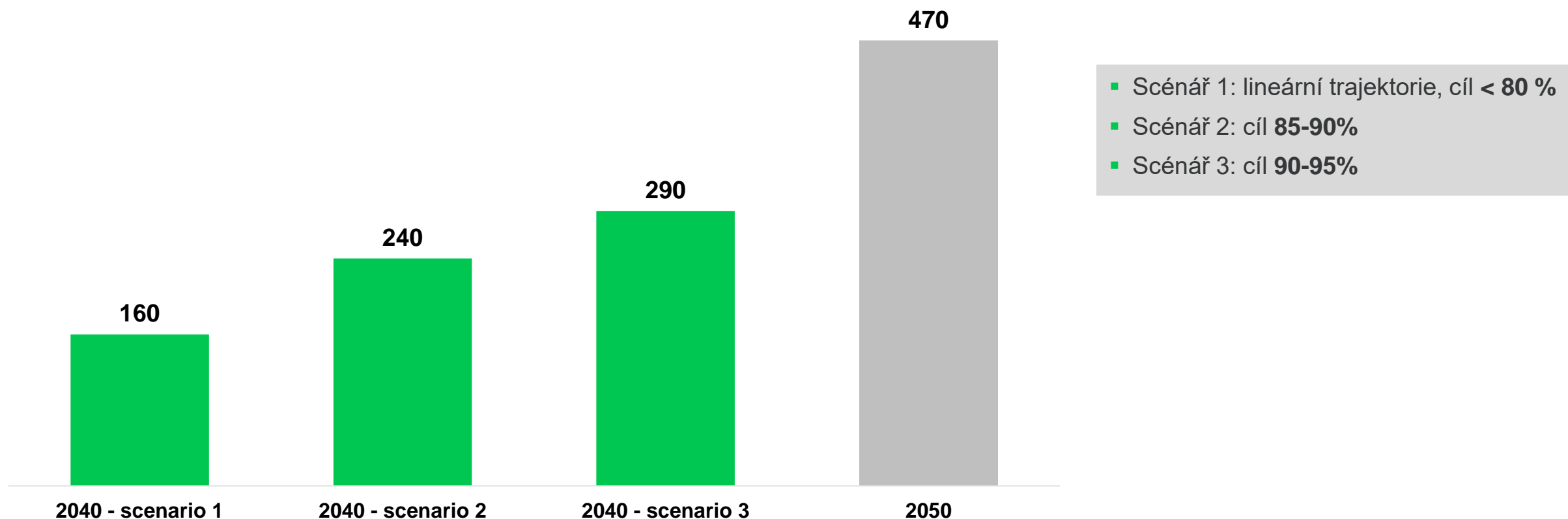
\* NKEP explicitně neuvádí výroby, přepočteno z nových kapacit (8 GW solar PV; 1,5 GW vítr; 0,6 GW biomasa a 0,1 GW bioplyn) dle aktuálního kapacitního fakturu pro PV a vítr resp. s předpokladem 4000 h výroby pro biomasu a bioplyn

Pozn: Zveřejněný NKEP zatím neuvádí podrobnosti k OZE v dopravě či vytápění atd.

# EK navrhla cíl pro rok 2040 na úrovni 90 % úspor proti 1990, pro EU ETS zatím detaily zveřejněny nebyly



**Ceny CO<sub>2</sub> v ETS sektorech dle dopadové studie Evropské komise**  
EUR 2023\*

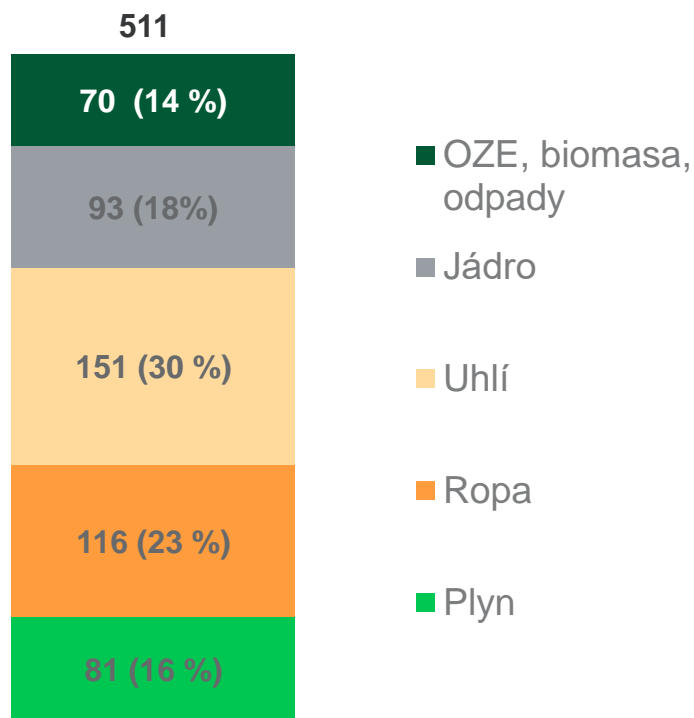


# ČR je dnes silně závislá na fosilních zdrojích energie, které z velké části musí importovat



## Primární spotřeba energií v ČR

2022, TWh (% podíl na celkové primární spotřebě)



- ČR je ve spotřebě zemního plynu a ropy téměř výhradně závislá na dovozu
- Tyto dvě komodity představují takřka 40 % primární spotřeby energií ČR
- Česká spotřeba ropy a plynu se na spotřebě EU podílí přibližně 2 %. Ve velkých evropských diskusích tak hraje spíše menší roli
- Evropský/světový tlak na dekarbonizaci eliminuje historickou konkurenční výhodu, kterou Česko mělo v domácím hnědém uhlí



- Klíčem ke snížení závislosti na fosilních zdrojích je elektrifikace a využívání bezemisní elektřiny

# Dlouhodobá výzva české energetiky: Díky elektrifikaci ekonomiky poroste v ČR podíl elektřiny na konečné spotřebě



**Možný scénář vývoje konečné spotřeby v ČR dle energonositele**

