



REFORMA TRHU S ELEKTŘINOU Z POHLEDU VÝROBCE ELEKTŘINY

Jana Mertová
Public Affairs

ZIMNÍ BALÍČEK V KONTEXTU VÝVOJE EVROPSKÉ LEGISLATIVY ANEB „CESTA K LEPŠÍM ZÍTKŮM“



	2003	2006	2009	2011	2012	2015
Liberalizace / trh s elektřinou		<u>2. liberalizační balíček:</u> směrnice 2003/54/ES nařízení 1228/2003	<u>3. liberalizační balíček:</u> směrnice 2009/72/ES nařízení 713/2009 (ACER) nařízení 714/2009		nařízení 1227/2011	Energetická unie
OZE		směrnice 2001/77/ES směrnice 2003/30/ES	<u>Klimaticko-energetický balíček:</u> směrnice 2009/28/ES			
Redukce emisí		směrnice 2003/87/ES	směrnice 2009/29/ES (EU ETS) směrnice 2009/31/ES (CCS) rozhodnutí č. 406/2009/ES (ESD)			
Energetická účinnost		směrnice 2006/32/ES (energetické služby)		směrnice 2009/125/ES (ecodesign) směrnice 2010/30/EU (štítkování) směrnice 2010/31/EU (EPBD)	směrnice 2012/27/EU (EED)	

... A CO TEDY BUDE FORMOVAT PROSTŘEDÍ ENERGETIKY PRO DALŠÍ DEKÁDU?



	2015	2016	2017	2018	2019
Liberalizace / trh s elektřinou		ZIMNÍ BALÍČEK		Nařízení o vnitřním trhu s elektřinou (zrušení 714/2009) Směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou (zrušení 2009/72) Nařízení o ACER (zrušení 713/2009) Nařízení o rizikové připravenosti (zrušení směrnice 2005/89)	
OZE				Směrnice (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů	
Redukce emisí	Revize směrnice o EU ETS				
Energetická účinnost				Směrnice (EU) 2018/2002 ze dne 11. prosince 2018, kterou se mění směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti Směrnice (EU) 2018/844 ze dne 30. května 2018, kterou se mění směrnice 2010/31/EU o energetické náročnosti budov a směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti	
Governance				Nařízení (EU) 2018/1999 ze dne 11. prosince 2018 o správě energetické unie a opatření v oblasti klimatu	



NEZAPOMEŇME , ŽE JIŽ DNES PLATÍ ... SÍŤOVÉ



KODEXY

TRŽNÍ KODEXY (Market)

CACM (Nařízení Komise (EU) 2015/1222 ze dne 24. července 2015, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity a řízení přetížení)

FCA (Nařízení Komise (EU) 2016/1719 ze dne 26. září 2016, kterým se stanoví rámcový pokyn pro přidělování kapacity na dlouhodobém trhu)

GLEB (Nařízení Komise (EU) 2017/2195 ze dne 23. listopadu 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice)

PROVOZNÍ KODEXY (Operation)

NCER (Nařízení Komise (EU) 2017/2196 ze dne 24. listopadu 2017, kterým se stanoví kodex sítě pro obranu a obnovu elektrizační soustavy)

SO GL (Nařízení Komise (EU) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav)

PŘIPOJOVACÍ KODEXY (Connection)

RfG (Nařízení Komise (eu) 2016/631 ze dne 14. dubna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě)

DCC (Nařízení Komise (EU) 2016/1388 ze dne 17. srpna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro připojení spotřeby)

HVDC (Nařízení Komise (EU) 2016/1447 ze dne 26. srpna 2016, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení vysokonapěťových stejnosměrných soustav a nesynchronních výrobních modulů se stejnosměrným připojením k ES)


All Consultations	2017				2018				2019				Consultation	Consultation period																
	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A			S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
CACM																													Y	
Capacity calculation methodology																													Y	
Coordinated redispatching and countertrading methodologies																													Y	
FCA																													Y	
Capacity calculation methodology (assuming CACM CCMs are approved in July 2017)																													Y	
Methodology for splitting cross-zonal capacity																													Y	
GLEB																													Y	Expected: Sept. - Oct.
Proposal for activation purposes																													Y	
Each TSO to propose T&Cs for BSPs and BRPs																													Y	Expected: Sept. - Oct.
Proposal for pricing method for all products																													Y	Expected: Sept. - Oct.
Proposal for harmonisation of certain features of imbalance calculation & pricing																													Y	Expected: Sept. - Oct.
CZC Allocation - Proposal for list of Standard Balancing Capacity Products																													Y	
CZC Allocation - Methodology for cooptimised CZC allocation																													Y	
CZC Allocation - Methodology for market based CZC allocation																													Y	
Proposal for implementation framework for European platform for replacement reserves																													Y	12/02/18 - 23/03/18
Proposal for implementation framework for European platform for frequency restoration reserves with manual activation																													Y	Expected: May-June 2018, pot. June-July 2018
Proposal for implementation framework for European platform for frequency restoration reserves with automatic activation																													Y	Expected: May-June 2018; pot. June-July 2018
Proposal for implementation framework for European platform for imbalance netting																													Y	15/01/2018 - 15/03/2018
SOGL																													Y	
SOGL: Pan-European activities																													Y	
Key organisational requirements, roles and responsibilities in relation to data exchange (Art. 40.6)																													Y	
Methodology for building the year-ahead, day-ahead and intraday common grid models from the individual models and for saving them (Art. 67.1)																													Y	
Methodology for coordinating operational security analysis (Art. 75.1)																													Y	26/02/2018-06/04/2018
SOGL: Regional activities on synchronous area level																													Y	
Methodology for assessing the relevance of assets for outage coordination (Art. 84.1)																													Y	26/02/2018-06/04/2018
Methodologies, conditions and values included in operational agreements (Art. 118.1)																													Y	03/04/2018-03/05/2018
Determination of LFC blocks (Art. 141.2)																													Y	
Assumptions and methodology for a CBA to be conducted to assess the minimum activation of FCR - in CE and Nordic synchronous areas (Art. 156.11)																													Y	
Cost-benefit analysis suggesting the minimum FCR activation period (156.11)																													Y	
SOGL: Regional activities on CCR level																													Y	
Common provisions for regional operational security coordination (Art. 76)																													Y	
CNCs (RfG, DCC, HVDC) - All/relevant TSOs and ENTSO-E tasks																													Y	
RfG NC - Coordinate and monitor implementation activities in each country (transposition)																													Y	
DCC and HVDC NC - Coordinate and monitor implementation activities in each country of Active Library (transposition)																													Y	
Prepare Implementation Guidance Documents on frequency settings																													Y	20/11/17 - 21/12/17
Prepare Implementation Guidance Documents on Critical Peak Demand (CPD) frequency settings																													Y	26/01/18 - 27/02/18
Prepare Implementation Guidance Documents on Frequency Settings in case of system split																													Y	19/03/18 - 20/04/18
Prepare Implementation Guidance Documents on HVDC parameters																													Y	19/03/18 - 20/04/19
Prepare Implementation Guidance Documents on HVDC controllers and other connections																													Y	19/03/18 - 20/04/20
Report on inter-TSO coordination activities																													Y	
Collect and treat needs for CNC amendments																													Y	
Engage with standardisation bodies i.e. CEI to ensure consistency between the Codes and Standards																													Y	
Engage with stakeholders/ACER/EC through Expert Groups and European Stakeholder Committee (tentative dates)																													Y	
Monitoring of implementation (regulation compliance)																													Y	
Report/Data to ACER on implementation on RfG and HVDC																													Y	

<https://consultations.entsoe.eu/>

NAŘÍZENÍ O TRHU S ELEKTŘINOU



Nařízení o trhu s elektřinou

- Bude platit od 1.1.2020 – do této doby nutné upravit relevantní národní pravidla
- Jasná, **přímo aplikovatelná** pravidla pro účastníky trhu v celé EU (prim. velkoobchod)
- Přebírá část ustanovení ze směrnice o OZE (priority dispatch), upravuje pravidla pro redispečink, kapacitní mechanismy a novou entitu EU DSO
- Upravuje nákup služeb výkonové rovnováhy, obchodování na denních a vnitrodenních trzích, nastavení nabídkových zón.  Primární cíl změn je pomoci integraci většího objemu OZE a dekarbonizaci EU.

V návaznosti na nařízení je možné očekávat **změny ve stávajících síťových kodexech a přijetí nových:**

- CACM (změny v obchodování)
- GLEB (změny v nákupu podpůrných služeb) ?
- Flexibilita a nákup služeb pro řízení přetížení (nový)
- Poskytování nefrekvenčních služeb (nový?)

SMĚRNICE O SPOLEČNÝCH PRAVIDLECH VNITŘNÍHO TRHU S ELEKTŘINOU



- Členské státy ji musí implementovat **do konce roku 2020** (paradox, když nařízení účinné již od 1.1.2020 se v řadě oblastí na směrnici odkazuje)
- Zaměřena více na maloobchodní trh a oblast dopravy elektřiny: cenová regulace, nefrekvenční podpůrné služby, nové subjekty – akumulace, agregace, lokální energetická společenstva, aktivní zákazníci, smart metering
- Z pohledu výroby jsou relevantní změny v autorizační proceduře pro nové kapacity a v oblasti flexibility a nefrekvenčních podpůrných služeb

ZAČNĚME OD PÍKY... OD DEFINIC



- **Účastník trhu** je podle Nařízení **fyzická nebo právnická** osoba, která kupuje, prodává nebo vyrábí elektřinu, poskytuje **služby agregace**, řídí odezvu na straně poptávky nebo poskytuje **služby akumulace**, a která se může se účastnit trhu s elektřinou, včetně trhu s regulační energií.
 - *Účastník není nutně podnikatel*
- Definice **výrobní elektřiny (výrobního zařízení)** dle Nařízení: jedná se o zařízení, které přeměňuje primární zdroj energie na elektřinu, sestává z jednoho nebo více výrobních modulů připojených k soustavě.
 - *Tato definice převzata již ze stávající definice v kodexu RfG (Nařízení EU 2016/631)*
 - *Důležitá je mj. s ohledem na prioritní nasazování (dispatch) k síti, kde jsou výkonové hranice stanoveny pro celou výrobu, nikoliv pro výrobní modul (definovaný dle RfG)*

AUTORIZACE PRO NOVÉ VÝROBNÍ KAPACITY



- Upravuje čl. 8 Směrnice
- Požadavky pro proceduru zůstávají totožné s těmi v dosud platné směrnici
- Nově by při definování kritérií pro udělení autorizace měl ČS zohlednit:
 - jak kapacita přispívá k dosažení celoevropského cíle pro OZE (32 % podíl na celkové spotřebě energií ve 2030), a
 - případná možná alternativní řešení jako akumulace, agregace či demand response.
- Pro malou decentralizovanou, případně pro distribuovanou výrobu by měly existovat zjednodušené procedury

ZÁKLADNÍ PRINCIPY FUNGOVÁNÍ TRHU S ELEKTŘINOU



- Obecné principy pro organizaci trhů s elektřinou (čl. 3 Nařízení):
 - Cena má být výsledkem **střetu nabídky s poptávkou**
 - Trh má umožnit dekarbonizaci a podnítit investice do výroby, ale i akumulace, energetické účinnosti atd. (viz cíle EU) a měly by být systematicky odstraňovány bariéry a omezení obchodu napříč EU
 - **Vstup na a odchod z trhu musí být svobodný**, dle uvážení jednotlivých účastníků trhu
 - Jasně stanoveno **právo obchodovat na dlouhodobém trhu**, přes burzu nebo bilaterálně
- Zodpovědnost za odchylku mají mít všichni účastníci trhu (viz čl. 5 Nařízení), výjimky je možné udělit podle rozhodnutí daného členského státu pro:
 - OZE do 400 kW výkonu (po 2026 200 kW)
 - Demonstrační projekty
 - Zdroje, které již byly zproštěny od této zodpovědnosti

SLUŽBY VÝKONOVÉ ROVNOVÁHY (BALANCING MARKET) – 1/2



Trh pro služby výkonové rovnováhy (SVR)

- Musí umožnit **zapojení všech účastníků trhu**: výrobců, provozovatelů akumulace, strany poptávky do trhu (a zohlednit rozdílné technické možnosti zařízení)
 - individuálně i prostřednictvím agregace
- Cena regulační energie nesmí být stanovena ve smlouvě o poskytování služeb výkonové rovnováhy (návaznost na GLEB a celoevropské platformy)
- Předpokládá se nákup **standardních produktů**, možnost vymežit **specifické produkty**, nakupují se **samostatně kladné a záporné služby** (možnost výjimky schválené NRA, pokud TSO prokáže vyšší efektivitu nákupu jiným způsobem).
- Uzavírka nabídek a poptávek na trhu s regulační energií logicky nesmí být před uzavírkou vnitrodenního trhu (účastníci trhu se mají primárně balancovat sami).
- Vypořádání regulační energie pro standardní i specifické produkty založeno primárně **na marginální ceně (pay-as-cleared)**, pokud NRAs na návrh TSOs neschválí jinou, efektivnější metodu.

SLUŽBY VÝKONOVÉ ROVNOVÁHY (BALANCING MARKET) – 2/2



- Stanovování **výše záloh** (rezerv) pro SVR **regionálně** (vypracovávají RCC)
- **Nákup SVR národně**, RCC mohou poskytnout pomoc (na rozhodnutí TSO)
- Nákup SVR má být **den předem a na období jednoho dne** – takto má být nakupovaných minimálně **30 % všech SVR, a 40 % standardních produktů**
 - Možnost výjimky pro zbytek SVR (nad minimálních 30 %) schvaluje NRA. V tomto případě je možné nákup prodloužit na období jednoho měsíce.
 - Na základě žádosti TSO může NRA udělit další výjimku (na omezenou dobu pro konkrétní množství SVR a na základě vyhodnocení, že taková výjimka přinese nižší ceny zákazníkům), v tom případě je délka smluv SVR maximálně 1 rok, po 2026 nejvýše 6 měsíců (opět jenom pro 70% produktů).
 - Do února 2028 povinnost NRA reportovat EK a ACER o celkové kapacitě nakupované na dobu delší než 1 den.
- Povinnost TSOs zveřejňovat odhad ceny RE a odchylky do 30 minut po dodávce.

ZMĚNY V OBCHODOVÁNÍ NA TRZÍCH S EE (DAY-AHEAD, INTRADAY)



- K výrazným změnám nedochází, Nařízení více méně potvrzuje základní principy.
 - Obchodování má být anonymní
 - Nemá diskriminovat přeshraniční obchod, musí umožnit účast agregace
 - **Právo obchodovat** co nejdříve okamžiku (pro vyrovnání svých odchylek) a **alespoň v délce intervalu pro zúčtování odchylek**
 - Zúčtovací perioda 15 min od 1. 1. 2021 (viz GLEB)
 - **Zachována možnost výjimky z 15 minutové perody pro zúčtování odchylek (do 31.12.2024)**
 - **Minimální nabídky 500 kW a méně** (v CEE regionu se připravuje 100 kW)
 - Vnitrodenní trh má být založen na kontinuálním obchodování, které může být doplněno o aukce
- V případě forwardových trhů beze změny, přeneseno z FCA, že se umožňuje v případě prokázání na základě vyhodnocení, že v dotčených nabídkových zónách jsou dostatečné hedgovací příležitosti, nemusí být přidělována dlouhodobá práva.



- **Zákaz cenových stropů na velkoobchodním trhu** (čl. 10 Nařízení)
 - Jediné povolené jsou maximální a minimální zúčtovací cena na denním a vnitrodenním trhu, které nesmí omezovat trh a zároveň mají zohledňovat hodnotu VoLL (hodnota nepokrytého zatížení). Jedná se o technické limity nabídek.
 - NEMO mají přijmout mechanismus, jak by měly tyto limity být automaticky upraveny/navýšeny, pokud by jich mělo být na trhu dosaženo.

- **Hodnota nepokrytého zatížení** (čl. 11 Nařízení)
 - Povinnost pro NRA nebo jinou entitu pověřenou členským státem stanovit do jednoho roku hodnotu VoLL pro jednotlivé bidding zóny a zveřejnit ji.
 - Update nejpozději každých 5 let.

NASAZOVÁNÍ VÝROBEN (DISPATCH)



- **Nasazování výroben** (Čl. 12 Nařízení, původně součástí směrnici o OZE)
 - Nově je rozsah přednostně nasazovaných zdrojů
 - OZE do 400 kW (po 2026 do 200 kW), demonstrační projekty a stávající instalace, které již prioritní připojení měly
 - Povinnost připojit tyto zdroje mají přímo TSO a DSO; možnost výjimky, pokud ČS splní řadu striktních kritérií



- **Redispečink** (Čl. 13 Nařízení)
 - Redispečink má být otevřený pro všechny zdroje, **akumulace** i stranu poptávky (**vč. těch umístěných v zahraničí, pokud je to technicky možné**)
 - Pokud je pro redispečink využito nabídky z trhu s RE, nesmí tato vstupovat do ceny regulační energie (balancing energy prices)
 - Netržní redispečink má být až poslední možností- pokud je využit, musí být zdrojům uhrazen buď ušlý zisk nebo provozní náklady nebo jejich kombinace.
 - Platí pravidlo posledního odpojování OZE a vysoce účinného KVET ze soustavy.
 - Povinnost **PPS a PDS vůči NRA** a ten následně sumarizovaně ACERu reportovat o
 - vývoji a efektivitě tržního redispečinku,
 - důvodech, objemu (MWh) a typu výrobních zdrojů využitých pro redispečink,
 - opatřeních pro snížení redispečinku a redispečinku OZE.

ALOKACE PŘESHraničNíCH PŘENOSOVÝCH KAPACIT A NABíDKOVÉ ZÓNY – 1/2



- Čl. 14 a 15 Nařízení ke stanovení nabídkových zón byly v průběhu vyjednávání několikrát změněny, celý proces je tak značně nepřehledný
- Nově jsou bidding zóny provázány s čl. 16 k alokaci přenosových kapacit (mezi zónami)
 - pokud není TSO schopen alokovat 70 % kapacity přenosového vedení (po zohlednění kontingencí a n-1), musí vypracovat implementační plán, na základě kterého udělí NRA výjimku do roku 2025;
 - v tom případě se má přeshraniční kapacita postupně (lineárně) zvyšovat, aby se v roce 2025 dostala na 70 %.
- ENTSO každé 3 roky reportuje o strukturálních úzkých místech a zásadních omezeních v rámci bidding zón včetně vyhodnocení, zda kapacita dosahuje minimálního limitu nebo aspoň lineární trajektorie.
- Pokud by implementační plán nebyl dostatečný, mělo by se zvážit přenastavení nabídkových zón (metodika pro review má být přijata do 3 měsíců a schválena taktéž).

ALOKACE PŘESHraniČNÍCH PŘENOSOVÝCH KAPACIT A NABÍDKOVÉ ZÓNY – 2/2



- Výpočet přeshraniční kapacity provádí RCC a je založen na CACM (schválené capacity calculation methodology) a doplněn o limity v čl. 16.8:
 - Jak u NTC tak u flow-based to je 70 % kapacity za zohlednění provozních limitů a kontingencí, zbylých 30 % je možné použít pro spolehlivostní rezervy, přetoky elektřiny a vnitřní toky elektřiny
- Přidělování kapacity možné explicitně i implicitně (lze kombinovat); v případě intraday by mělo být použito kontinuální obchodování s možností doplnit aukcí
 - studie zpracovaná pro EK – doporučení doplnit aukce, a to až 12 (viz záměr aktualizace CACM)

KAPACITNÍ MECHANISMY (ČL. 20 – 27 SMĚRNICE)



- Mají být **dočasným řešením** pro odstranění distorzí trhu
- Prvním řešením má být **strategická rezerva**, jiný typ mechanismu je možné využít jenom pokud ČS prokáže, že by strategická rezerva nebyla dostatečná
- Základem pro zavedení kapacitního mechanismu je evropské hodnocení zdrojové přiměřenosti. Národní hodnocení musí nedostatečnost zdrojů samozřejmě potvrdit.
- Pokud se ČS rozhodne kapacitní mechanismy zavést, musí nejprve **vypracovat a zveřejnit spolehlivostní standardy** (minimálně EENS, LOLE) dle EU metodiky.
- Kromě **procesu notifikace** (DG COMPET) musí členský stát vypracovat i **implementační plán pro odstranění tržních distorzí**, schvaluje ho DG ENER.
- U všech mechanismů má být zajištěna možnost účasti zdrojů ze zahraničí, v případě kapacitních rezerv tehdy, pokud to je technicky proveditelné.
- V čl. 22 jsou detailně popsány principy pro design mechanismů
- Na samotné nařízení navazuje řada metodik, které budou ENTSO-E vypracovány do 6 měsíců a 1 roku po vstupu nařízení v platnost, schvaluje je ACER.

EMISNÍ LIMITY U KAPACITNÍCH MECHANISMŮ A DESIGN REZERV



- Emisní limity rozlišují stávající a nové zdroje:
 - Nové zdroje nesmí být účastníky v mechanismech po roce 2020, pokud neplní limit 550 gr. CO₂/kWh
 - Stávající zdroje se nesmějí účastnit v mechanismech, pokud emitují více než 550 gr. CO₂/kWh **a zároveň** více než tzv. carbon budget 350 kg CO₂/ instalovanou kW výkonu za rok.
- Strategické rezervy:
 - Nesmějí se minimálně po dobu kontraktu účastnit trhu s elektřinou
 - Mohou být aktivovány pouze, pokud by hrozilo vyčerpání všech zdrojů na trhu, včetně trhu s regulační energií
 - Pokud jsou aktivovány, cena odchylky musí být na vyšší z hodnot VoLL nebo vnitrodenního cenového stropu (dnes 9 999 €)

NEFREKVENČNÍ PODPŮRNÉ SLUŽBY A FLEXIBILITA 1/2



▪ Nefrekvenční podpůrné služby:

- služby využívané TSOs nebo DSOs k regulaci napětí v ustáleném stavu, dodávkám rychlého jalového proudu, zajištění setrvačnosti pro stabilitu místní sítě, zkratového proudu, schopnosti startu ze tmy a schopnosti ostrovního provozu.

▪ Flexibilita:

- Pojem sám jako takový vydefinován není. Obecně lze vnímat jako schopnost změny charakteru spotřeby / výroby v reakci na potřeby elektrizační soustavy / cenové pobídky.
- Služba flexibility může být poskytnuta přímo účastníkem trhu nebo prostřednictvím agregace.

▪ Regulační rámec (zatím fakticky není)

- Přístup jednotlivých zemí (před přijetím směrnice) se významně liší v souvislosti s jejich specifickými problémy a cíli (integrace OZE / síťové problémy / potřeba řízení spotřeby / nárůst počtu prosumerů ...)
- Regulační rámec má PDS poskytnout pobídky pro využívání flexibility v distribuční síti, zejména, pokud je to nákladově-efektivnější než výstavba sítě. **Standardizované tržní produkty** pro tento účel mají být **stanoveny alespoň na národní úrovni.**

NEFREKVENČNÍ PODPŮRNÉ SLUŽBY A FLEXIBILITA 2/2



■ Produkty a služby:

- Pokud DSO obstarává produkty a služby nezbytné pro bezpečný provoz soustavy na trhu, musí být související pravidla nediskriminační, vypracována ve spolupráci s ostatními účastníky trhu.
- Musí umožňovat účast agregace, distribuované výroby, demand response, akumulace.
- Nefrekvenční podpůrné služby mají být pořizovány tržně, pokud NRA neudělí výjimku z tohoto pravidla. Tato povinnost se nevztahuje na integrované komponenty sítě.
- Plán rozvoje sítě DSO/TSO musí zajistit transparentnost ohledně služeb flexibility, které budou ve střednědobém a dlouhodobém horizontu zapotřebí.

■ Aplikace v podmínkách ČR

- Nutnou podmínkou je vyřešení problému „slepice/vejce“ – nové technologie resp. trendy potřebují mít stabilní regulační rámec a potřebnou finanční motivaci, aby se rozvinuly / jak nastavit stabilní pravidla hry, když nejsou moc rozšířené a vše přece funguje bez nich, a tedy přesně nevíme, co chceme a potřebujeme...



- Definice: (neoficiální překlad)
 - „ukládáním energie“ v elektroenergetické soustavě odložení spotřeby elektřiny na pozdější okamžik, než byla vyrobena nebo přeměna elektřiny na takovou formu energie, kterou lze skladovat, ukládání takové energie a její následná spotřeba nebo následná zpětná přeměna takové energie na elektřinu nebo na jiný nosič energie.
 - „akumulačním zařízením“ v rámci elektroenergetické soustavy zařízení, v němž probíhá ukládání energie.
- Obecně mají TSO/DSO zákaz vlastnit akumulační zařízení, pokud se nejedná o integrované komponenty sítě (zde je nutný souhlas regulačního orgánu). Regulační orgán může udělit výjimku, pokud:
 - V transparentním výběrovém řízení, předem přezkoumaném a schváleném NRA, nebyla poptávka DSO uspokojena za rozumnou cenu a včas
 - Akumulace není používána pro prodej na trhu s elektřinou a poskytování PpS



- Členské státy nebo určené orgány mají povinnost minimálně každých 5 let provádět veřejnou konzultaci za účelem zjištění zájmu třetích stran o provoz infrastruktury pro elektromobilitu nebo akumulčních zařízení.
- Pokud veřejná konzultace prokáže zájem třetích stran, musí DSO své aktivity postupně ukončit (u akumulace do 18 měsíců). Výjimku z tohoto ustanovení má akumulace využívající baterie, připojena do data vstupu směrnice v platnost (v případě TSO až do roku 2024)



DĚKUJI VÁM ZA POZORNOST