

# A villamosenergia-piac alapjai

*Villamosenergia-szolgáltatás specialitásai, szereplők és feladatok, reguláció*

Villamosenergia-piac (BMEVIVEM05)  
2024. szeptember 06.

Sörös Péter Márk, tanársegéd

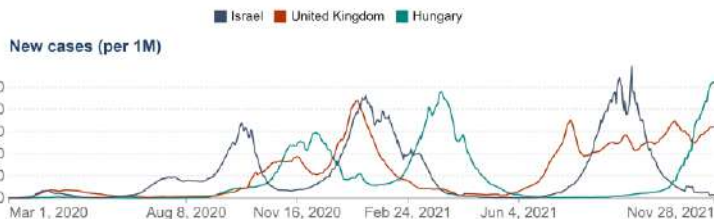
[sores.peter@vik.bme.hu](mailto:sores.peter@vik.bme.hu) V1.404



# Elszabadult energiaárak – valódi krízis bontakozott ki 2022-re, de a gyökérokokat már 2021-ben is láthattuk.

Daily new confirmed COVID-19 cases & deaths per million people  
7-day rolling average. Limited testing and challenges in the attribution of cause of death means the cases and deaths counts may not be accurate.

Our World in Data



New cases (per 1M)

Israel United Kingdom Hungary

Mar 1, 2020 Aug 8, 2020 Nov 16, 2020 Feb 24, 2021 Jun 4, 2021 Nov 28, 2021



Forrás: MVM Sajtófigyelés, OurWorldInData, TheLoadstar – DHL: 'Bullwhip effect' may feature in the post-coronavirus logistics 'new normal'



TUDOMÁNY

GAZDASÁG

## Őrült, aki még ma is a fosszilisokba fektet – a világ lemond a szénről, de ennél több kellene

2021. november 17. – 10:29 – Kolozsi Ádám

Két hét alatt nem mentették meg a világot, de az irány jó, csak túl sok a politikai kompromisszum. A klímakutató Úrge-Vorsatz Diána magyarázza el, miben lehet reménykedni a miokozott csalárdást és miáért történelmi

## 20 százalékkal nőttek a hazai ipari termelői árak egy év alatt

2021. november 02. – 14:25 – Bakró-Nagy Ferenc

Sokat számított az üzemanyagok drágulása is.



NEVÉRTÉK

GAZDASÁG

## Azért büntetnek egy teljes iparágat, mer energiarendszerünk nagyját adó fosszili termelésbe akar befektetni

2021. november 10. – 04:57 – Pletser Tamás

Miközben egy csomó más, nagyon szennyező ágazat sokkal kedvezőbbben értékelnek a befektetők. Pedig módszerek is lennének a zöldítésre, például több pé energiapiari kutatásokra vagy az adórendszer átala

## Lassan mondjuk, hogy mindenki megérts: nem lesznek óriási áramszünetek Európá télen

2021. november 09. – 07:55 – Brückner Gergely

Egyre több tudósítás riogat azzal, hogy hamarosan súlyos ellátási zavarok jöhetnek az áramrendszerben. A hektikus energiapiacra sokféle kellemetlenséggel találkozhatunk idén, de szakértők nem tartanak attól, hogy áramkimaradásokat okozza a mostani energiakrízis

NOVEMBER 6., 10:23

## Áramszünetek fenyegetik Nyugat-Európát

Ausztria és Németország is valószínűsíti a téli áramszünetek kockázatát.

INDEX • GAZDASÁG



## Bedőlt az első magyar áramszolgáltató cég

2021. november 17. – 20:28 – Bakró-Nagy Ferenc

A JAS Zrt. szolgáltatta az áramot a főváros közvilágításához is.

... A JAS az első egyértelmű áldozata az energiaválságnak Magyarországon, de mivel többen hasonló kereskedői cipőben járnak, valószínűleg nem az utolsó. Hogy mekkora vihar tombol az energiapiacra arról itt olvashatnak bővebben, ...



KOMPLEX

## Áruhiány, elszállt infláció – itt az armageddon? Nem, ez csak a gazdaság poszt-Covid állapota

2021. november 22. – 07:33 – Domschitz Máttyás

Miután a világgazdaságot is derékba kapta 2020-ban a koronavírus, azt vártuk, hogy az ideai fellendülés éve lesz. A növekedés be is indult, de az öröm nem lehet felhőtlen. Világszerte akadoznak a termelési láncok, egyes alapanyagok és kész termékek is hiánycikké váltak, részben emiatt eszeveszett drágulás indult számtalan szektorban. Hogyan lesz túl ezen a világgazdaság?



GAZDASÁG

Kína energiahiánnyal küzd, novemberre elfogyhatnak az európai készletek.

... A magnéziumtermelés azért akadozik Kínában, mert az ország súlyos energiahiánnyal küzd. ...

**Globális energiakrízis: az ellátási láncok sérülékenysége, a költség-optimumra kifeszítettségük miatt a COVID gazdasági következményeit kezelni igyekvő gazdasági válaszlépések reálgazdasági és energetikai ellátási és ársokkhoz vezettek**

# Kurzus infók

- 1 ZH, min 40% Elmélet + gyakorlat
- 1 vizsga: írásbeli + szóbeli
- Kurzus értékelése
  - 15% ZH + 50% írásbeli + 35% szóbeli
  - +5% bónusz – a három vendégelőadáson történő részvételért
    - Zh: nov. 7. csüt 18-20h
    - Pzh: nov. hétfő 18-20h
    - energetikus második zh az órán: dec. 6. 12:15

De:

- Ha írásbeli > ZH → csak az írásbeli vizsga számít (65%)
- A szóbeli nem kötelező, így viszont max. közepes szerezhető

	P10	P12
6-szept.	Villamos energia szektor szereplői, jogszabályok, keretek	-
13-szept.	Kereskedelmi szerződések, profilos felhasználók (ME, PE) egyetemes szolgáltatás, árszabások, tarifarendszerek!	Gy: Kiskereskedelem (elszámolások, számla tartalma...)
20-szept.	Szervezett piacok (pHF, DAM, IDM)	-
27-szept.	Mérlegköri rendszer, kiegyenlítő energia, BAM & RTM	Gy: Nagykereskedelem (mérlegköri szerződések, tőzsde alapok)
4-okt.	Termeléstámogatás (FIT, FIP, GC)	-
11-okt.	Tartalékok beszerzése, tenderek, kooptimalizáció	Gy: Termelés + Rendszerszabályozás
18-okt.	Energetikai trendek, EU energetikai célok	-
25-okt.	<b>Kereskedelmi technikák (Hiezl Tamás CEZ)</b>	Explicit/implicit Kapacitás allokációk, kapacitás számítás, Veszteség, szűk átviteli kapacitás, piacösszekapcsolás, LMP
1-nov.	MINDENSZENTEK	-
8-nov.	<b>MAVIR (Keresztesi Máté) - aktuális fejlesztési témák</b>	Gy: Hálózati korlátok (mc, Imp, ptdf)
15-nov.	Monopóliumok árszabályozása	-
22-nov.	Hazai árszabályozás gyakorlata	Gy: Árszabályozás (megtérülési ráta, sapkák, átcsoportosítás)
29-nov.	NYÍLT NAP	-
6-dec.	Gy: SAIDI, SAIFI, ösztönzők	<b>HUPX (Kádár Márton) - energ 2. zh</b>

# Az előadás tartalma

- A villamosenergia-piac specialitásai
- A magyarországi villamosenergia-piac szereplői
  - Felosztás, feladatok, példák
- Vonatkozó jogszabályok, törvényi rendelkezések
  - Európai Uniós energetikai szabályozás
  - Hazai jogi szabályozás
- Piaci kereskedelem működési keretei (bevezetés)
- *Kitekintés: A piaci reguláció, piacmodellek*



GAZDASÁG

## Újra beütött az ezer eurós áramár Magyarországon

Weinhardt Attila

2024. szeptember 03. 08:36



A kedden, szeptember 3-án este 7 és 8 óra közötti időszakra 999 eurós nagykereskedelmi áramár alakult ki, ami megegyezik a július közepi hőhullám idejének csúcscintjével, és egyúttal extrém magas árak számít.

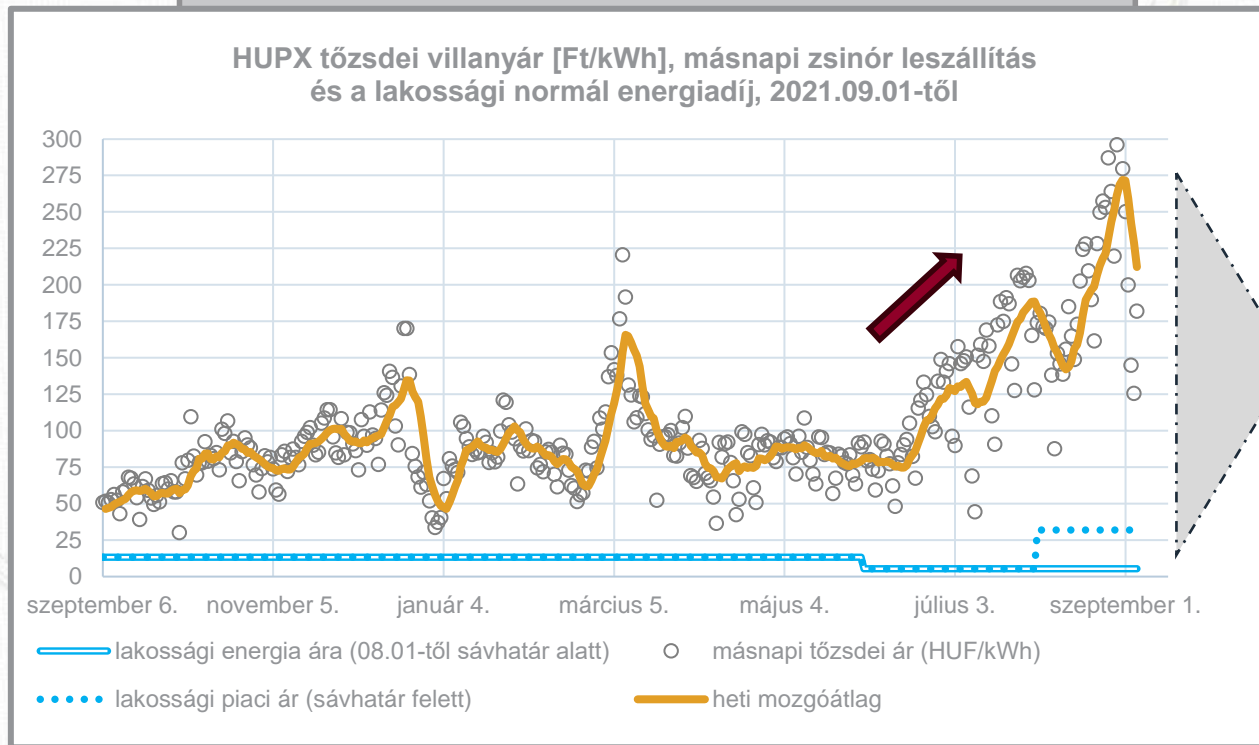
Fektessen be tartósan  
eredményes, fenntartható  
vállalatokba

További információk

# A piac nagyon súlyos egyensúlytalanságot jelzett

**AZ ENERGIAPIAC A MINDENNAPJAINK RÉSE, AKKOR IS, HA NEM LÁTJUK**

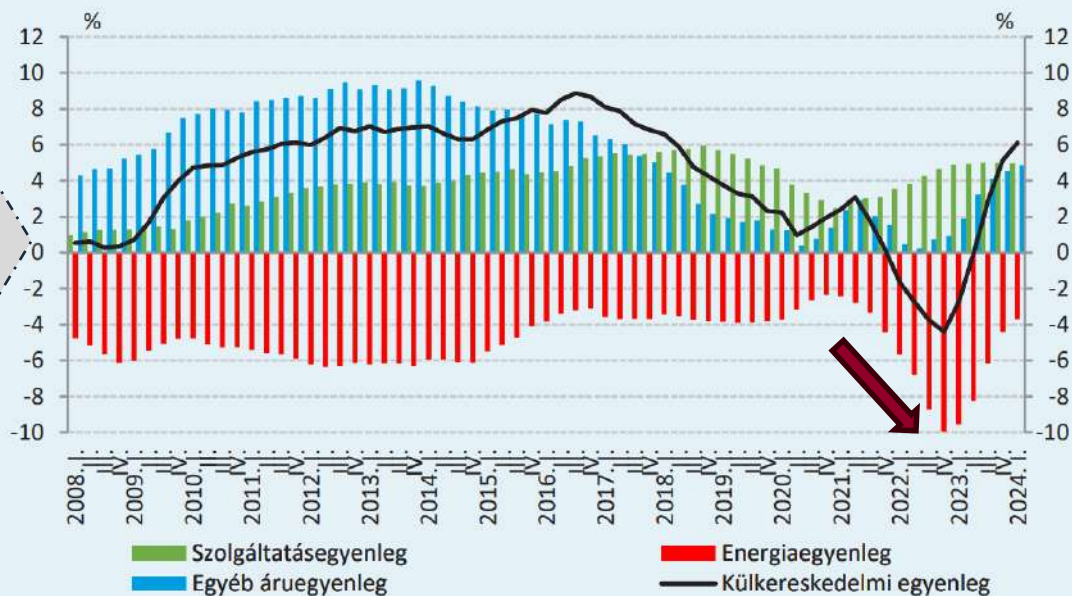
A korábbi 15-25 Ft/kWh-s árak többszörösei alakultak ki



**Mintha 5.000 Ft/l-re drágult volna az üzemanyag?!  
Óriási gazdasági hatás – fokozott figyelem, (szak)politikai megoldások szükségesek!**

# Az energiapiac a teljes gazdaságra kihatással van – a magyarországi szereplők jövedelemkiesése révén

3. ábra: A külkereskedelmi egyenleg és tényezőinek alakulása (négy negyedéves értékek a GDP arányában)



- A Magyar Kormány 2022. július 13-án energia-veszélyhelyzetet hirdetett.
  - TTF ~ 160 EUR/MWh,
  - Brent ~ 95 USD/bbl,
  - EURUSD = 1,0 + másodkörös hatások

**+10%/GDP nettó import**  
**– évente 5-6 heti jövedelmét elveszítette**  
**Magyarország**

Azóta érdemben javult a helyzet

DE:

**A SZÜKSÉGES EGYENSÚLY-HELYREÁLLÍTÁS**  
**JELENTŐS, A GAZDASÁGOT LASSÍTÓ**  
**INTÉZKEDÉSEKET IGÉNYELT!**

Egyensúlyvesztés  
 (HUF árfolyam, folyómérleg) miatt egyszerre  
 fiskális és monetáris szigorítás.

Infláció, gazdasági lassulás

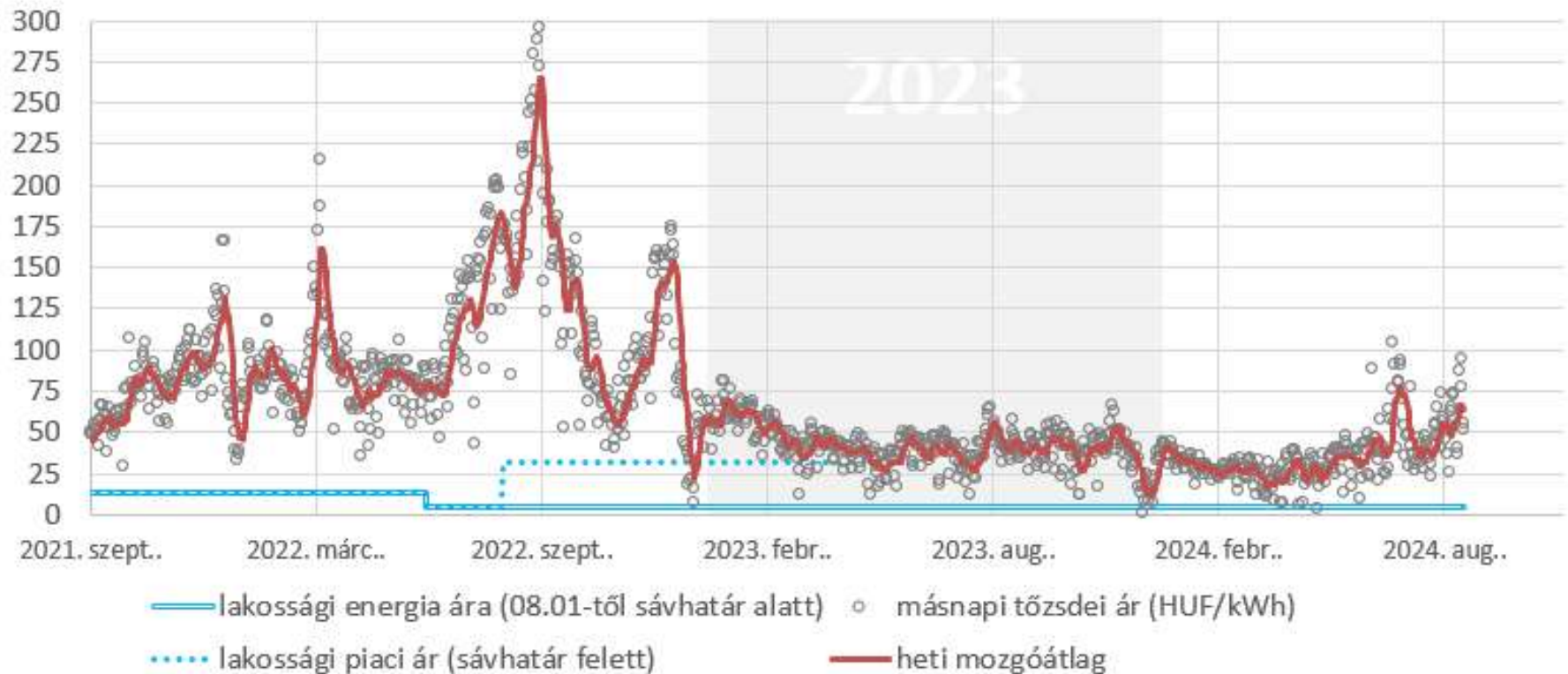
Forrás: MVM elemzés, MNB Fizetési Mérleg Jelentés – 2023. február

A nemzetgazdaság szintjén az energiaár-robbanást csak fundamentális, műszaki, hatékonysági és használati szokásokat befolyásoló megoldásokkal lehet kezelni

Mérnöki problémamegoldás, összetett folyamatok, rendszerben gondolkodás!

# Perspektíva – a korábbi 20-30 Ft/kWh-s árak többszöröse alakult ki

HUPX tőzsdei villanyár [Ft/kWh], másnapi zsinór leszállítás és a lakossági normál energiadíj, 2021.09.01-től

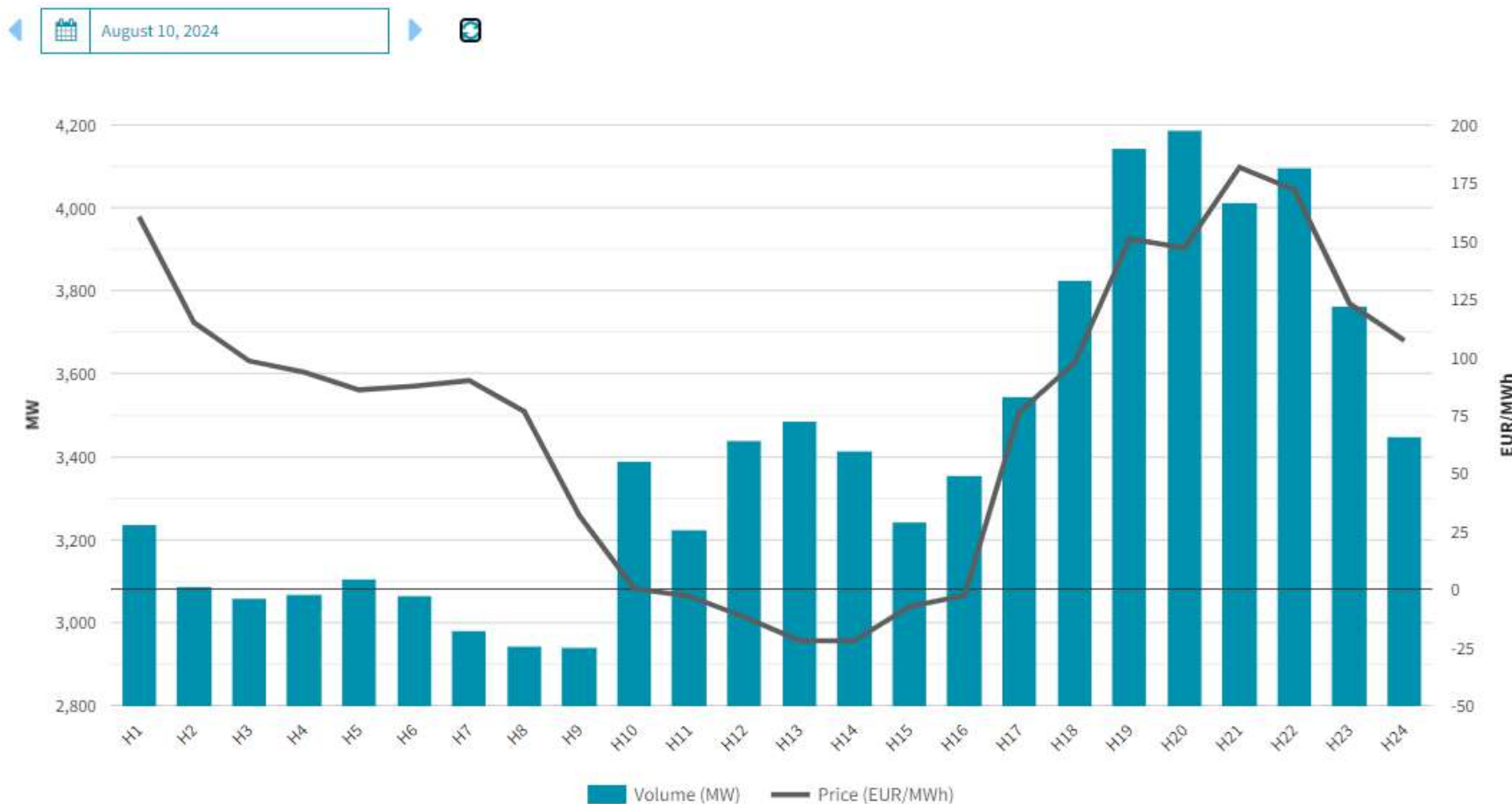




# Perspektíva – a korábbi 20-30 Ft/kWh-s árak többszöröse alakult ki

*Nyári hétvége: -10 Ft/kWh ... 75 Ft/kWh*

HUPX DAM Prices (EUR/MWh) - Aug 10, 2024

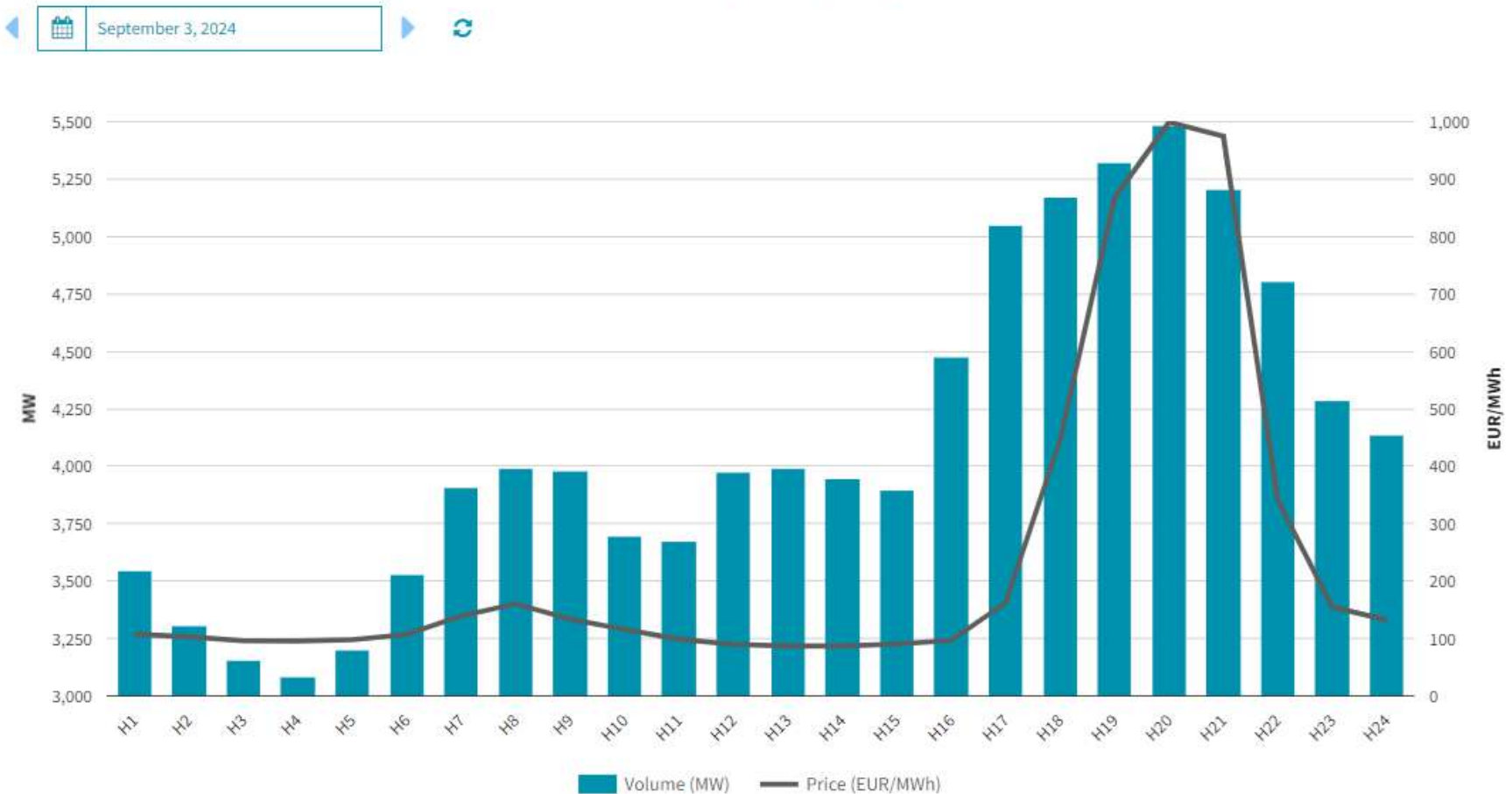


**Mintha ingyen lenne az üzemanyag?!  
Néhány órában, amikor süt a nap!**

# Perspektíva – a korábbi 20-30 Ft/kWh-s árak többszöröse alakult ki

*Kora őszi rekord meleg hétköznapi: 40 Ft/kWh ... 400 Ft/kWh*

HUPX DAM Prices (EUR/MWh) - Sep 3, 2024



**Mintha 5.000 Ft/l-re drágult volna az üzemanyag?!  
Néhány órában, amikor importálunk!**



# A villamosenergia-piac specialitásai

---

# A piacnyitás célja

- A piacnyitás eredményeképpen **a villamos energia**, mint termék **kereskedelme** a lehető legnagyobb mértékben **elválik**
  - a szállítástól,
  - az ehhez szükséges hálózati infrastruktúrától
  - a minőség biztosításától,
  - és az ehhez szükséges rendszerszintű szolgáltatásoktól.
- Így létrehozható az **ideális versenyhez** fokozatosan **közelítő részpiac**, a villamos energia kereskedelme.
- Lehetővé téve a szabad piaci verseny előnyeinek kiaknázását:  
versenyző árak, hatékonyabb felhasználás, transzparencia,  
választási szabadság, erősebb innováció

# A villamos energia: különleges áru

- Miért speciális a villamosenergia-piac?
  - Miben tér el más termékek (burgonya, kőolaj, földgáz) piacától?
- A fizikai korlátok megszabják a piac működését
  - A villamosenergia-szolgáltatás műszaki feltételei rendkívül összetettek és kötöttek
- Hogyan lehet versenyző piacot létrehozni e korlátok mellett?
  - Szabadpiac elveinek és a kényszerűen betartandó korlátok összeegyeztetése (Hol lehet? Lehet-e egyáltalán?)
  - Mi okozza a nehézséget, **miért speciális a villany?**

# A villamos energia műszaki sajátosságai

- **A villamos energia korlátozottan tárolható**

- Teljesen eltér már energiatermékektől!
- *Vajon az akkumulátoros tárolás a működésben is paradigmaváltást hoz?*



- A villamos fogyasztások és betáplálások egyensúlya minden pillanatban teljesül
  - A villamos energia előállításával kell az egyensúlyt tartani
- Speciális piaci struktúra szükséges a egyensúlyhoz
  - Folyamatos koordináció és beavatkozás szükséges a működéshez
    - **Rendszerirányító:** rövid távú ellátásbiztonság

# A villamos energia műszaki sajátosságai

- Szállítás csak **egyetlen villamos hálózaton** keresztül
  - Monopol helyzetű (egyedárusító) szállító vállalatok
    - Hatóság árszabályozás szükséges: **regulátor**
- A villamos energia **áramlik**
  - A Kirchhoff törvények, nem pedig a kereskedői szándékok szerint
  - Szűk keresztmetszetek a hálózaton
  - Hálózatfejlesztési tervek, kapacitásallokáció
    - **Rendszerirányító**
- Bizonytalanságok: fogyasztói igények, energiaárak, technológia, szabályozási környezet
  - A fogyasztás naponta, hetente és szezonálisan is változik!



# A villamos energia műszaki sajátosságai

- A minőségi villamosenergia-szolgáltatás **stratégiai fontosságú**
  - Tiszta, nélkülözhetetlen, sokoldalú, elérhető
  - Az energiabiztonság kritikus fontosságú, kell egy felügyeleti szerv

→ **regulátor**: hosszútávú fenntarthatóság, ellátásbiztonság
- Áramhálózat: legnagyobb és -komplexebb ipari rendszer
  - Vannak hasonlóan bonyolult rendszerek, de emellett:
    - Nélkülözhetetlen a szolgáltatás
    - Rövid és hosszú időtávú tervezés koordinációja szükséges  
védelmek, automatikák (0,001 s) ... új alállomás tervezése, kivitelezése (5-10 év)
    - Tárolás ...





# Feladatok és szereplők a villamosenergia-rendszerben

---

# Tevékenységek szétválasztása

Piacnyitás: az ellátási lánc részelemeinek szétválasztása

- Termelők
- Fogyasztók
- Kereskedők
- Szervezett piac

Klasszikus  
szabadpiaci  
szereplők

- Monopol hálózati szolgáltatók (átviteli és elosztói)
- Rendszerirányító
- Speciális jogállású (kis)fogyasztók, (kis)termelők
  - Egyetemes szolgáltatás (~lakossági)
  - Kiserőművek, háztartási méretű kiserőművek (HMKE)

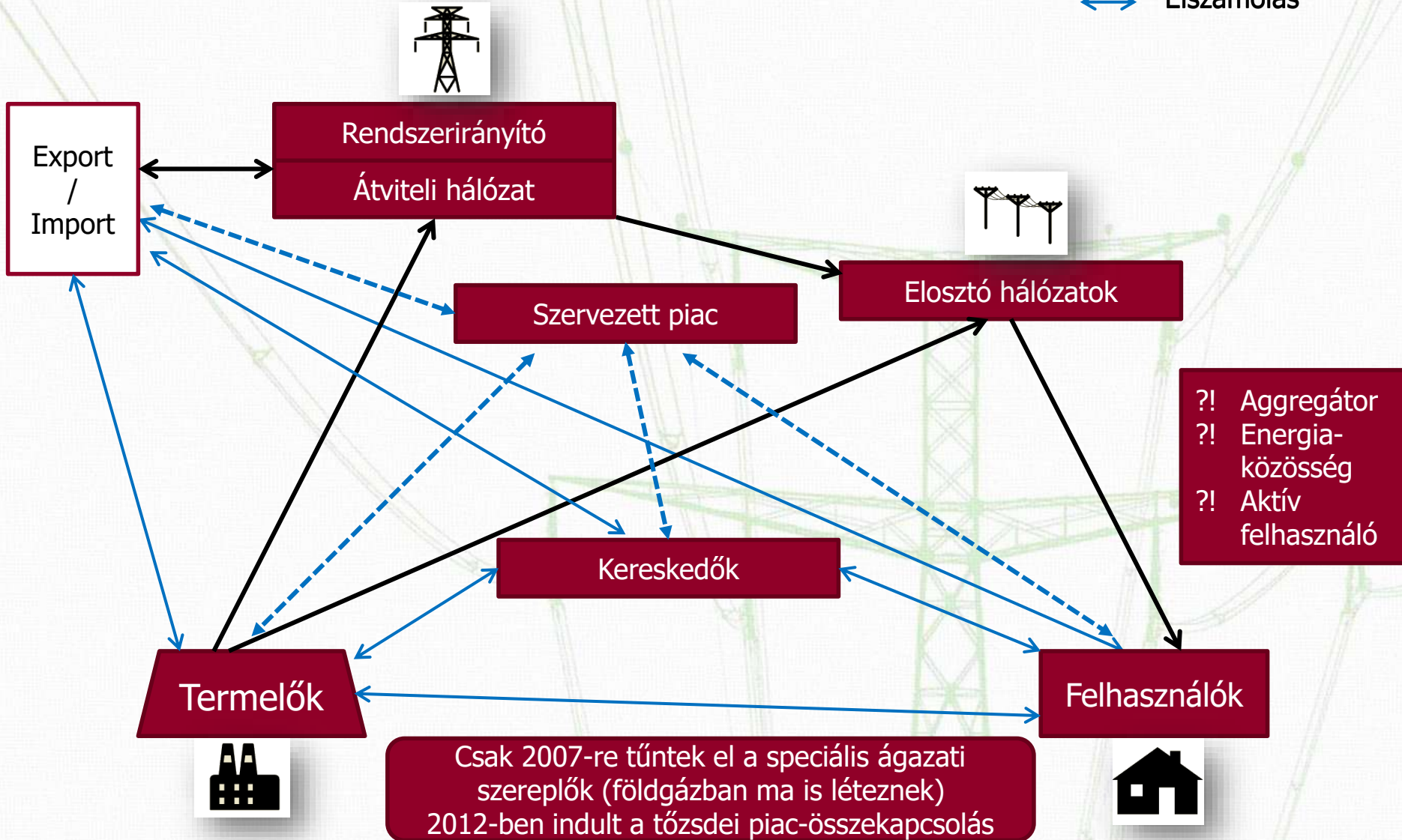
Speciális,  
ágazati  
szereplők

- Szabályozó hatóság (MEKH)
  - Engedélyköteles tevékenységek, árszabályozás

Regulátor

# A piaci struktúra alapvető felépítése

→ Fizikai szállítás  
 ↔ Elszámolás



# Engedélyköteles tevékenységek

- Folyamatos tevékenységek:
  - Termelés (kiserőmű, erőmű)
  - Átviteli rendszerirányítás
  - Villamosenergia-elosztás
  - Villamosenergia-kereskedelem
  - Szervezett villamosenergia-piac működtetése
  - Egyetemes szolgáltatás
- Egyszeri tevékenységek
  - Kiserőmű létesítése, termelésének megszüntetése
  - Erőmű létesítése, bővítése, teljesítménynövelése/csökkentése, termelés szüneteltetése és megszüntetése
  - Magán- és közvetlen vezetékek létesítése, megszüntetése
- Stb.

# Feladatok és szereplők a VER-ben

## Szállítók

Átviteli hálózati engedélyes és rendszerirányító  
(MAVIR)

Elosztó hálózati engedélyes  
(pl. ELMŰ Hálózati Kft.)

## Termelők

Villamosenergia-termelői engedélyes  
(pl. Paksi Atomerőmű Zrt.)

Kiserőművi engedélyes  
(pl. Zuglói Therm)

Háztartási méretű kiserőművek

## Kereskedők

Villamosenergia-kereskedelmi engedélyesek  
(pl. MVM Partner)

Egyetemes szolgáltatói engedélyesek  
(pl. MVM Next)

Szervezett villamosenergia-piaci engedélyes  
(HUPX)

## Felhasználók

Egyetemes szolgáltatásra jogosult felhasználók  
(pl. lakosság)

Piaci felhasználók  
(pl. nagyipari fogyasztók)

## Szabályozó hatóság

(Magyar Energia és Közműszabályozási Hivatal)

Aktuális engedélyesi lista a MEKH honlapján:

<http://www.mekh.hu/villamosenergia-ipari-engedelyesek-listaja>

# Hálózati engedélyesek

- Kereskedelmi üzemben a termelők és a fogyasztók a **közcélú hálózatra** csatlakoznak
- A hálózatokkal kapcsolatos feladatokat végzik el
  - Átviteli hálózat
  - Elosztó hálózat

Monopol helyzet miatt  
a hálózati és kereskedelmi  
**tevékenységek szétválasztása**  
szükséges

## VET 3.§ alapján

(Értelmező rendelkezések)

- **Közcélú hálózat:** olyan átviteli vagy elosztó hálózat, amely szükséges a villamosenergia-rendszer biztonságos és hatékony működéséhez;
- **Átviteli hálózat:** a villamos energia átvitelére szolgáló vezetékrendszer – beleértve a tartószerkezeteket és a rendszerösszekötő vezetékeket is –, a hozzá tartozó átalakító és kapcsoló-berendezésekkel együtt;
- **Elosztó hálózat:** a villamos energia elosztására és a felhasználói csatlakozási pontra való eljuttatás céljára szolgáló vezetékrendszer – beleértve a tartószerkezeteket is –, a hozzá tartozó átalakító és kapcsolóberendezésekkel együtt;

# Átviteli rendszerirányító (TSO)

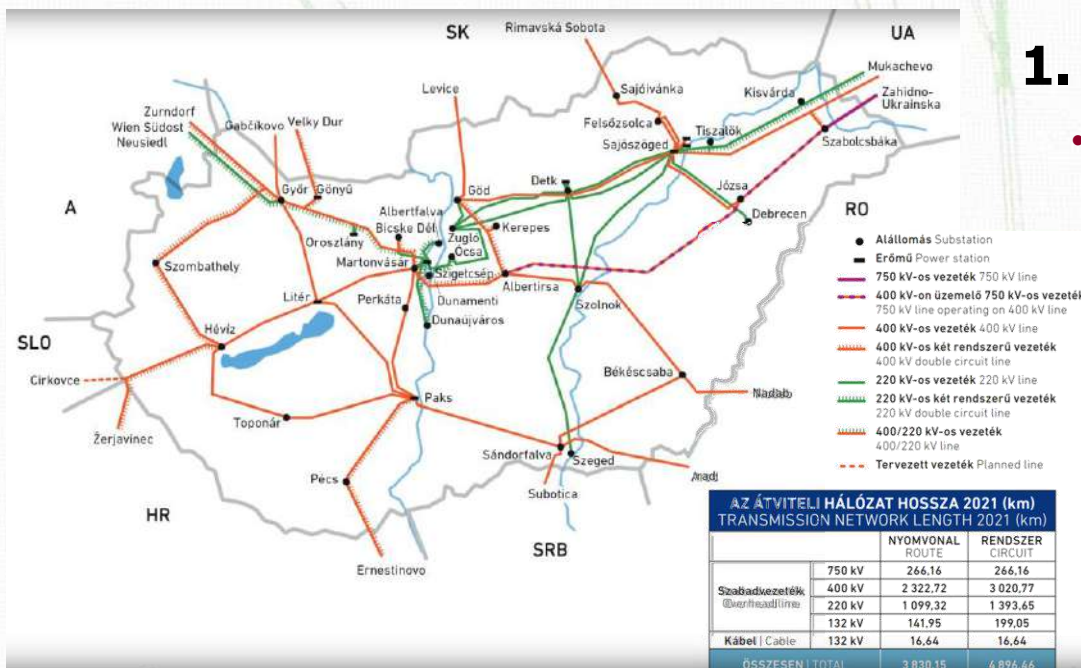


MAVIR: Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt.

- Egyben az átviteli hálózat tulajdonosa is
- Három fő tevékenységi terület

## 1. Átviteli hálózati operátor

- Az átviteli hálózat üzemeltetése, karbantartása és fejlesztése,
- A villamos energia megfelelő minőségű továbbítása
- Az elosztói- és átviteli hálózati karbantartási és fejlesztési munkák ütemezése



# TSO: Rendszerirányítás fő feladatai

## 2. Műszaki rendszerirányítás - VER biztonságos és minőségi üzeme

- Teljesítményegyensúly fenntartása (*szabályozási tartalékok*)
- Feszültség-meddő szabályozás (*feszültségminőség*)
- Üzembiztonsági szolgáltatások (*black start*)
- Nemzetközi összeköttetések rendelkezésre állásának biztosítása
- Üzemelőkészítés, erőművi forrástervezés

## 3. Piacszervezés

- Elszámolási mérések kezelése
- Mérlegköri rendszer működtetése
  - Kötelező átvétel (KÁT és METÁR-KÁT), KÁT és prémium pénzeszköz allokáció
- Határkeresztező kapacitások meghatározása, aukció hirdetése
- Rendszerszintű szolgáltatások beszerzése
- Piacintegráció, nemzetközi együttműködés

**A MAVIR független működése garantált (ITO modell), még a tulajdonos, MVM-mel szemben is!**



# Elosztó hálózati engedélyesek (DSO)

- 6 elosztó hálózati engedélyes, 2021.09.01-től tulajdonosok:
  - ÉDÁSZ, DÉDÁSZ, ELMŰ – E.On
  - DÉMÁSZ, ÉMÁSZ – MVM
  - TITÁSZ - OPUS

## Feladataik:

- **Elosztó hálózat** üzemeltetése, fejlesztése, karbantartása
- A villamos **energia eljuttatása** a fogyasztói csatlakozási pontokra
- A felszerelt **mérőberendezések** üzemeltetése, leolvasása
- Együttműködés a MAVIR-ral (adatszolgáltatás, tervezés)
- **Ügyfélszolgálat** működtetése



**Ki adjon finanszírozást a szükséges hálózatfejlesztésekre? Hogyan lesz egyszerre hatékony, megfizető és műszakilag megfelelő?**

# Hálózati engedélyesek - költségeik

- A szállítás költségei beépülnek a szolgáltatás árába
  - Rendszerhasználati díj (RHD)
  - MEKH határozza meg az elismert és indokolt, azaz a felszámítható díjakat

VET 3.§ alapján  
(Értelmező rendelkezések)

- **Legkisebb költség:** az engedélyezett tevékenység gyakorlásához az engedélyesnél, illetve nemzetgazdasági szinten szükséges és indokoltan felmerülő ráfordítás;

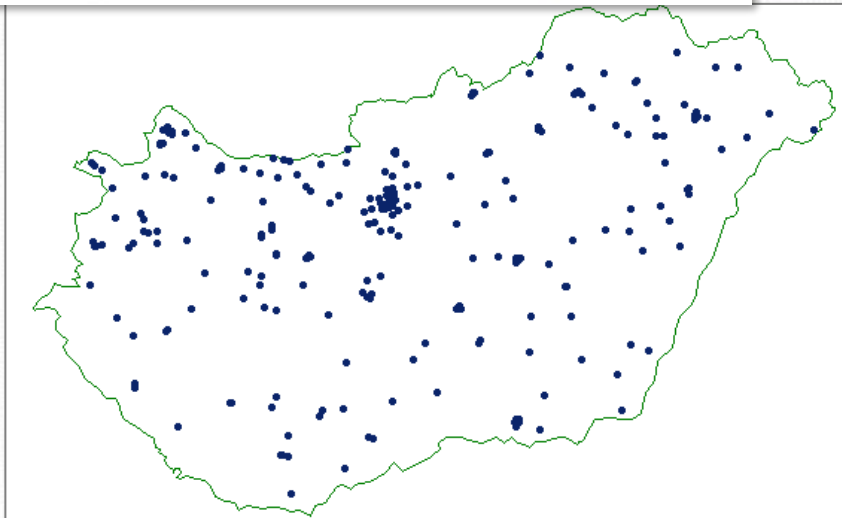
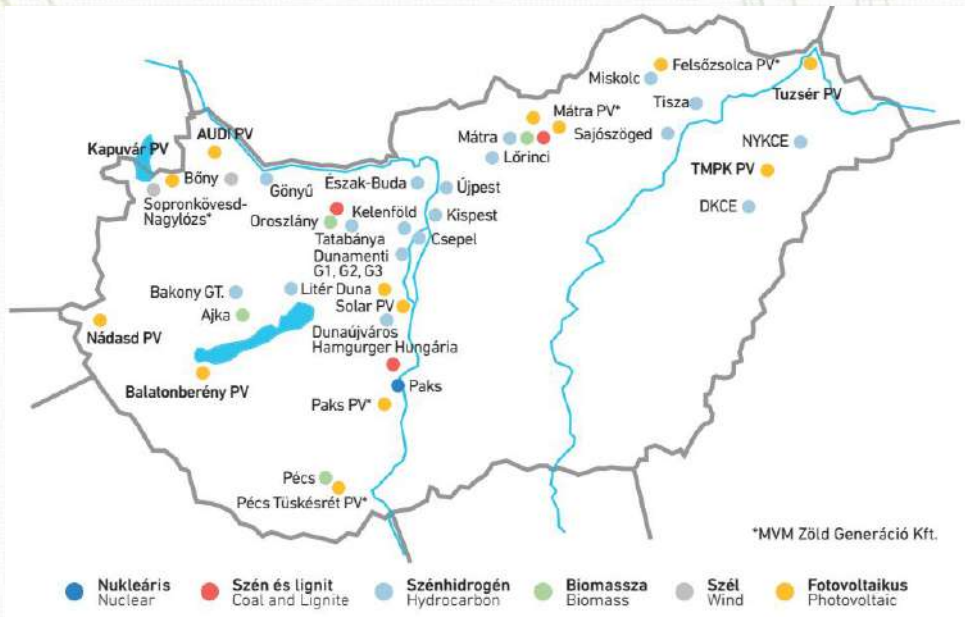


# Termelők

- Erőmű (50MW<)
  - Engedélyköteles létesítés, működtetés, bővítés, kapacitás növelése, termelés megszüntetése
  - Kötelező részvétel a tartalékpiacon
  - Magyarországon: 12 engedélyes, ~7000 MW rendelkezésre álló teljesítmény (2022)
- Kiserőmű (50kW és 50MW között)
  - Egyszerűbb engedélyeztetési eljárás
  - Magyarország: ~2000 db, ~3500 MW (2022)
- Háztartási méretű kiserőmű (<50kVA)
  - Nem szükséges termelői engedély
  - (Elosztói csatlakozási hozzájárulás kell!)
  - Magyarország: ~110000 db, ~1300 MW (főleg PV) (2022. vége)



# Erőművek Magyarországon



## VET 3.§ alapján (Értelmező rendelkezések)

- **Termelői engedélyes:** aki villamos energia termelői működési engedéllyel vagy kiserőművi összevont engedéllyel rendelkezik;
- **Erőmű:** egy telephelyen lévő olyan energia-átalakító létesítmény, amely elsődleges energiaforrás felhasználásával villamos energiát termel, engedélyezési szempontból ideértve az energia tározós erőművet is;
- **Kiserőmű:** 50 MW-nál kisebb teljesítőképességű erőmű;
- **Háztartási méretű kiserőmű:** olyan, a kisfeszültségű hálózatra csatlakozó kiserőmű, melynek csatlakozási teljesítménye nem haladja meg az 50 kVA-t;

# Csatlakozás a hálózathoz

- A hálózatra kapcsolódás, a villamos energia betáplálása, vételezése fizikailag a **csatlakozási ponton** keresztül valósul meg
- A forgalmazott villamos energia elszámolási mérése az **elszámolási ponthoz** kötődik
- Az elszámolási és csatlakozási pontok között egyértelmű megfeleltetés van

## VET 3.§ alapján

(Értelmező rendelkezések)

- **Villamosmű:** az erőmű, az átviteli és az elosztó hálózat;
- **Csatlakozási pont:** a villamosművek, a villamosmű és a felhasználói berendezés, továbbá a villamosmű, a magánvezeték, a termelői vezeték illetve közvetlen vezeték tulajdoni határa;
- **Elszámolási pont:** az elszámolási mérés, vagy a mérési rendszer által létrehozott vagy mérésekből számítási eljárással képzett elszámolási mérési pont, amelyhez egyértelműen hozzárendelhető a menetrend, a rendszerszintű szolgáltatás, az elszámolási mérés, és amely elszámolási pont a csatlakozási ponttal egyértelműen összerendelhető;

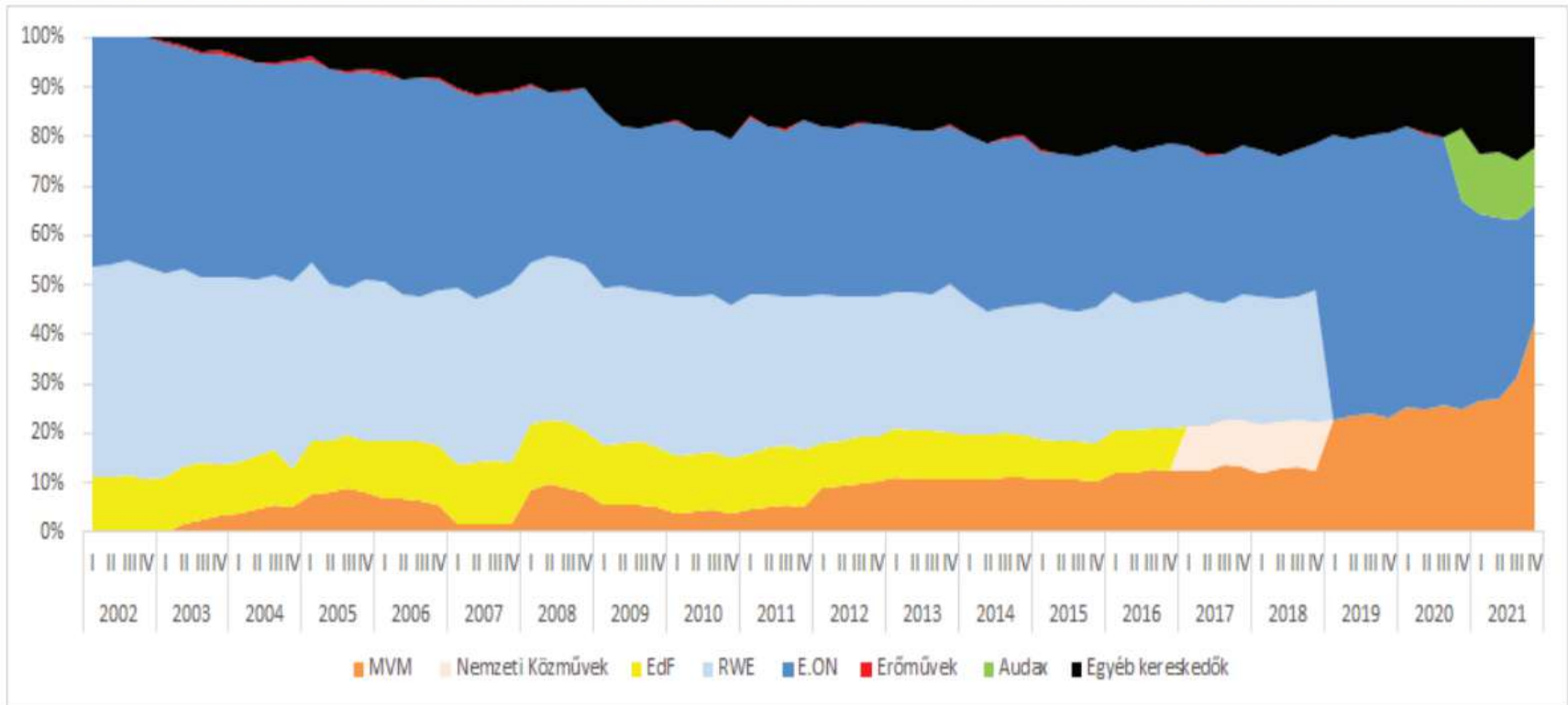
**Anomália: egy helyre hány 499,999 kW-os erőműre kérhetek csatlakozási engedélyt?**

# Kereskedők

A felhasználókat jellemzően **kereskedők** szolgálják ki

- **Engedély birtokában** jogosultak a kereskedelemre, a határkeresztező szállításokra és egyetemes szolgáltatók nagyker ellátására is!
- Felhasználót nem ellátó: egyszerűsített kereskedelmi engedély (csak trading)

4. ábra: Befektetői csoportok részesedésének változása a kiskereskedelmi piacon (2002–2021)



# Egyetemes szolgáltató

Speciális kereskedő: az **egyetemes szolgáltató** (ESZ)

- Kisfogyasztókat alapértelmezett kereskedő, kvázi **monopol pozíció!**
  - MVM Next Zrt. (2017 óta az ország teljes területén ESZ ellátó)
  - E.On Energiaszolgáltató Kft. – 2022. áprilisa óta MVM tulajdon
- Szigorú feltételrendszer mellett jogosult a hatósági áron értékesíteni
- Az ESZ végfelhasználói villamosenergia-árat a MEKH szabályozza
- Az ESZ-eket a mennyiség kb. ~80 %-áig az MVM nagykereskedője szolgálja ki, hatósági átadási áron (VEASZ-ár, ma 12,34 Ft/kWh)
- Rezsivédelmi szolgáltatás keretében alacsony árat tart, költségvetési kompenzáció – 2023-ban tervezetten 1458 Mrd Ft (villany + gáz együtt)

6. táblázat: Az egyetemes szolgáltatók beszerzési szerkezete

	Villamosenergia-beszerzés (TWh)					Részesedés
	2017	2018	2019	2020	2021	2021
MVM	8,6	9,6	10,1	10,7	11,0	82%
Egyéb	2,9	2,3	1,0	1,5	2,5	18%
<b>Összesen</b>	<b>11,5</b>	<b>11,9</b>	<b>11,1</b>	<b>12,2</b>	<b>13,5</b>	<b>100%</b>

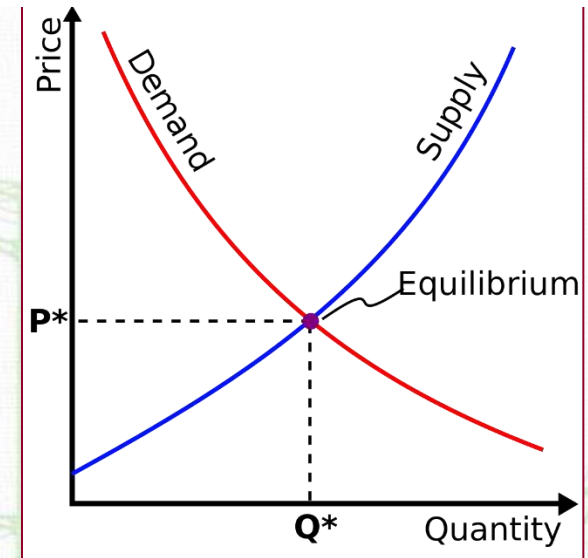
# Szervezett villamosenergia-piac (HUPX)

SZERVEZETT VILLAMOSENERGIA-PIAC | ORGANIZED ELECTRICITY MARKET

HUPX Zrt.



- Az áramtőzsdén eladási (termelői) és vételi (fogyasztási) ajánlatokat tesznek
  - Anonim módon
  - Szabványos termékek: órás, blokk, komplex
  - Rövid (napi), hosszú időtávú termékek
- Egyensúlyi ár-mennyiség
- Likviditás, társadalmi jólét növelése, **transzparens árjelzések**
- Az egységes európai villamosenergia-piac (IEM) a tőzsdék összekapcsolásával oldható meg!





# VET 3. § hivatkozások - kereskedők

## VET 3.§ alapján

(Értelmező rendelkezések)

- **Villamosenergia-kereskedelem:** az a tevékenység, amely a villamos energia és a hozzá tartozó teljesítmény üzletszerű, nem saját felhasználási célra történő vásárlásából és értékesítéséből áll;
- **Egyetemes szolgáltatás:** a villamosenergia-kereskedelem körébe tartozó sajátos villamosenergia-értékesítési mód, amely az ország területén bárhol, meghatározott minőségben a jogosult felhasználó számára méltányos, összehasonlítható, átlátható ár ellenében igénybe vehető;

## VET 3.§ alapján

(Értelmező rendelkezések)

- **Szervezett villamosenergia-piac:** speciális árutőzsde, ahol a villamosenergia-kereskedelem szabványosított ügyletek formájában működik;

# Felhasználók

## Mérés módja szerint:

- **Idősoros fogyasztó**

- Van lehetőség 15 perces fogyasztásmérésre (nagyobb fogyasztók, smart mérők)

- **Profilos fogyasztó**

- Nincs lehetőség 15 perces fogyasztásmérésre
- Éves leolvasás → Mértékadó Éves Fogyasztás (MÉF)
- Profilokkal „negyedórásított” idősor előállítás
- Külön profil görbe üzletre és lakosságra
- Adott évre a profil naptár szerint áll össze az értékek alapján:  
3 naptípus: munkanap, szombat, vasárnap/ünnepek  
12 hónapra
- Profil meghatározása az elosztók dolga, a profiltól való tényleges eltérés „veszteség”

## VET 3.§ alapján

(Értelmező rendelkezések)

- **Profil:** statisztikai elemzéssel készült normalizált, 1000 kWh éves fogyasztására vonatkoztatott éves felhasználói villamosteljesítmény-igény görbe;

# Profilgörbe minta – részlet az elosztói profilból

Dátum	Negyedórák	Negyedórák kódja	Naptípus	Hónap	Üzleti 1	Üzleti 2	Üzleti 3	Üzleti 4	Üzleti ügyfelek általános profilja	Lakossági Budapest	Lakossági vidék	Lakossági általános
2020.01.01	0:00	C1	3	1	0,042971	0,019259	0,018721	0,017935	0,019545	0,029332	0,023242	0,024190
2020.01.01	0:15	C1	3	1	0,042829	0,019031	0,018612	0,017892	0,019368	0,028290	0,022714	0,023568
2020.01.01	0:30	C1	3	1	0,042846	0,018837	0,018504	0,017838	0,019215	0,027382	0,022272	0,023039
2020.01.01	0:45	C1	3	1	0,042711	0,018709	0,018430	0,017933	0,019120	0,026352	0,021555	0,022269
2020.01.01	1:00	C1	3	1	0,042783	0,018604	0,018338	0,018011	0,019037	0,025378	0,020908	0,021565
2020.01.01	1:15	C1	3	1	0,042697	0,018524	0,018260	0,018005	0,018966	0,024493	0,020326	0,020930
2020.01.01	1:30	C1	3	1	0,042583	0,018452	0,018153	0,017915	0,018882	0,023682	0,019834	0,020381
2020.01.01	1:45	C1	3	1	0,042563	0,018381	0,018035	0,017967	0,018810	0,022941	0,019409	0,019899
2020.01.01	2:00	C1	3	1	0,042590	0,018306	0,017929	0,018101	0,018746	0,022309	0,019030	0,019475
2020.01.01	2:15	C1	3	1	0,042492	0,018218	0,017878	0,018098	0,018677	0,021766	0,018703	0,019109
2020.01.01	2:30	C1	3	1	0,042441	0,018124	0,017780	0,018031	0,018584	0,021309	0,018447	0,018817
2020.01.01	2:45	C1	3	1	0,042543	0,018058	0,017685	0,017955	0,018511	0,020949	0,018240	0,018583
2020.01.01	3:00	C1	3	1	0,042592	0,018032	0,017625	0,017831	0,018470	0,020684	0,018068	0,018394
2020.01.01	3:15	C1	3	1	0,042629	0,017985	0,017595	0,017644	0,018418	0,020448	0,017959	0,018262
2020.01.01	3:30	C1	3	1	0,042769	0,017987	0,017599	0,017636	0,018423	0,020270	0,017915	0,018192
2020.01.01	3:45	C1	3	1	0,042995	0,018001	0,017675	0,017721	0,018468	0,020147	0,017911	0,018165
2020.01.01	4:00	C1	3	1	0,043162	0,018022	0,017754	0,017897	0,018524	0,020056	0,017954	0,018182
2020.01.01	4:15	C1	3	1	0,043185	0,018024	0,017845	0,017987	0,018560	0,019992	0,018052	0,018247
2020.01.01	4:30	C1	3	1	0,043386	0,018084	0,017913	0,018172	0,018636	0,020000	0,018219	0,018382
2020.01.01	4:45	C1	3	1	0,043509	0,018217	0,017980	0,018397	0,018755	0,020060	0,018440	0,018570
2020.01.01	5:00	C1	3	1	0,043530	0,018368	0,018125	0,018460	0,018893	0,020181	0,018739	0,018831
2020.01.01	5:15	C1	3	1	0,043511	0,018569	0,018363	0,018367	0,019075	0,020404	0,019148	0,019200
2020.01.01	5:30	C1	3	1	0,043638	0,018924	0,018680	0,018298	0,019377	0,020740	0,019684	0,019692
2020.01.01	5:45	C1	3	1	0,043779	0,019351	0,019080	0,018174	0,019744	0,021161	0,020336	0,020292
2020.01.01	6:00	C1	3	1	0,043795	0,019832	0,019556	0,017959	0,020154	0,021676	0,021128	0,021023
2020.01.01	6:15	C1	3	1	0,043869	0,020430	0,019977	0,017918	0,020634	0,022318	0,022081	0,021906

# Felhasználók

- Piaci felhasználók
  - Mindenki piaci felhasználó (2007. jan. 1 óta)
- **Egyetemes szolgáltatásra jogosultak – 2022-ben leszűkítve**
  - **Lakossági fogyasztók**
  - ~~Kisfeszültségen vételező, összesen 3\*63A-nél nem nagyobb csatlakozási teljesítményű felhasználók~~
  - ~~Közfeladatot ellátó intézmények~~

Vehetnek a piaci kereskedőktől vagy az egyetemes szolgáltatótól

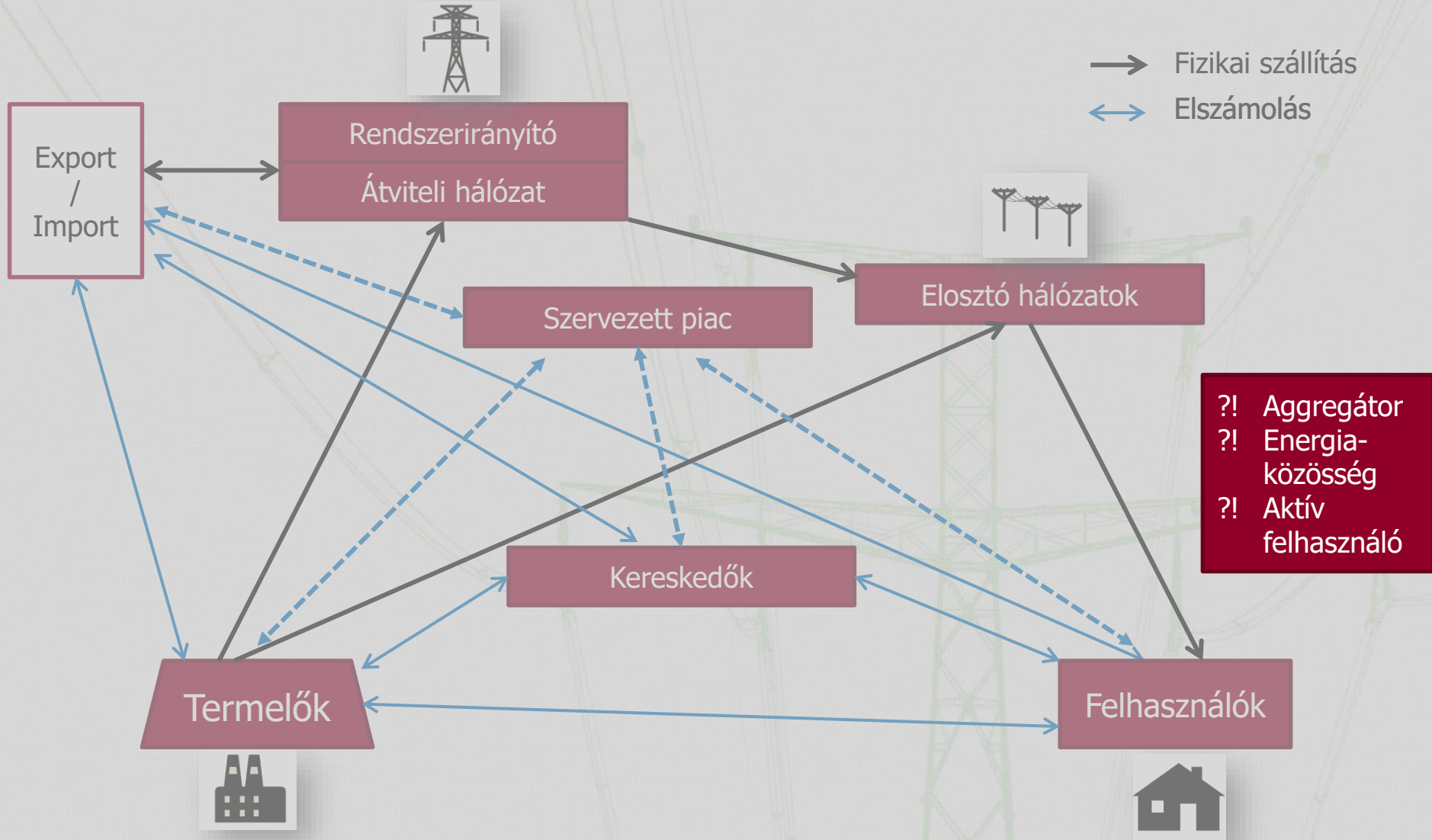


## VET 3.§ alapján

(Értelmező rendelkezések)

- **Felhasználó:** villamos energiát saját felhasználás céljára közcélú hálózaton vagy e törvény szerint engedélyköteles magánvezetéken keresztül vételező személy;
- **Lakossági fogyasztó:** az a felhasználó, aki saját háztartása – egy felhasználási helyet képező, lakás céljára használt lakóépület, lakás, üdülő vagy hétvégi ház, továbbá lakossági célra használt garázs – fogyasztása céljára vásárol villamos energiát a villamos energia vételezésére megkötött szerződés alapján, és az így vásárolt villamos energiával nem folytat jövedelemszerzés céljából gazdasági tevékenységet;

# A piaci struktúra alapvető felépítése



# Új piaci szereplők – EU-s szabályok alapján

- **Aggregátorok**
  - „Aggregálást végeznek” → cél: energiapiaci értékesítés
  - Korábban is működött itthon: szabályozási központok, virtuális erőművek
    - De azok csak egy nagyon speciális piacon, a MAVIR rendszerszintű szolgáltatási piacon értékesítettek
- **Energiaközösségek**
  - Közösségek (egyesület, önkormányzat, társulások, stb.)
  - Elsődlegesen nem energetikai feladatokra, de azzal is foglalkoznak
    - Bármilyen lehet (termelés, kereskedelem, aggregálás, stb.), kivéve átviteli és elosztói működés
  - Egyedi céges jogi forma, non-profit működés, de nem kell energetikai engedély
  - Nem vehet benne részt (csak max. 50%-ig) hagyományos energetikai engedélyes
- **Aktív felhasználók**
  - Felhasználó, mely aktívan működik a piacon + megosztja villamos energiát
  - Aleset: megújuló termelők (kb. HMKE) → termelő-felhasználók

**2021-től léteznek jogilag az új szereplők – a praktikus gyakorlat még hiányzik a szerepüket, működésüket illetően → innovációs projektek futnak**

# Kereskedők és egyéb engedélyesek – 2021 végén

## KERESKEDŐK | TRADERS

**Működési engedéllyel rendelkező társaságok** | Licenced companies **169 társaság** – 169 companies

**ebből: korlátozott kereskedők** | of which: traders with limited licence **93 társaság** – 93 companies

**Működési engedéllyel rendelkező és a 2021. évben aktív társaságok** | Licenced companies and being active in 2021 **92 társaság** – 92 companies

**ebből: korlátozott kereskedők** | of which: traders with limited licence **44 társaság** – 44 companies

## KÖZVILÁGÍTÁSI ÜZEMELTETÉSI ENGEDÉLYES TÁRSASÁGOK | PUBLIC LIGHTING LICENCEES

**Működési engedéllyel rendelkező társaságok** | Licenced companies **74 társaság** | 74 companies

## ELEKTROMOS GÉPJÁRMŰ TÖLTŐÁLLOMÁS ÜZEMELTETÉSI ENGEDÉLYES TÁRSASÁGOK | ELECTRIC VEHICLE CHARGING STATION OPERATORS

**Működési engedéllyel rendelkező társaságok** | Licenced companies **38 társaság** | 38 companies

## TÁROLÓI ÖSSZEVONT ENGEDÉLYES TÁRSASÁGOK | ELECTRICITY STORAGE OPERATORS

**Működési engedéllyel rendelkező társaságok** | Licenced companies **4 társaság** | 4 companies

## MAGÁNVEZETÉK-ÜZEMELTETŐK | OPERATORS OF PRIVATE LINES

ÁTI-SZIGET Ipari  
Szolgáltató Központ Kft.

Budapest Airport Zrt.

Dunavarsány Ipari Park  
Szolgáltató Kft.

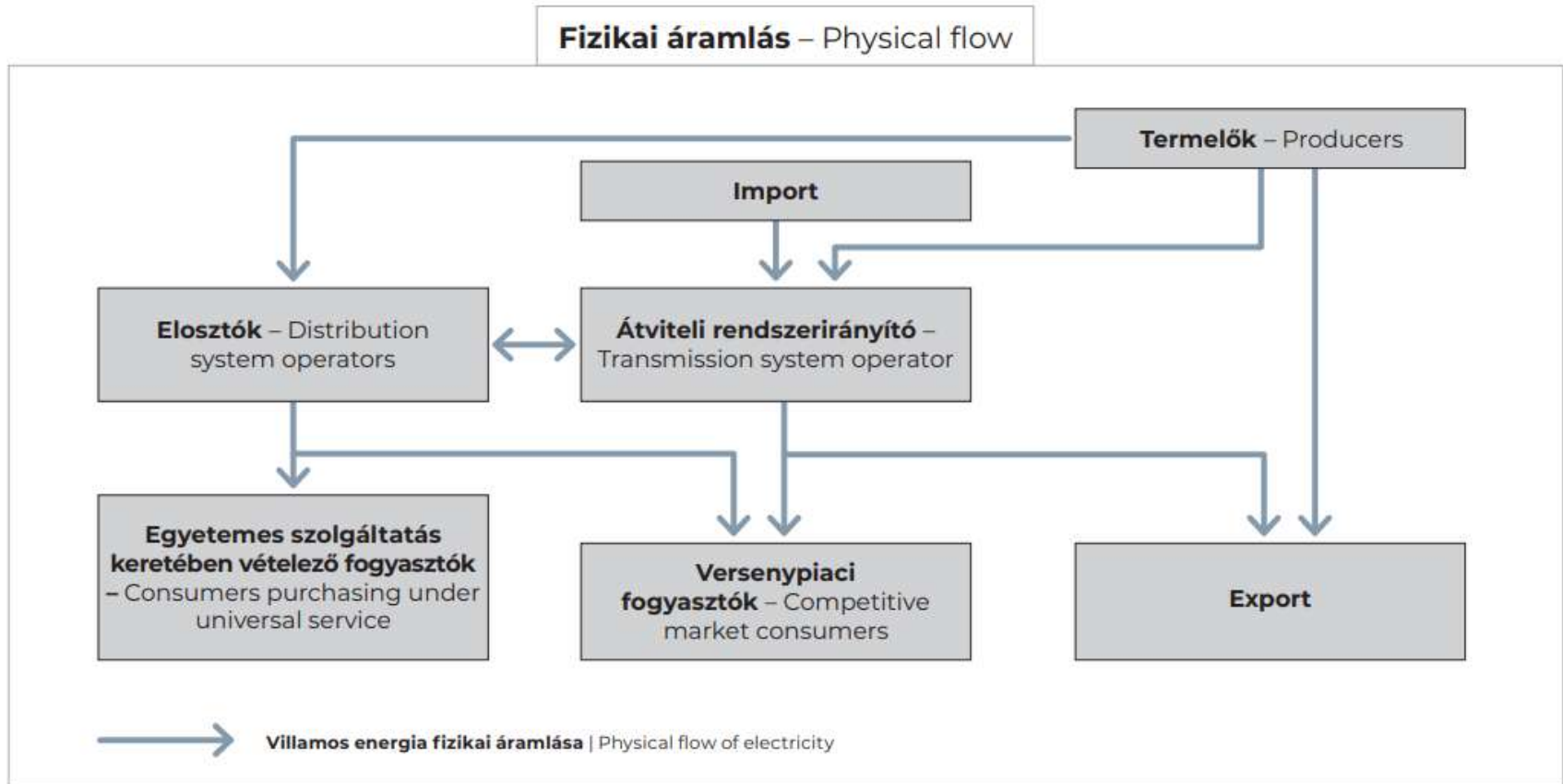
Ganz Szolgáltató Zrt.

Tisza Joule Szolgáltató  
és Kereskedelmi Kft.

## KÖZVETLENVEZETÉK-ÜZEMELTETŐK | OPERATORS OF DIRECT LINES

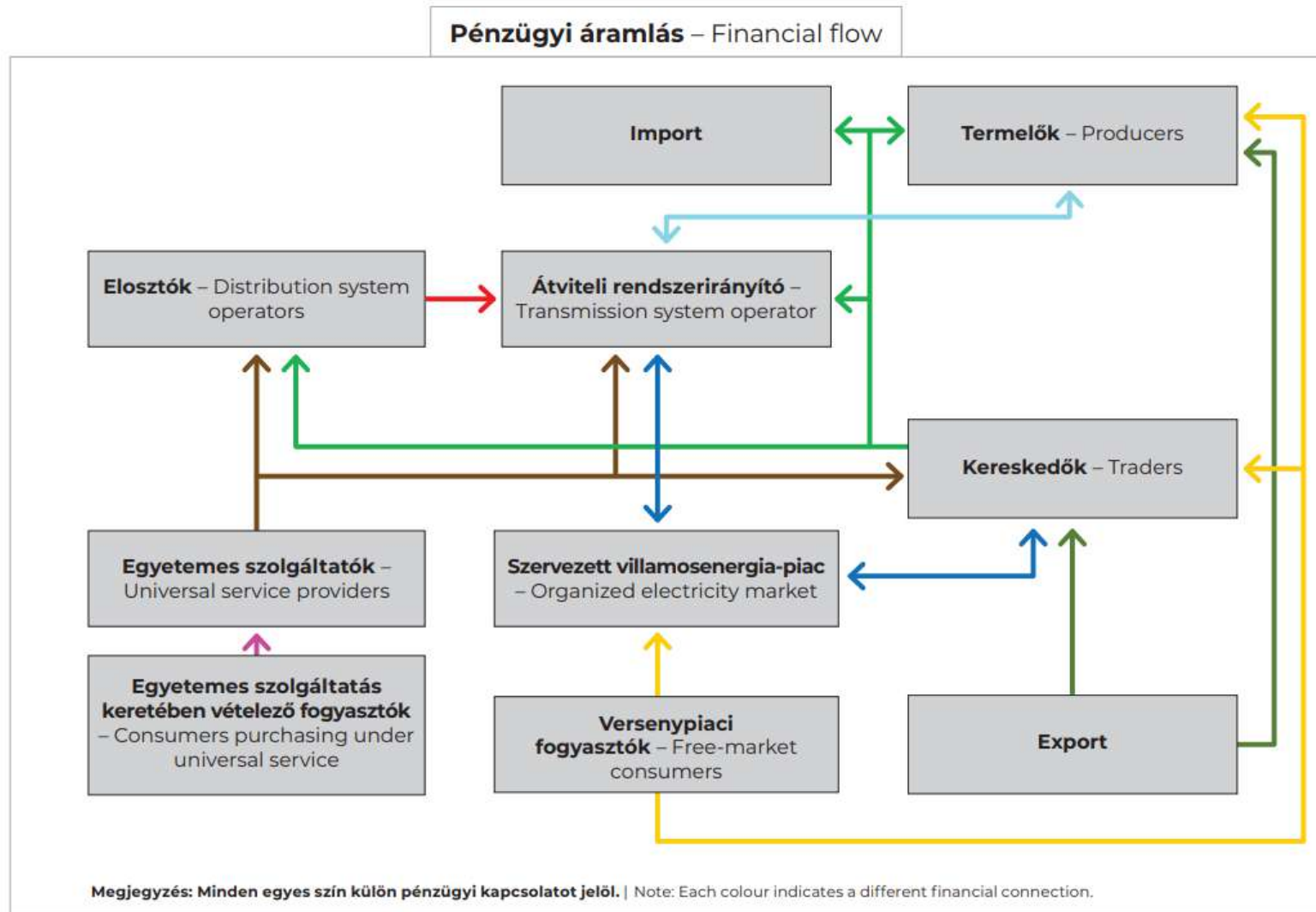
Sárvári Gyógyfürdő Kft.

# Villamos piac működése – fizikai áramlások





# Villamos piac működése – pénzügyi elszámolások



*Forrás: A magyar villamosenergia-rendszer 2021. évi adatai*



# Az Európai Unió villamosenergia-piaci szabályozása

---

# Energiapolitika az Európai Unióban

- Három kihívás
  - Fenntarthatóság, környezetvédelem
  - Piac versenyképesség
  - **Energiabiztonság**



Az uniós válasz: öt prioritás az energiapolitikában:

- Energiabiztonság, szolidaritás és bizalom
- **Teljesen egységes, integrált európai energiapiac**
- Energiahatékonyság
- **Dekarbonizáció, emissziócsökkentés**
- Kutatás, innováció és versenyképesség

# Út az egységes energiapiachoz

- Hogyan érhető ez el a 27-28 szuverén tagállamban?
  - EU-s direktívákon, irányelveken keresztül
  - Ezek kötelezően átveendő jogszabályok
- 1. energiacsomag (jogszabálycsomag - 96/92/EK)
  - **Független** átviteli hálózati és az elosztó **hálózati operátorok**
    - Tevékenységek szétválasztása (unbundling)
    - TSO, DSO, hálózathozzáférés szabályozása
  - Önálló, engedélyköteles erőművi társaságok
- 2. energiacsomag (54/2003/EK)
  - **Teljes körű piacnyitás**, fokozatosan, 2007-től a lakoságra is!
  - Közüzemi/egyetemes szolgáltatói kötelezettség
  - Jelentős piaci erőfölény kezelése, regulátorok erősítése
  - Cél a közös, európai villamosenergia-piac (**IEM**) megteremtése

# Egységes villamosenergia-piac (IEM) v2.0

- 2003-2007: Terv szerint elsőként régiós szinten kell harmonizálni [youtube.com/watch?v=ApW3s5JIvIM](https://www.youtube.com/watch?v=ApW3s5JIvIM)



- 2008-2009: Nem alakult ki egységes piacmodell, a régiók egyre inkább távolodtak a részletszabályokban

# Harmadik energiacsomag (72/2009/EK)

- A 2. energiacsomag vívmányainak kibővítése
  - A folyamat felgyorsítása és központosítása!
  - Internal **Energy** Market kialakítása!  
(villamos energia, földgáz, kőolaj és szén-dioxid)
- Fogyasztói jogok kibővítése
  - Három hét alatt ingyenes szolgáltatóváltás
  - Smart mérők felszerelése a fogyasztók 80%-nál 2020-ig
- Külső befolyásszerzés tilalma a TSO-k esetén
  - Pl. Gazprom tulajdonjogának gyakorlása korlátozott
- Az infrastrukturális fejlesztéseket és ágazati jogalkotást EU-s szinten koordináló szervezetek (**ACER, ENTSO-E**)

# Közösségi ágazati jogalkotók

A 3. energiacsomag két EU-s jogalkotó szervet hívott életre:

**ACER** – Energiaszabályozói Együtműködési Ügynökség

- Keret-iránymutatások kidolgozása (framework guidelines – FG)

**ENTSO-E** – Villamos Átviteli Rendszerüzemeltetők Európai Hálózata

- FG által kitűzött elveknek megfelelően részletszabályok kidolgozása, ún. Network Code-ok (NC) formájában

- A tagállamok kötelesek implementálni a közös Network Code-okat (Hálózati Szabályzatok) – EU-s rendeletek

- Így garantálható az **egységes út a teljes energiapiaci harmonizációhoz**

További részletek az ACER-ről (3x5 perc)

- [https://www.youtube.com/watch?v=srKy6reL\\_ts](https://www.youtube.com/watch?v=srKy6reL_ts)
- <https://www.youtube.com/watch?v=DdksPo3o3eo>
- <https://www.youtube.com/watch?v=I9Rw6hyB6eU>

# A reguláció hiányosságait egy újabb átfogó energetikai csomaggal tervezték orvosolni

A Tiszta Energiacsomag alapjaiban változtatja meg a jelenlegi villamosenergia-szabályozási keretrendszert

«Clean Energy for All Europeans»  
package



2019/943 EU Rendelet  
2019/944 EU Irányelv  
+ több egyéb jogszabály

- Aktív fogyasztói szerep lehetővé tétele
  - Új szereplők: energiaközösség, aggregátor + gyors kereskedőváltás
- Szabályozott árak kivezetése
  - Verseny erősítése
  - Kapacitástámogatás csak 550 g/kWh-ig
- Megújuló támogatások egységes szabályozása + 32%-os EU-s cél 2030-ra
  - Regionális piacok, cél a kivezetés
- Regionális rendszerirányítás + krízishelyzeti forgatókönyvek
  - Hatáskörök áthelyeződése

**Az új szabályokban először kerül fókuszba a felhasználó és a tiszta energiaellátás**



# Az egységes piac jelenleg, 2021 júniusa óta

- Az egységes piac jelenleg csak a **másnapi időtávú** energiatőzsdei kereskedést egységét jelenti!
- A folyamatok harmonizálása jelenleg is tart
  - III. csomag implementációja
  - Kapacitászámítás, kiegyenlítés, tartaléklekötés, üzemirányítás, stb.
- Jelentős átalakítások!
  - A Clean Energy Package felgyorsította a folyamatot



Azonos színű tőzsdék:  
összekapcsolt másnapi piacok



# A villamosenergia-rendszer jogi szabályozása

---

Magyarországi vonatkozások

# A jogi szabályozás rendje

A villamos energia

termelése, szállítása, elosztása, felhasználása  
kereskedelmi forgalmazása, elszámolása

Magyarországon

Törvény (országgyűlés)

Rendeletek (kormány, minisztérium, MEKH\*)

Szabályzatok

által előírt jogi keretek között zajlik.

*\*: a korábbi határozatoknál erősebb, mert a bíróságokra is érvényes, tehát nem megtámadható.*

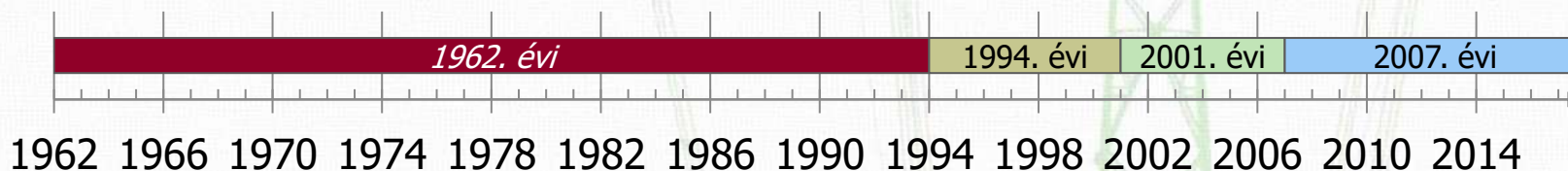
# Törvények

## • 2007. évi LXXXVI. törvény a villamos energiáról (**VET**)

- |  |   |   |
|--|---|---|
| I. Bevezető rendelkezések  | IX. A felhasználók jogai és a védendő fogyasztók                          | XVI. Árszabályozás  |
| II. A villamos energia termelése   | X. Szabályzatok   | XVII. Egyéb pénzügyi rendelkezések  |
| III. Átviteli rendszerirányítás, villamosenergia-elosztás és a hálózati engedélyesekre vonatkozó közös szabályok | XI. A villamosenergia-ipari tevékenységek végzésének általános feltételei | XVIII. Adatszolgáltatás, bizalmas információ kezelése, titokvédelem, tájékoztatás |
| IV. Hálózatokhoz való hozzáférés   | XII. A tevékenységek szétválasztása                                       | XIX. A Magyar Energia Hivatal jogállása, feladat- és hatásköre                    |
| V. Közvetlen vezeték, magánvezeték   | XIII. A villamosenergia-piaci verseny elősegítése                         | XX. Felhatalmazó rendelkezések  |
| VI. Mérés, leolvasás   | XIV. Villamosenergia-ipari építésügyi hatósági engedélyezési eljárások    | XXI. Átmeneti rendelkezések   |
| VII. Villamosenergia kereskedelem  | XV. A villamosenergia-ellátás zavara                                      | XXII. Módosuló jogszabályok   |
| VIII. Szervezett villamosenergia piac  |   | XXIII. Hatályukat veszítő jogszabályok  |

- 2008. évi LXX. törvény a villamos energiával összefüggő egyes kérdésekről
  - a hosszútávú áramvásárlási szerződések felbontása

### Villamos energia törvények



# Egyéb törvények

- 1997. évi CLV. törvény
  - a fogyasztóvédelemről
- 2013. évi LIV. törvény
  - a rezsicsökkentések végrehajtásáról
- 2013. évi CLXXXVIII. törvény
  - az egységes közszolgáltatói számlaképről
- 2015. évi LVII. törvény az energiahatékonyságról
  - energiahatékonysági kötelezettségi rendszer szabályai (lásd későbbiekben)

# Egyéb törvények: Európai Uniós jogforrások

- EU irányelvek
  - közvetlenül nem érvényesek, beépülnek a hazai jogszabályokba
- EU rendeletek
  - közvetlenül is érvényesek, jogszabálynak minősülnek, a nem ismeretük nem mentesít
- **714/2009/ EK rendelet** a villamos energia határokon keresztül történő kereskedelme esetén alkalmazandó hálózati hozzáférési feltételekről és az 1228/2003/EK rendelet hatályon kívül helyezéséről
- **838/2010/EU rendelet** az átvitelrendszer-üzemeltetők közötti ellentételezések mechanizmusára és az átviteli díjak szabályozásának közös elveire vonatkozó iránymutatás megállapításáról
- **1227/2011/EU rendelet** a nagykereskedelmi energiapiacok integritásáról és átláthatóságáról
- **543/2013/EU rendelet** a villamosenergia-piacokra vonatkozó adatok benyújtásáról és közzétételéről, valamint a 714/2009/EK európai parlamenti és tanácsi rendelet I. mellékletének módosításáról
- **2015/1222/EU rendelet** a kapacitásfelosztásra és a szűk keresztmetszetek kezelésére vonatkozó iránymutatás létrehozásáról
- **2016/631/EU rendelet** termelőegységek hálózati csatlakozási követelményeire vonatkozó üzemi és kereskedelmi szabályzat létrehozásáról
- **1719/2016/EU rendelet** a hosszú távú kapacitásfelosztásra vonatkozó iránymutatás létrehozásáról
- **1338/2016/EU rendelet** a felhasználók csatlakozására vonatkozó üzemi és kereskedelmi szabályzat létrehozásáról
- **1447/2016/EU rendelet** a nagyfeszültségű egyenáramú rendszerek és az egyenáram-csatlakozású erőműparkok hálózati csatlakozási követelményeire vonatkozó üzemi és kereskedelmi szabályzat létrehozásáról

# A villamosenergia-törvény célja (1.§)

- a) a gazdaság **versenyképességének segítése** a hatékony villamosenergia-versenypiac kialakításán keresztül,
- b) a **fenntartható fejlődés** érdekében az **energiahatékonyság**, az **energiatakarékosság** elveinek érvényesítése,
- c) a villamosenergia-hálózatokhoz az **átlátható és egyenlő hozzáférés** biztosítása,







## A villamosenergia-törvény célja (1.§)

- g) **új termelő kapacitások és új hálózati infrastruktúra létesítésének**, a villamosenergia-piacra új belépők megjelenésének az **elősegítése**,
- h) a **megújuló** energiaforrásból és a **hulladékból** nyert energiával termelt villamos energia, valamint a **kapcsoltan termelt** villamos energia termelésének **elősegítése**.



# Kormányrendeletek (válogatás)

- 273/2007. (X.19.) Korm. rendelet a villamos energiáról szóló 2007. évi LXXXVI. törvény egyes rendelkezéseinek végrehajtásáról (**VET Vhr**)
  - M1: **Egyetemes szolgáltatási szabályzat**
  - M2: **Villamos hálózati csatlakozási és hálózathasználati szabályzat (VHSz)**
- 280/2016. (IX.21.) Korm. rendelet a villamosenergia-rendszer jelentős zavara és a villamosenergia-ellátási **válsághelyzet** esetén szükséges intézkedésekről
- 382/2007. (XII. 23.) Korm. rendelet a villamosenergia-ipari építésügyi hatósági engedélyezési eljárásokról
- 389/2007. (XII.23.) Korm. rendelet a megújuló energiaforrásból vagy hulladékból nyert energiával termelt villamos energia, valamint a kapcsoltan termelt villamos energia **kötelező átvételéről** és átvételi áráról.
- 299/2017. (X. 17.) Korm. rendelet a megújuló energiaforrásból termelt villamos energia **kötelező átvételi és prémium típusú támogatásáról**
- 122/2015. (V. 26.) Korm. rendelet az energiahatékonyságról szóló törvény végrehajtásáról

# Minisztériumi és hivatali rendeletek (válogatás)

- 4/2011. (I.31.) NFM rendelet a villamos energia **egyetemes szolgáltatás árképzéséről (ESZÁ)**
  - (A1, A2, A3, B, stb. tarifák)
- **10/2016. (XI.14.) MEKH rendelet** a villamos energia rendszerhasználati díjak, csatlakozási díjak és külön díjak alkalmazási szabályairól
- 78/2012. (XII. 22.) NFM rendelet egyes **energetikai** tárgyú **árszabályozással** összefüggő miniszteri rendeletek módosításáról (rezsicsökkentéssel kapcsolatos rendelet módosítások)
- 72/2016. (XII. 29.) NFM rendelet a villamos energia egyetemes szolgáltató által **külön díj ellenében végzett szolgáltatásokról**
- *számos további rendelet...*

# Kapcsolódó szabályzatok

- Villamosenergia-ellátási szabályzatok
  - Nemzetközi Üzemi és Kereskedelmi szabályzat (NÜKSZ)
    - Network Code-ok alapján egységesített elemei, KSZ és ÜSZ-ből kiemelve
  - Kereskedelmi szabályzat (KSZ)
    - A villamosenergia-kereskedelem, azaz a piacműködés szabályzata
  - Üzemi szabályzat (ÜSZ)
    - Az átviteli hálózat és az erőművek üzemeltetésének, a villamos energia minőségének, a méréseknek stb. műszaki szabályzata
  - Elosztói szabályzat (ESZ)
    - Az elosztóhálózati üzemeltetés, a mérések, stb. műszaki szabályzata
- Üzletszabályzatok (ÜzSZ)
  - Engedélyesek ügyfélkapcsolatainak szabályzatai



# A villamosenergia-kereskedelem működési keretei

---

# Kereskedelmi szerződések - alaptípusok

- **Menetrend alapú szerződés**

- Rögzíti a villamos energia mennyiségét
  - Csak akkor köthető, ha van negyedórás mérési lehetőség
- Kevésbé kockázatos, kiszámíthatóbb → olcsóbb
- Elszámolás menetrend alapján

- **Ellátás alapú szerződés**

- Eladó/vevő vállalja a mennyiség-független vételezési/betáplálási igény teljesítését
- Elszámolás a mért mennyiségek alapján
- Két típus:
  - Teljes ellátás alapú: nem köthető mellé menetrend alapú szerződés
  - Részleges ellátás alapú: mellé menetrend alapú szerződés köthető

# Kereskedelmi szerződések - korlátok

- **Menetrend alapú szerződés**

- Menetrend alapú szerződésből **több is köthető**
- Import/export, mérlegkörök között csak így lehet kereskedni
- Felhasználónál csak akkor, ha van idősoros mérés

- **Ellátás alapú szerződés**

- Ellátás alapú szerződésből **csak egy köthető egy elszámolási pontra**
- Profil elszámolású fogyasztóra ilyen kötendő
- Részleges ellátás esetén a menetrend alapú szerződések menetrend adatait kommunikálni kell a másik fél felé

- **Mérlegkör tagság** egyben részleges ellátás alapú szerződés is!

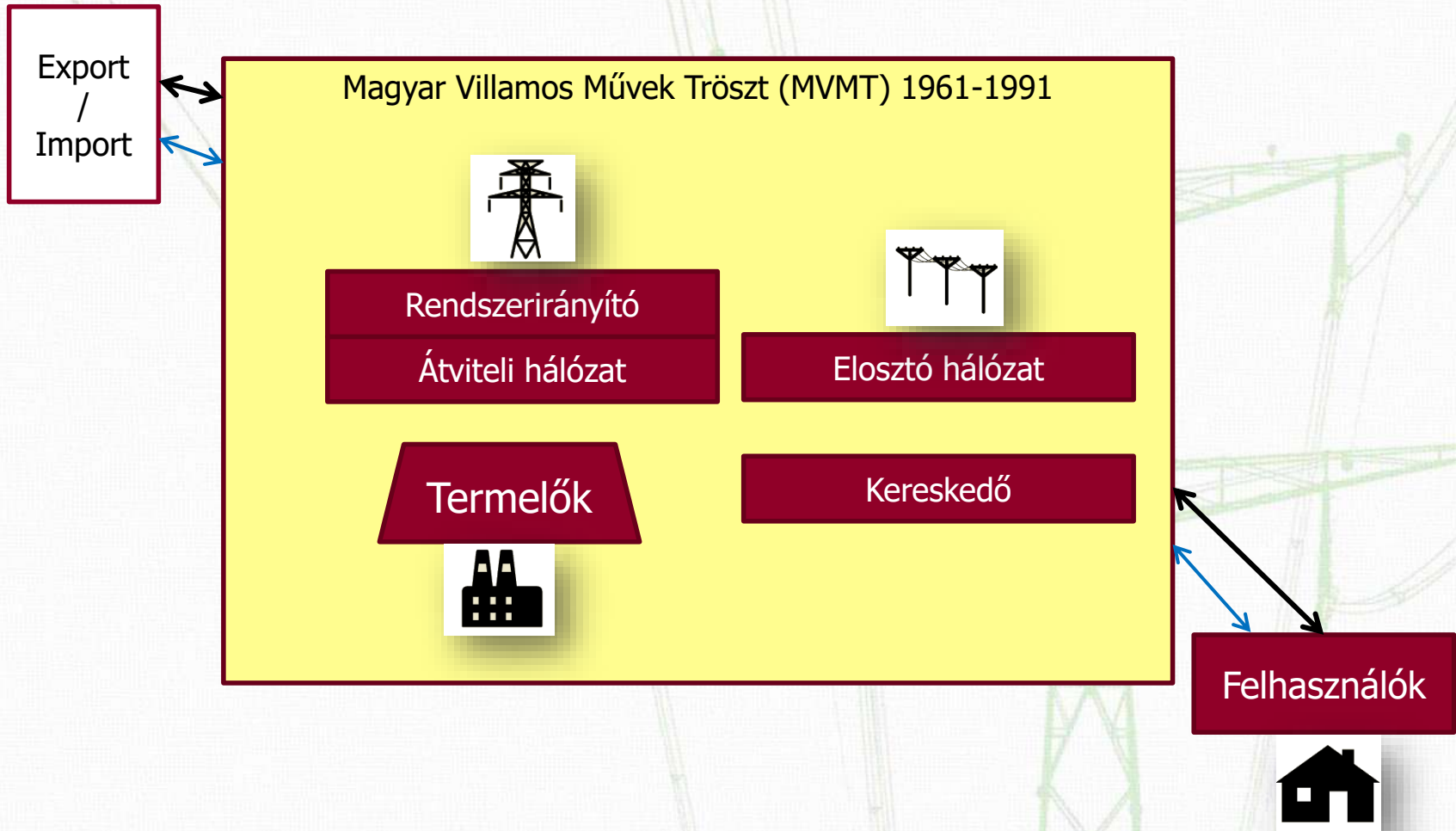
# Villamosenergia-piaci szabályozás, piacdizájnok

---



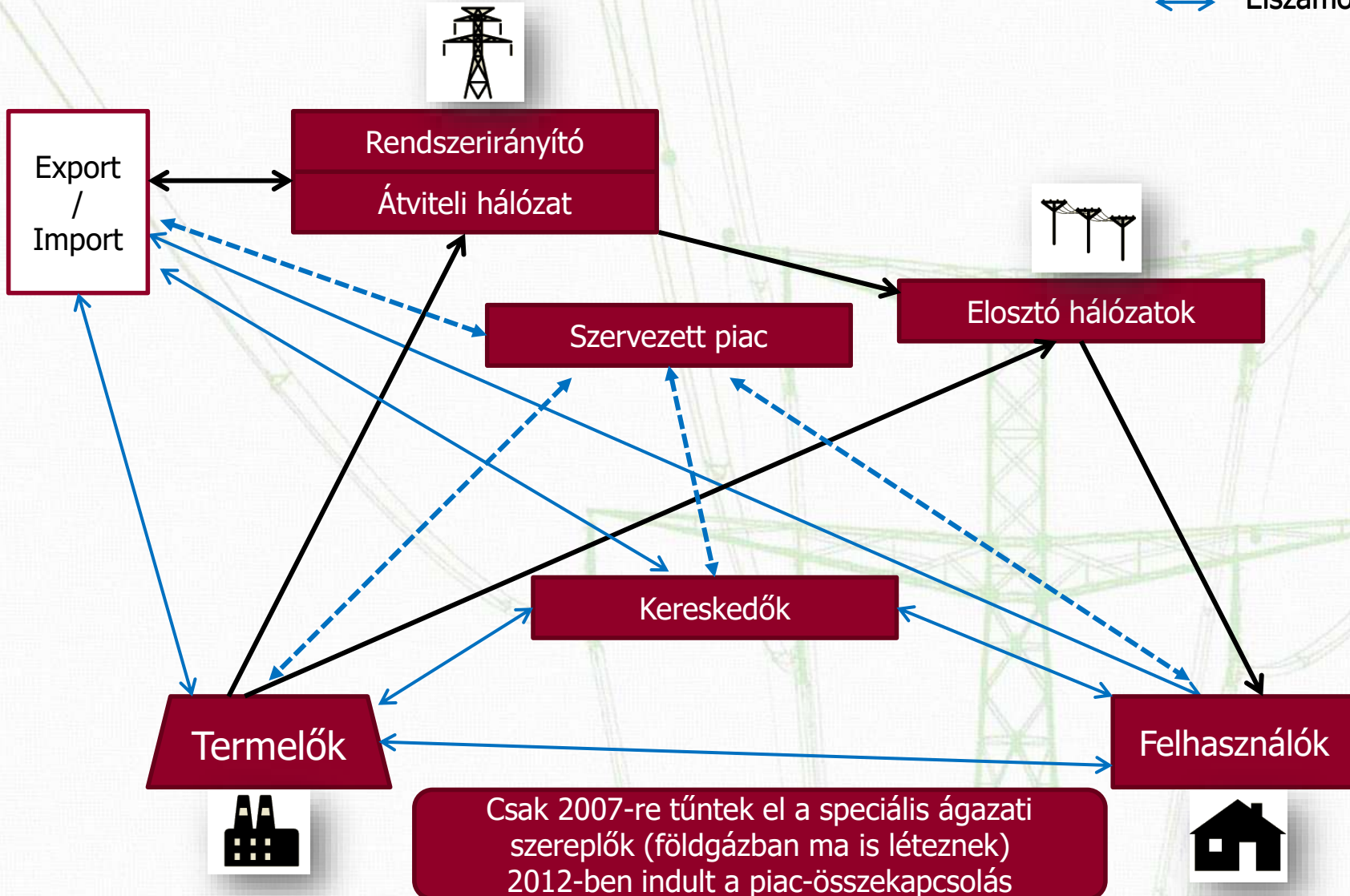
# A piacnyitás ELŐTTI árampiaci felépítés

→ Fizikai szállítás  
 ↔ Elszámolás



# A piacnyitás UTÁNI árampiaci felépítés

→ Fizikai szállítás  
 ↔ Elszámolás



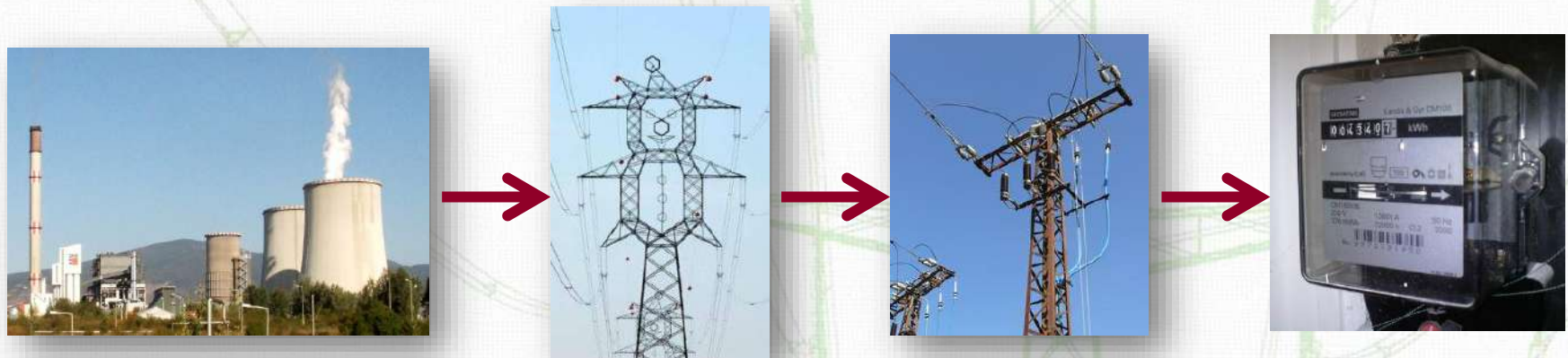
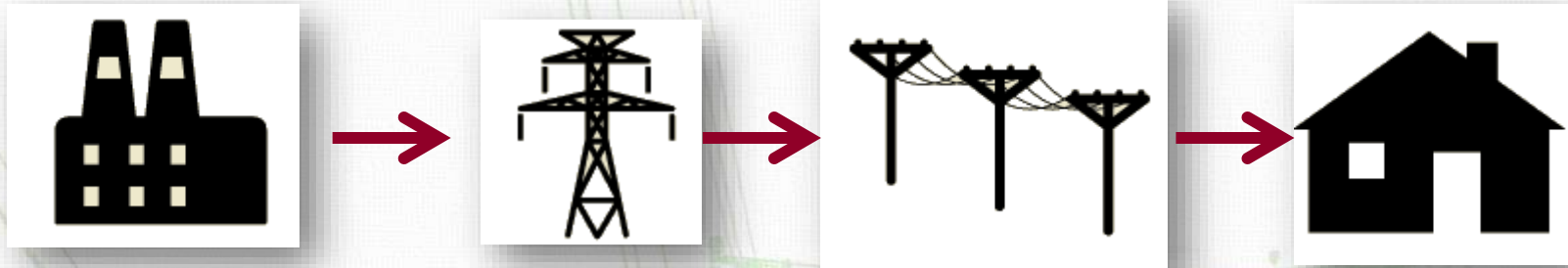
# Piacszabályozás

- Szabályozás: a fogyasztók **és** a befektetők védelme
- Fogyasztóvédelem
  - Monopol erőfölény elleni védelem (ár)
  - Ellátásminőségi kritériumok előírásával (minőség)
- Befektetői védelem
  - Elsősorban az államtól, mely túl alacsony tarifák határozhat meg, mely hátráltatja a beruházásokat (*rezsicsökkentés?*)
- A szabályozás három részből áll össze
  - Struktúra, piacmodell – szereplők és kapcsolataik
  - Játékszabályok – tevékenységek és engedélyek
  - Bíró, aki felügyeli a szabályok betartását: regulátor

# Piacszabályozási stratégiák

- Monopólium szabályozása
  - Egyetlen vállalat, egyetlen döntéshozó, **költségminimumra** törekszik
  - A díjtételeket a költségek megtérülésének megfelelően állítják be
  - **Feleleges beruházásokhoz** vezethet
- Piaci szabályozás
  - A magánpiaci **szereplők közötti versenyre** épít
  - A szereplők saját döntéseket hoznak
  - A **kockázat** a befektetőkre hárul (de milyen költséggel?)
- Elméletileg mindkét megközelítés azonos, optimális eredményre vezet
  - De! A gyakorlatban nem létezik optimális piacmodell!
- Ma: vegyes szabályozás,  
hálózat és rendszerirányítás monopolszabályozás szerint

# Fizikai ellátási lánc

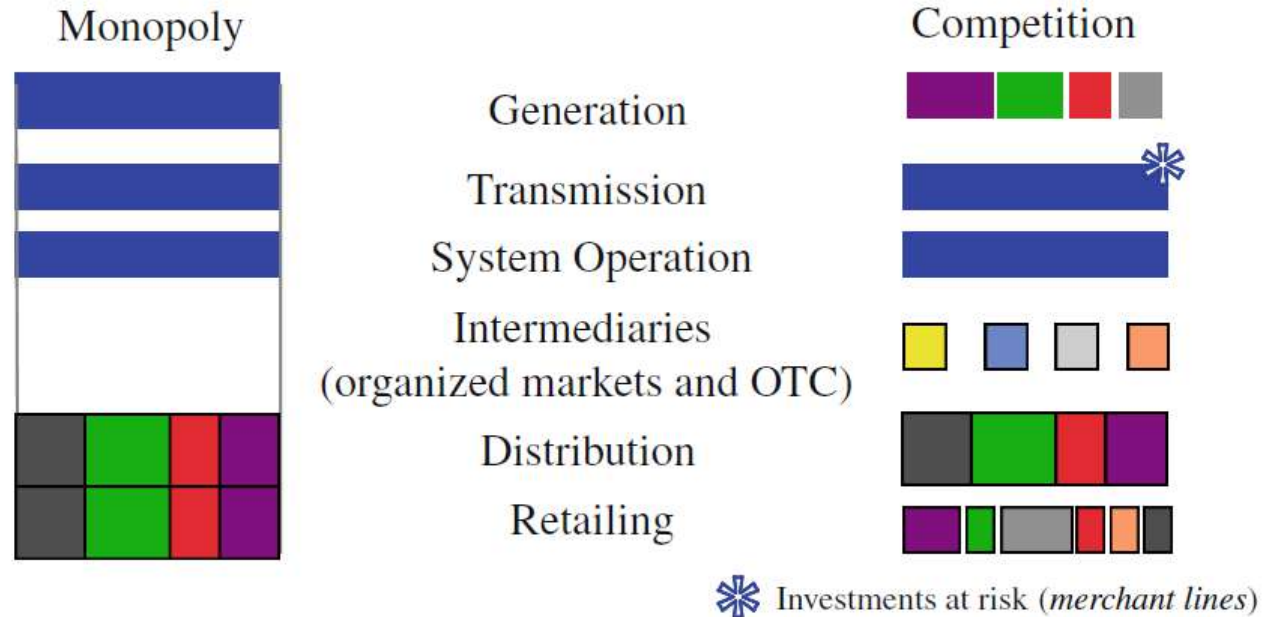


Kiindulás - monopolhelyzet  
 Vertikálisan integrált villamosenergia-szolgáltató (pl.: MVM tröszt)

# Piacmodellek

- Telekommunikáció: 3-4 nagy mobilszolgáltató / ország
  - Vertikálisan integrált, monopol/oligopol szolgáltatók
  - Analógia?
- Nem, a villamosenergia-szolgáltatás teljesen más!
  - **Egyetlen hálózat van, nincs tárolás, nincs útvonalválasztás (routing)**
- Ingaszerű változások a globális energiapiaci szabályozásban
  - -1950: **Versenyző** magánvállalatok
  - 1960-70: Szorosan **szabályozott** állami vállalatok
    - Krízis a '70-es években:  
megtorpant a méretgazdaságosság bővítéséhez az energiafogyasztás növekedése + olajárrobbanások → megállt az árak csökkenése, sőt növekedésbe fordult
  - 1980-: Krízisre válasz: **versenyző** és szétválasztott tevékenységek
  - 2000-: A környezetvédelmi és az ellátásbiztonsági kérdések (krízisek?) kezelésére egyre több **szabályozás**

# Monopóliumból piac



0. Monopólium
1. Versenyző termelés és nagykereskedelem
2. Versenyző elosztói-közüzemi szolgáltatók
3. Kiskereskedelmi liberalizáció: új szolgáltatók, kereskedők, a fogyasztók beléphetnek a nagykereskedelmi piacra is
4. Az elosztás és a kiskereskedelem teljes szétválasztása, egyetemes szolgáltatók, közvetlen szerződés a kiskereskedők és a termelők között

# Villamosenergia-piaci modellek

- Latin-Amerika
  - Csak **a termelői és a nagykereskedelmi piac versenyző**
  - A kiskereskedelem regulált
- Európa
  - Egy központosított **átviteli rendszerirányító** (TSO) kezeli az átviteli hálózati és a rendszerirányítói feladatokat
  - A **kiskereskedelem** elméletileg teljesen liberalizált, de a gyakorlatban **korlátozott a verseny**
- USA
  - Kalifornia: teljesen versenyző nagy- és kiskereskedelem, több átviteli hálózati engedélyes, egyetlen rendszerirányító
  - Az egyes államokban **nagyon eltérőek a piaci struktúrák**

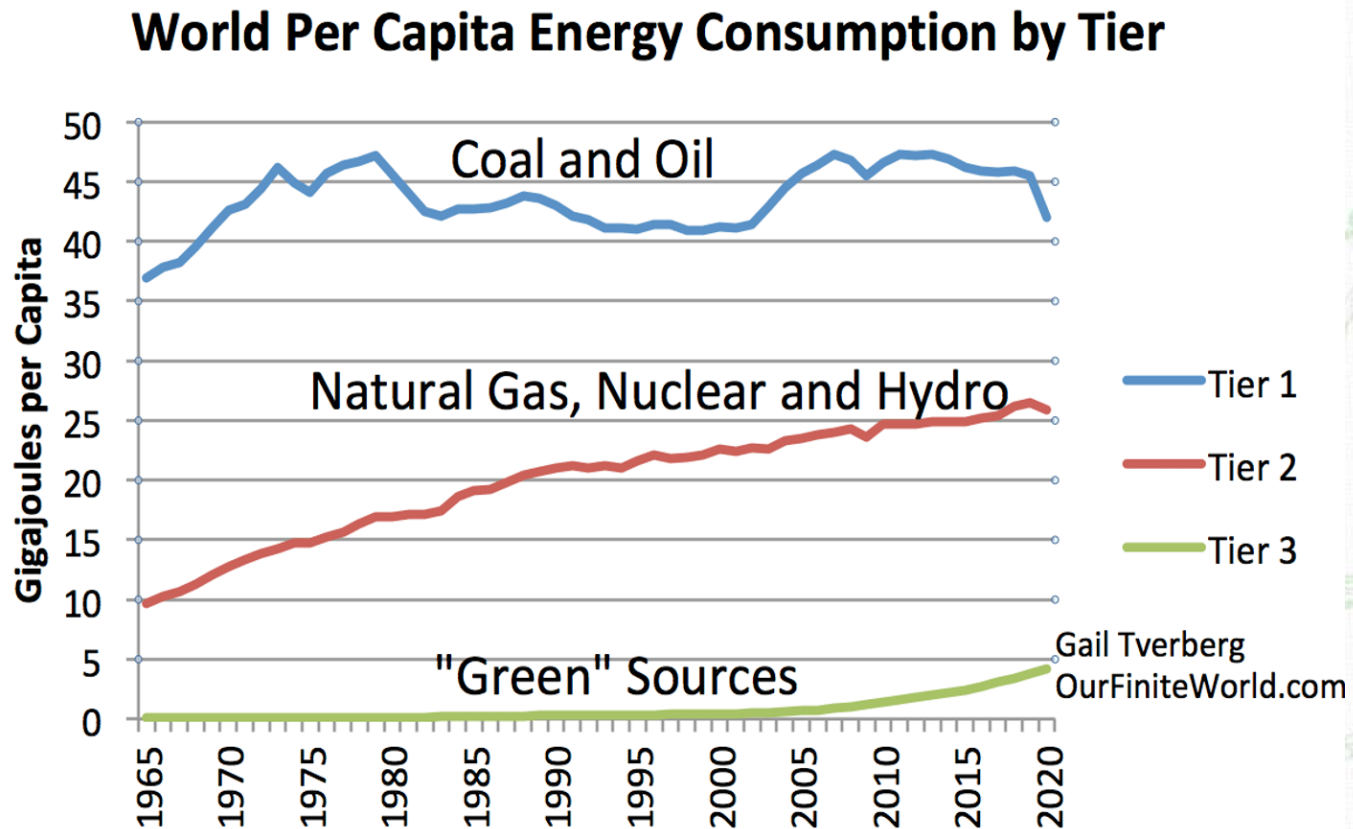


# Tiszta energiaforrások

---

Nukleáris és megújuló energia  
Közel zérus változó költség

# Egy lakosra jutó energiaforrások: koszos, tisztább, zöld

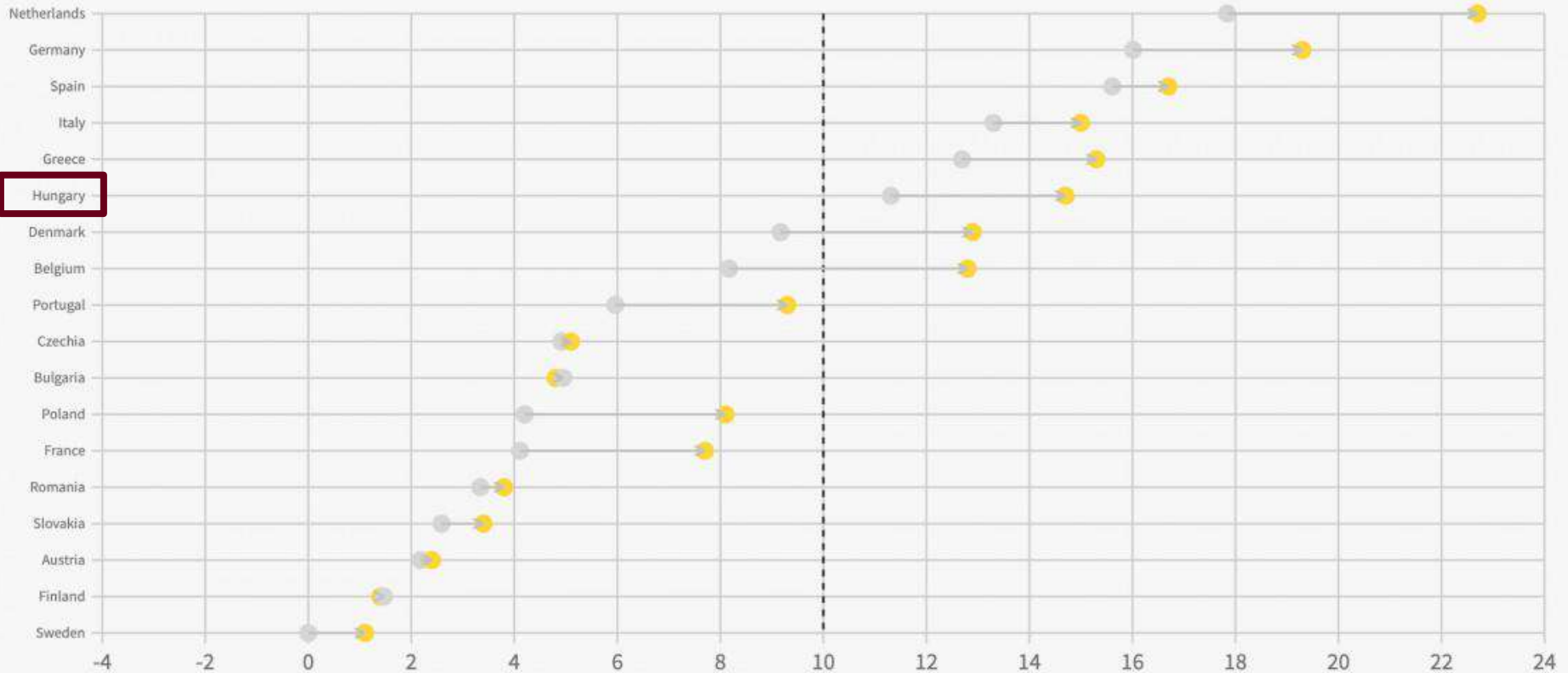


Úgy látszik, hogy az energiaigény gyors növekedésre nincs felkészülve a világ

# Solar power is increasing across the EU

Share of electricity production met by solar power in May-August (%)

● Summer 2021 ● Summer 2022



Source: Ember Data Explorer

The countries displayed account for >97% of EU-27 electricity consumption.

**2023-ban Magyarországon a napelemek (PV) termelési (MWh) részaránya már az EU második legnagyobbja volt, kb. 18%-kal.**

# A megújuló kapacitásfejlesztések három pilléren alapulnak



## Energia értékesítése / támogatás

### Fogyasztói pont mögötti PV-re

- Visszwatt
- Szaldó
- Bruttó

### Kiserőműre (max. 50MW-ig)

- KÁT (igénylés: 2016-ig)
- METÁR
  - Zöld
  - METÁR-KÁT (2018-19)
  - Fix prémium (2018-19)
  - Versenyző prémium (aukció) – (2019-22)
- Barna (meglévő kapacitás)

### Bármely termelőre

- Teljesen piaci (PPA, spot) (2020+)



**Finanszírozás, legkésőbbi indulás**  
 Újabb támogatási igény nem nyújtható be termelőre.  
 Nyitott mozgástér új projektekre a piacra értékesítőknél áll fenn.



## Hálózati csatlakozás

### HMKE (csak bejelentésköteles)

- Nem zárolt – van visszatáplálás
- Zárolt – csak visszwatt

### Fogyasztói pont mögötti termelő – SCTE – saját célú termelő (engedély)

- Visszwatt, 2022 óta a közös közzétételi eljárásban igényelhető

### Termelői csatlakozási pont (engedély)

- 2022 előtti MGT és igénybejelentés
  - Közös eljárásba összevonva, → 2024-2027-ben elkészülő csatlakozások
- I. Közzétételi eljárás – 2022.05 – 2023.06 beadott/pontosított igények, eredmény: 2023. augusztus → 2028 végére csatlakozás
- II. Közzétételi eljárás (2028 után) 2024. Ápriis → csak szél, 1000 MW-ig



**Csatlakozási díj, legkorábbi indulás, területi korlát (közeli állomás)**  
 Új csatlakozás csak közös eljárásban igényelhető, legkorábban 2028-'29-re



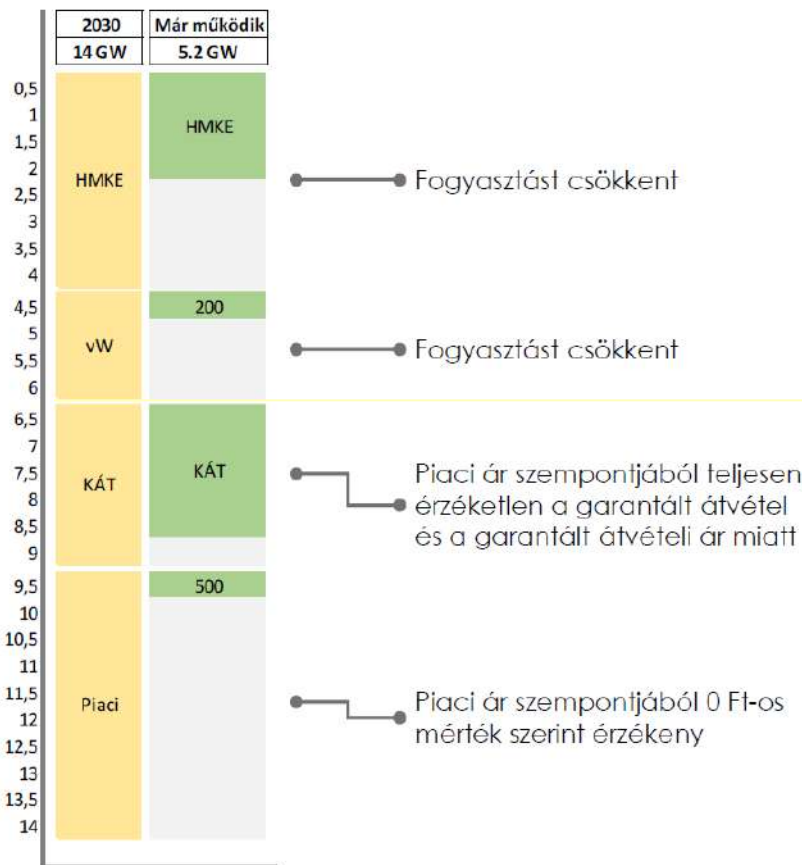
## Földterület, építési és környezeti engedélyek

- Meglévő építményen
  - HMKE és visszwattos ipari
- Más rendeltetésű telken
  - Visszwatt SCTE
  - Hálózatra feltápláló erőmű
- Zöldmezős fejlesztés
  - Ipari hasznosítású területen
  - Mezőgazdasági területen
    - Jó termőföldi adottság
    - Más terület
  - Natura 2000 / ökológiai folyósók és védőövezetek
- Barnamezős (hivatalosan nincs, hiányzó szabályozás)
- AgrárPV, úszó PV (nincs, innováció szükséges)



**Területi lehatárolás, legkorábbi indulás**  
 Erősödő építési és környezethasználati szabályok

## A napelemes projektek értékelését meghatározza a termelvény értékesítése A csökkenő piaci árakra negatív árak esetén érzékeny a METÁR termelő is!



### Fogyasztói pont mögötti termelés

- MAVIR nézőpontból fogyasztást csökkent
  - Nincs explicit termelési támogatás, részben a saját fogyasztási áron elszámolt (pl. szaldó)
  - HMKE (< 0,05 MW)
  - Visszwatt-(tiltott) PV (~0,1 - 5 MW)

### Hálózatra betápláló, erőművi, termelői engedélyes

- Piaci árakra egyáltalán nem érzékeny
  - KÁT: fix áron garantált átvétel (0-50 MW)
  - METÁR-KÁT: kvázi KÁT, fix áras átvétel (<0,5 MW)
- A negatív órás piaci árakra érzékeny:
  - METÁR-zöld fixáras prémium – CfD (<0,5 MW)
  - METÁR-zöld aukciós prémium - CfD (0 - 50MW)
- Teljesen piaci: spot/PPA szerződéssel rendelkező termelő (0 - 100+ MW)

**2030-ig**  
Σ **14200 MW**

▪ **HMKE:**  
**4030 MW**

▪ **Visszwatt:**  
**1930 MW**

▪ **KÁT:**  
**3000 MW**

▪ **METÁR-KÁT:**  
**155 MW**

▪ **METÁR-ZP:**  
**685 MW**

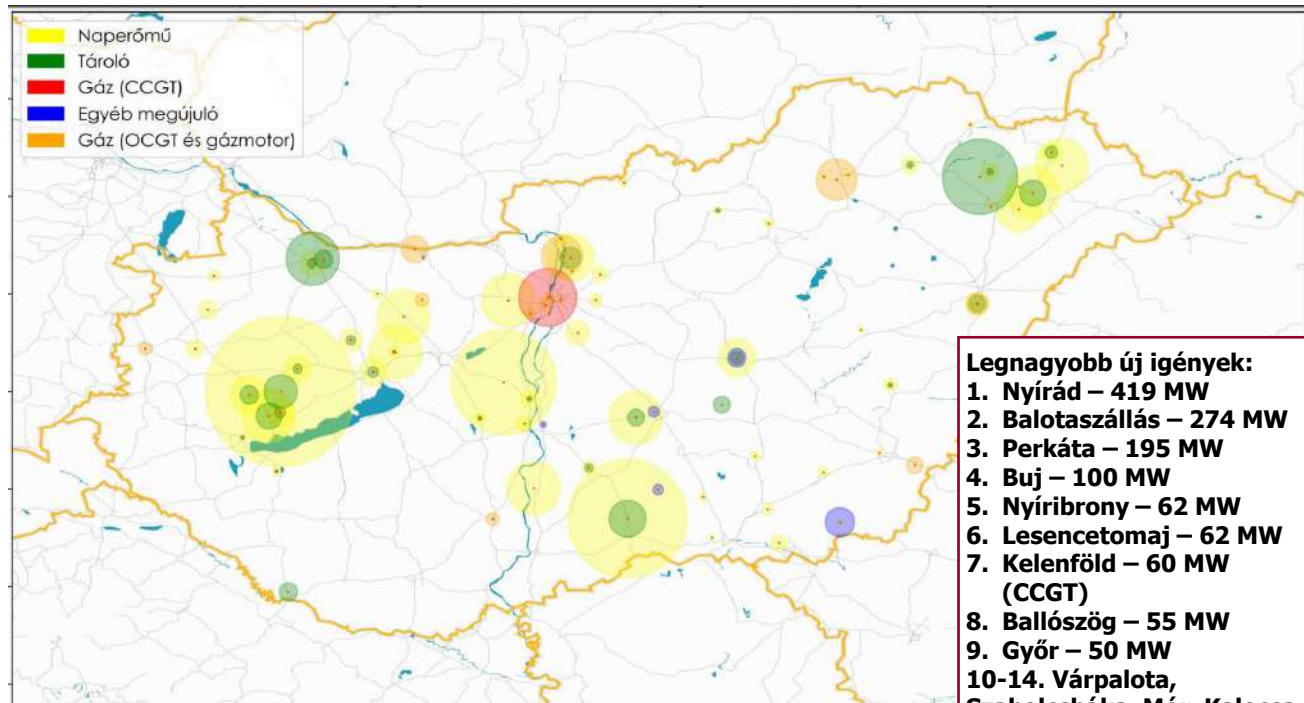
▪ **PPA/spot:**  
**~6350 MW**

## MAVIR közzétételi eljárásában kiosztott csatlakozási jogosultságok jelentős időbeli késedelmet eredményeznek az új PV projektekre



2023. augusztus 25-én az eredetileg féléves gyakorisággal megtartandó hálózati csatlakozási kapacitás közzétételi eljárás első körének eredményei publikálásra kerültek. Az eljárás lezárása 2022 nyara óta elhúzódott, részben a korábbi igénybejelentések kitisztítása (addicionális, kiegészítő kapacitáslekötési biztosíték bekérésével) érdekében.

- 130 csatlakozás jóváhagyva
- 2028 a vállalt határidő a MAVIR/DSO-k részéről
- Összesen 1500 MW PV létesülhet, tucatnyi 50 MW-os egységgel
- További óriási napelemparkok is létesülnek, pl. Nyírád 420 MW, Balotaszállás 250 MW, új 400 kV-os állomási fejlesztésekkel.
- Tároló: több mint 50 helyszínen összesen kb. 230 MW tárolói kapacitással (ebből 108 MW PV mellett)



### Legnagyobb új igények:

1. Nyírád – 419 MW
2. Balotaszállás – 274 MW
3. Perkáta – 195 MW
4. Buj – 100 MW
5. Nyíribrony – 62 MW
6. Lesencetomaj – 62 MW
7. Kelenföld – 60 MW (CCGT)
8. Ballószög – 55 MW
9. Győr – 50 MW
- 10-14. Várpalota, Szabolcsbáka, Mór, Kalocsa, Biatorbágy – 50 MW
15. Göd új PV – 48 MW

2024-ben csak szélerőmű (+770 MW) kapott csatlakozást, 2030-ra. ~1500+ MW PV és ~1000 MW tárolói igény elutasítva. Új kiosztási szabályok várhatóak 2024 végéig.

Egyre több SCTE épül. Co-located megoldások várhatóak - a már kiadott csatlakozásokra.

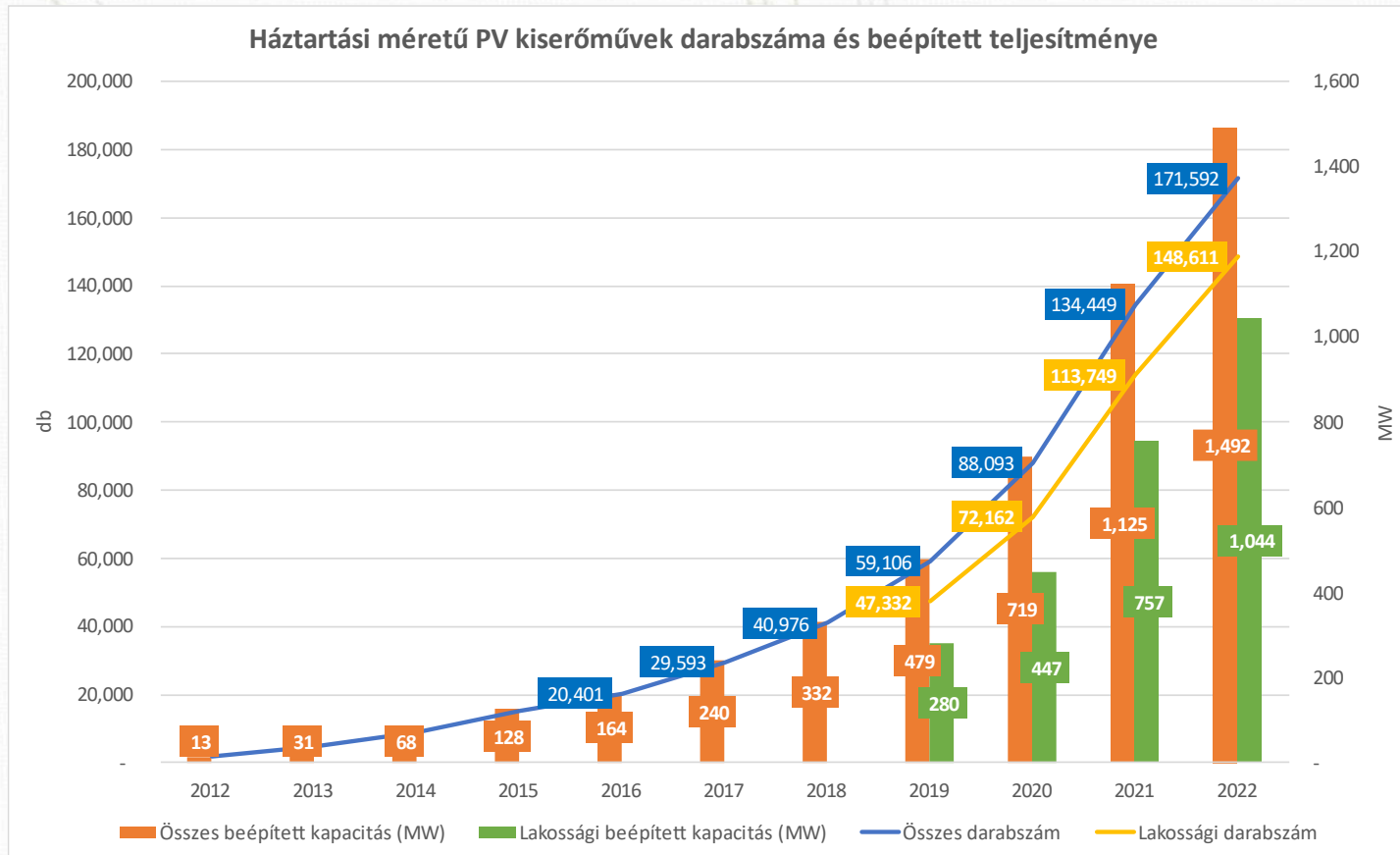
# Nem erőművi megújuló termelők – napelemek felhasználási helyeken – HMKE, SCTE

---

HMKE – háztartási méretű kiserőmű

SCTE – saját célra termelő „erőmű”

# HMKE beépített teljesítmény (nem PV < 1 MW)



**2016 után egyre meghatározóbb a lakosság közvetlen HMKE telepítése!**

**113 ezer háztartásban volt PV 2020 Q3-ra**

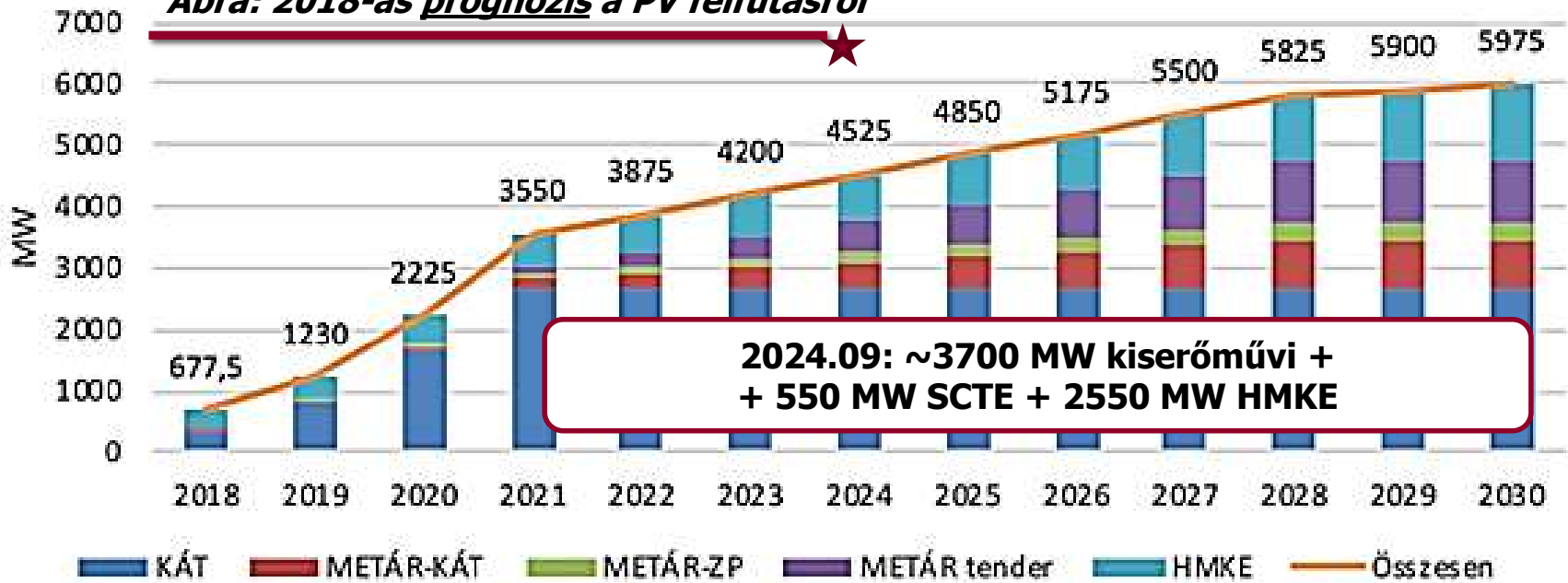
**A nagyobb PV erőművek (>0,1 MW) boomja most jön!**



# A nem prosumer (erőművi) fotovillamos kapacitás még a régebbi, drasztikus becslésektől csak kis mértékben marad el

**2019. első félévében érték el az 1000 MW PV kapacitást. 2018 nyarán még csak 400 MW PV volt rendszerben**

**Ábra: 2018-as prognózis a PV felfutásról**

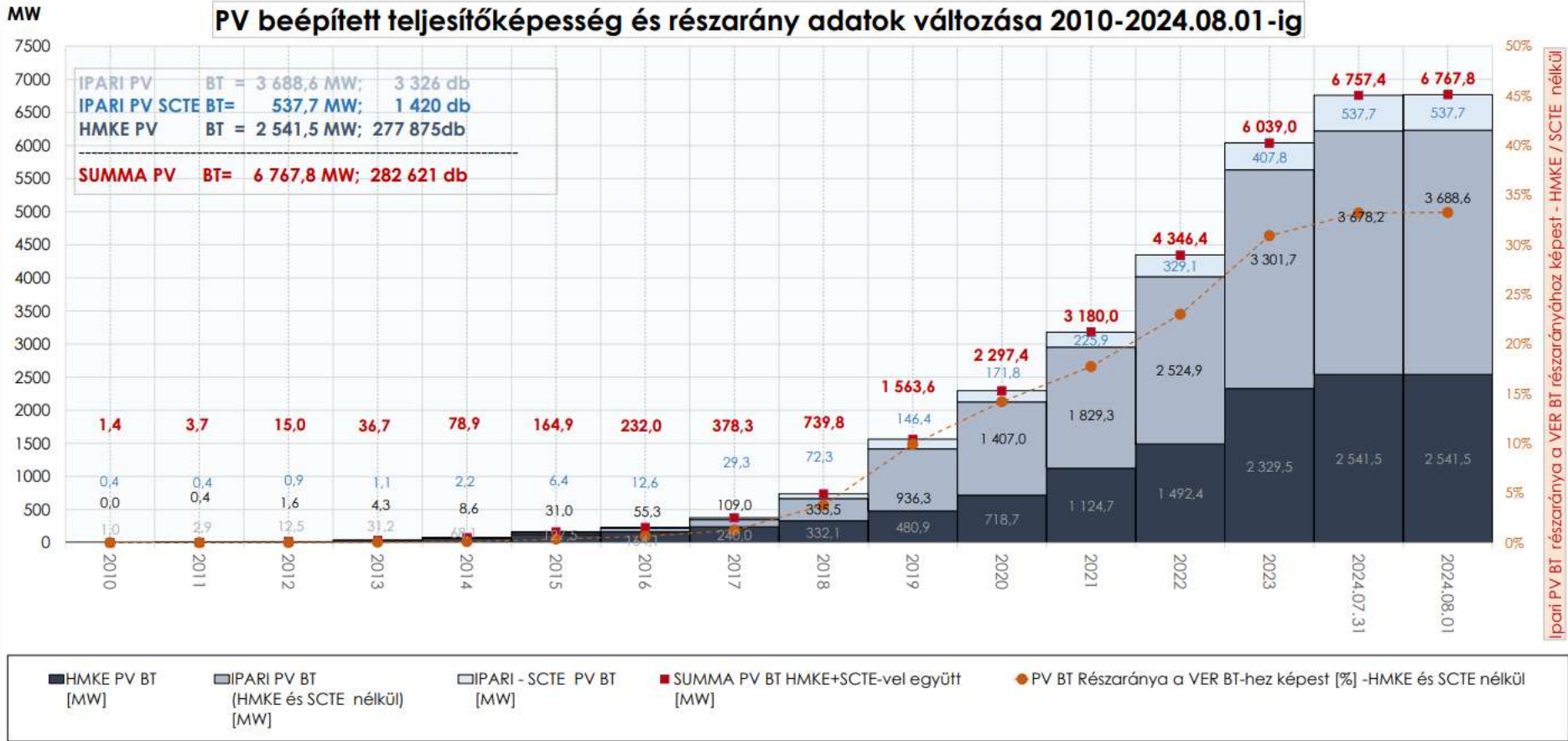


**A kitekintés a HMKE-ket jelentősen alulbecsülte!  
Milyen energiarendszerünk lesz 2030-ban? Hivatalos cél: 12 GW PV**

# A nem prosumer (erőművi) fotovillamos kapacitás még a régebbi, drasztikus becslésektől csak kis mértékben marad el

Ábra: Tény adatok a PV felfutásról

PV beépített teljesítőképesség és részarány adatok változása 2010-2024.08.01-ig



Forrás: MAVIR – havi kapacitásstatisztika - [Energia MIX - VER Erőművi Beépített teljesítőképesség és PV Statisztikai adatok - MAVIR - Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt.](#)

## HÁZTARTÁSI MÉRETŰ KISERŐMŰVEK HÁLÓZATCSATLAKOZÁSI FOLYAMATA

az MVM Émász Áramhálózati Kft.-nél



ügyfél

**1. Háztartási méretű kiserőmű (továbbiakban: HMKE) igénybejelentés**  
HMKE igénybejelentését az [eloszto@mvmemaszhalozat.hu](mailto:eloszto@mvmemaszhalozat.hu) e-mail címre küldheti. Minden írásos igénybejelentést egyedileg megvizsgálunk.

📌 Infó: Az ügyintézés teljes folyamatában meghatalmazott személy is eljárhat Ön helyett.



MVM

**2. Tájékoztatás a HMKE csatlakozás feltételeiről**

Felvevőképességi vizsgálatot végzünk, amely során megállapítjuk, hogy az igény teljesítését milyen feltételekkel tudjuk biztosítani. Az esetek egy részében helyszíni vizsgálatra is szükség lehet, mely érdekében felvesszük Önnel a kapcsolatot.

Ezt követően Műszaki Gazdasági Tájékoztatót (továbbiakban: MGT) küldünk a csatlakozás műszaki-gazdasági feltételeiről.

📅 Határidő: max. 30 nap

📅 Határidő: max. 8 nap

10.8 kVA alatti igények esetén gyorsított eljárásban, helyszíni vizsgálat nélkül tudjuk az MGT-t megküldeni.

📌 Fontos: Az MGT elfogadási határideje 3 hónap



ügyfél

**3. A csatlakozási dokumentáció benyújtása**

A csatlakozási dokumentációt az Ön által megbízott, tervezői jogosultsággal rendelkező szakember készíti el és nyújtja be.

📅 Határidő: max. 1 év az MGT elfogadását követően



MVM

**4. A csatlakozási dokumentáció jóváhagyása**

Ellenőrizzük a benyújtott dokumentációt, és írásban tájékoztatjuk a jóváhagyásról vagy a módosítás szükségességéről az Ön által megbízott tervezőt.

📅 Határidő: max. 15 nap

📅 Határidő: max. 3 munkanap 10.8 kVA alatti igények esetén

📌 Fontos: A jóváhagyásunk érvényességi ideje 1 év.

# HMKE csatlakozás



ügyfél

**5. Kivitelezés készre jelentése**

A HMKE és a szükséges belső villamos hálózat kiépítési munkájának készre jelentéséről tájékoztatnia kell az MVM Émász-t az MGT-ben felsorolt dokumentumok [eloszto@mvmemaszhalozat.hu](mailto:eloszto@mvmemaszhalozat.hu) e-mail címre történő megküldésével.

📅 Határidő: a csatlakozási dokumentáció tervjóváhagyásában feltüntetett érvényességi időn belül.



MVM

**6. Hálózati szerződések és Üzemviteli megállapodás megkötése**

A készrejelentést követően aláírásra megküldjük a Hálózatcsatlakozási és a Hálózathasználati szerződést, valamint az Üzemviteli megállapodást.

📅 Határidő: max. 15 nap



MVM

**7. Bekapcsolás**

A Hálózatcsatlakozási és a Hálózathasználati szerződés, valamint az Üzemviteli megállapodás aláírását követően megrendelésre kerül a HMKE üzembehelyezéséhez szükséges mérőhelyi munka, amelynek időpontját egyeztetjük Önnel.

📅 Határidő: max. 8 munkanap

**Üdvözljük villamosenergia-termelő ügyfeleink között!**

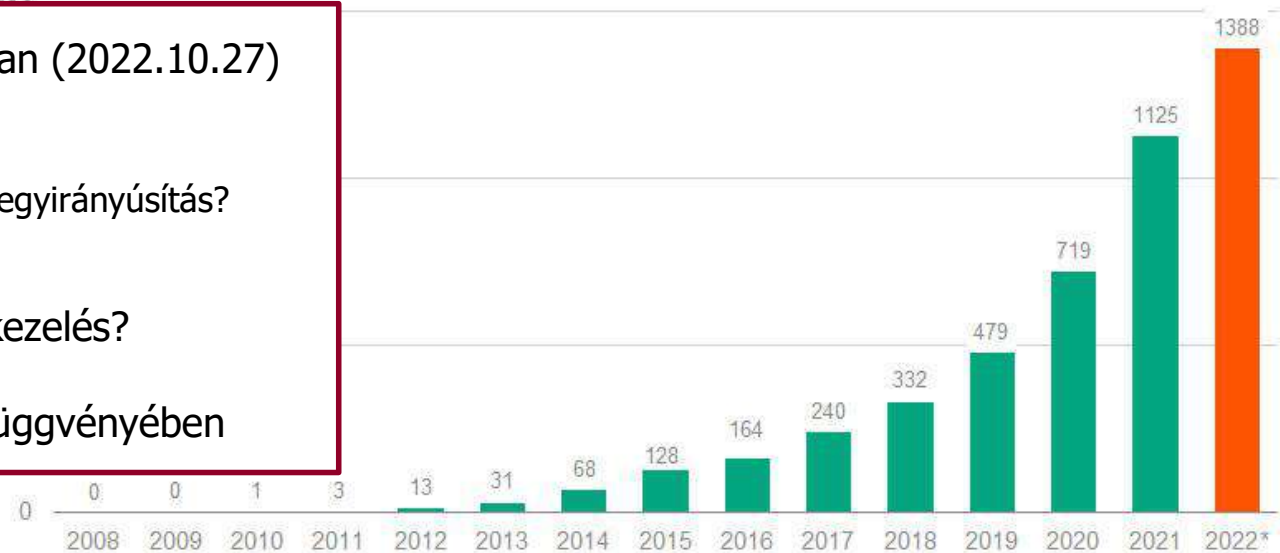
# 2022 október 31-ig lehetett betápláló HMKE-t bejelenteni – jelenleg moratórium a betáplálásra

- 2022.10.13 „a kormány az új telepítési igények esetében felfüggeszti a hálózatra való betáplálás lehetőségét”
  - OKTÓBER 13-ÁTÓL OKTÓBER 17-IG NAGYSÁGRENDILEG 15 000 ÚJ HMKE IGÉNYBEJELENTÉS ÉRKEZETT AZ E.ONHOZ
  - 2022 ELSŐ KILENC HÓNAPJÁBAN ÖSSZESEN VALAMIVEL TÖBB MINT 25 000 NAPELEMES HMKE LÉTESÜLT AZ EGÉSZ ORSZÁGBAN



Háztartási méretű naperőművek beépített teljesítőképessége (MW)

- Rendelet utolsó pillanatban (2022.10.27)
- Nyitott kérdések:
  - Visszwatt vagy vezérlési egyirányúsítás?
  - Tárolás támogatása!
- Szelektív hálózati körzetkezelés?
- EU / RRF elvárások!
- Források, támogatások függvényében



# Hazai megújuló támogatások

HMKE jövőkép?

## Elszámolás

- Szaldós vagy bruttó – lakosságnál éves szaldó
- Max. 10 évig
- Új igény nem, meglévők kifutnak 2024-2035 között.

## Betáplálás

- 2022 október: véget ér a visszatáplálás lehetősége!
- 2023: átmeneti a tilalom, 2024.01.01-től ~80-90%-ban lehet – körzetfüggő! Várhatóan 4-8 évig lehet korlátozás

# További hazai támogatások

RRF elindult

1. kör, 2021-es  
PV, illetve fűtés/  
energiahatékonyság is  
100%-os támogatás  
a lakosságnak!

- Döcögős pályázati folyamat

2.kör, 2024-es kiírás,  
Max. 6 kWp, max. 10 kWh

„Lakossági napelemes rendszerek támogatása és fűtési rendszerek elektrifikálása napelemes rendszerekkel kombinálva” című **pályázati felhívás** társadalmi egyeztetése

## LAKOSSÁG

Támogatás 3 műszaki tartalom egyikére igényelhető:

(1) Tetőszerkezetre helyezett, saját fogyasztás kiváltását célzó napelemes rendszer létesítése  
VAGY

(2a) Napelemes rendszer telepítése, nyílászárók cseréje, tárolókapacitás létesítése és fűtési rendszer korszerűsítése infra- vagy fűtőpanelelkel  
VAGY

(2b) Napelemes rendszer telepítése, nyílászárók cseréje, tárolókapacitás létesítése és fűtési rendszer korszerűsítése hőszivattyúval

Pályázók köre: a beruházással érintett ingatlanban állandó lakcímmel rendelkező természetes személyek (magánszemélyek) 2020. évi, a személyi jövedelemadó bevallás szerinti összevont jövedelmük egy főre jutó összege 0 forint és **4.850.000** forint közé essen.

Vissza nem térítendő támogatás igényelhető, ahol a támogatás intenzitása: **100%**. Elnyerhető támogatás legfeljebb az (1) esetén bruttó **2.896.108 Ft**, (2a) esetén bruttó **9.368.464 forint**, (2b) esetén bruttó **11.559.214 Ft**

Támogatásban várhatóan **34.920** család részesül. Pályázatokat **4 ütemben**, megyénként eltérő beadási időpontokkal, de rögzített megyei támogatási keretre lehet benyújtani.

Az első beadás várhatóan **2021. december 6-tól** kezdődik megyénként ütemezetten.

A beruházás csak a Kivitelezői listáról választott, szerződött kivitelezővel valósítható meg.

# Szóban a témáról:

- 23. Szaldó: az élet habos oldala? Szaldóelszámolásról tabuk nélkül!
- **Vendég:** Litkai Gergely, Sörös Péter Márk

Főoldal > #MEEnet > Podcast

## #MEEnet Energetikáról egymásközt!

A házigazda Dr. Vokony István, okleveles villamosmérnök, mérnök-közgazdász, summa cum laude doktorált a Budapesti Műszaki és Gazdaságtudományi Egyetemen. A BME Villamos Energetika Tanszékének docense, az E.ON Digital Technology Hungary volt Stratégia és Architektúra osztály vezetője. Fő kutatási területe a megújuló energiaforrások rendszerintegrációs kérdései, dinamikus stabilitás vizsgálat, inercia hiányos rendszerek viselkedése. Az Energetikai Szakkollégium pártoló tagja, korábbi villamoskari alelnöke, az IEEE Power & Energy Society vezetőségi tagja. Továbbá tagja a Cigré, CIRED különböző munkacsoportjainak, az AEE-nek, a WEC magyarországi tagozatának, az Energetikai Tudományos Egyesületnek. Valamint a Magyar Elektrotechnikai Egyesület tagja 2007 óta, ahol több bizottságban dolgozott, jelenleg a Szakmai Tudományos Bizottság és a Diplomatervezési és Szakdolgozat Bíráló Bizottság elnöke, az Egyesületi Elnökség tagja. Az Egyesület küldetése az elektrotechnikai szakma ismeretének, elismertségének növelése, a társadalom érzékenyítése, edukálása szűkebb és tágabb szakmai témáink iránt. Ennek nyomán 2021 elején felmerült az ötlet, hogy egy Podcast csatormát indítsunk, ahol közérthetően, de szakmailag hitelesen és érdeklődést fenntartva tárgyaljunk meg aktuális és izgalmas kérdéseket 1-1 szakértő vendég részvételével.



# Tarifarendszer elemei és a piaci szereplők

---

Lakossági fogyasztó példáján keresztül bemutatva



# Villanyszámla tételei – lakossági fogyasztó

- Egyetemes szolgáltatás:  
szabályozott **energia**árak és szerződési feltételek!
- A villanyszámlában megjelenő tételek:
  - I. Energiadíjak
    - Lakosság esetében Magyarországon az [Egyetemes Szolgáltatási Árszabályozási rendelet](#) határozza meg
  - II. Rendszerhasználati díjak
    - [RHD rendelet](#) szabályozza
  - III. Pénzeszközök
    - [VET szabályozza](#) (147. §)
  - IV. ÁFA
    - ÁFA törvény szabályozza (normál kulcs: nettó+27% → bruttó 21,26%-a)

# I. Energiadíj

- Az egyetemes szolgáltató **energiadíja** **rendeletben szabályozott** (ESZÁ)
  - Piaci hatások nehezen érvényesülnek
  - Az árakat a szabályozó hatóság (MEKH) határozza meg a rendeletben rögzített irányelvek alapján
- Az egyetemes szolgáltató **több árszabás** szerint értékesít villamos energiát (A, B, C, H, stb.)
  - Eltérő felhasználói csoportok vehetik igénybe
  - Lehet egy és két zónaidős
  - Általános/időszakos/idényjellegű ellátás

## ESZÁ 2.§ alapján (Értelmező rendelkezések)

- **árszabás:** az egyetemes szolgáltató által kínált villamosenergia-értékesítési termékcsomag, amely magában foglalja a felhasználó által vásárolt villamos energiáért fizetendő árat és annak alkalmazási feltételeit;
- **közintézmény:** a villamos energiáról szóló VET 50. § (4) bekezdésében, és a VET/Vhr. 26/A. §-ában meghatározott felhasználó;
- **zónaidő:** a villamos energia felhasználás elszámolása céljából meghatározott egy napon belüli időtartam.

# I. Energiadíj árszabások: A1, A2 és A3

- „A1” árszabás - lakosság
  - Egy zónaidős (mindennapszaki, azonos ár minden órában). Két ársávban:
    - **A1 kedvezményes:** 2523kWh/év fogyasztásig 5,11 Ft/kWh
    - **A1 lakossági piaci ár:** 2523 kWh/év felett 31,80 Ft/kWh
- „A2” árszabás
  - Két zónaidős:
    - Csúcsidőszak: munkanap 06-22 óráig
    - Völgyidőszak: 22-06 óráig, valamint nem munkanapokon egész nap  
Nyáron munkanap csúcsidőszak 07-23 óráig, a völgyidőszak ennek megfelelően.
- „A3” árszabás
  - Két zónaidős, mint „A2” esetében
  - Csak közintézmények vehetik igénybe.



# I. Energiadíj árszabások: B

## „B” árszabás

- Időszakos árszabás (korábbi éjszakai áram)
- Az **elosztó vezérli** az árszabás szerint fogyasztó készülékeket
  - A készüléknek el kell viselni a szakaszos üzemeltetést (pl. villanybojler)
  - A készüléket ne lehessen más árszabású áramkörre kötni.
  - A vezérlés korlátai (télén):
    - Naponta minimum 8 óra
    - Legalább 5 óra, de legfeljebb 6 óra völgyidőszakban
    - Csúcsidőszakban alkalmanként minimum 30 perc

## ESZÁ 4.§ alapján (Árszabások)

- A „B” árszabás szerint számolható el a felhasználó által meghatározott bármely, szakaszosan is biztonságosan üzemeltethető, külön mért - az elosztó vezérlőberendezésével vezérelt felhasználói áramkörre állandó jelleggel, megfelelő segédeszköz hiányában állagsérelem nélkül nem leválasztható módon, nem dugaszolhatóan csatlakoztatott - felhasználói berendezés fogyasztása.

# I. Energiadíj árszabások: H

## „H” árszabás

- Idényjellegű (október 15 – április 15), egy zónaidős
- Csak bizonyos **hőtermelésre használt készülékek** esetében, fűtési idényben alkalmazható
  - Hasonlóan a B árszabáshoz a készülékek fogyasztását külön kell mérni

## ESZÁ 4.§ alapján (Árszabások)

- Annak a +2 Celsius fok levegőhőmérsékletnél és +35 Celsius fok előremenő víz hőmérsékletnél mérve legalább 3 jóságú fokú hőszivattyúnak, és a napenergiából és egyéb megújuló energiaforrásokból nyert hőt épület hőellátására hasznosító berendezésnek az üzemeltetését közvetlenül szolgáló készüléknek a villamosenergia-fogyasztását, amely a külön mért felhasználói áramkörre állandó jelleggel, nem dugaszolással és úgy csatlakoztatott, hogy arról kizárólag az állag sérelme nélkül megfelelő eszközzel választható le a központi fűtésről és melegvíz-szolgáltatásról szóló kormányrendelet szerinti fűtési idényben „H” árszabás szerint kell elszámolni.

## II. Rendszerhasználati díjak

- A rendszerhasználati díjakat a felhasználók fizetik meg a hálózati engedélyeseknek.
  - Kereskedővel való szerződéskötés esetén a kereskedőn keresztül
- Két fő eleme van:
  - Átviteli díj (TSO-nak)  
Az átviteli hálózat és a rendszerirányítás indokolt költségeinek fedezése.  
**Csak energiaarányos, Ft/kWh dimenzióban**
  - Elosztási díj (DSO-nak)  
Az elosztó és elosztóhálózat indokolt költségeinek fedezése.  
**elosztói alapidj (Ft/év), elosztói forgalmi díj (Ft/kWh),**  
elosztói meddőenergia díj (Ft/kvarh), elosztói teljesítménydíj (Ft/kW/év)
- Lakosság csak a hatásos energiaforgalom alapján és a havi fix alapidjával fizeti meg a rá eső költségek *egy részét*.
- A fenti díjak értékét a szabályozó hatóság úgy szabja meg, hogy a minőségi szolgáltatást ösztönözze

## III. Pénzeszközök (VET 147. §) – 2021

2019-ben  
megszűnt

- ~~• 0,05 Ft/kWh a „Szénipari szerkezetátalakítás támogatására”  
Széntüzelésű erőművek támogatására fordított díj (oroszlányi erőmű)~~
- 0,08 Ft/kWh a „kedvezményes árú villamos energia támogatására”  
A villamosenergia-iparban dolgozók részére biztosított  
kedvezményes árú villamosenergia-ellátás támogatására fordított díj
- 1,45 Ft/kWh a „kapcsolt termelés szerkezet-átalakítási díj”  
A kapcsolt kiserőművek hőoldali ártámogatására  
(2011. júliusától kikerültek a villany oldali kötelező átvételi rendszerből)
- Összesen: 1,53 Ft/kWh (a pénzeszközök mentesek az ÁFA alól)

**2013. nov. óta a lakosság mentesül  
ezek megfizetése alól!**



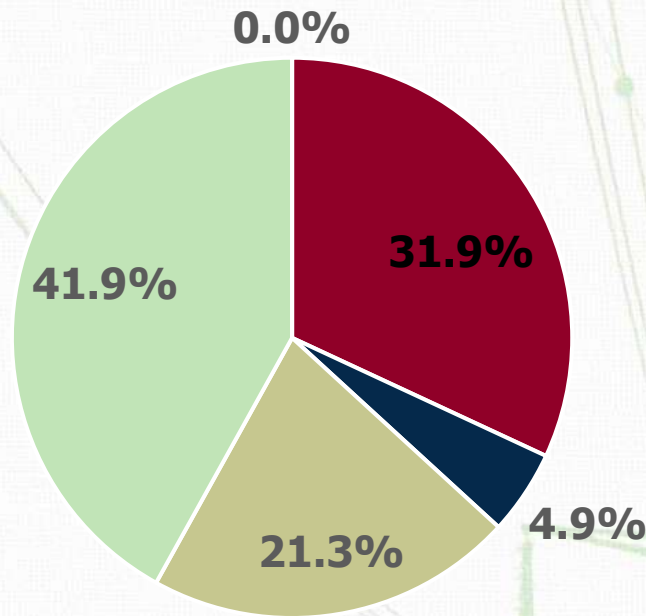
## VILLAMOS ENERGIA DÍJAK AZ EGYETEMES SZOLGÁLTATÁSBAN LAKOSSÁGI ÜGYFELEKNEK 2022. AUGUSZTUS 1-JÉTŐL

ELMŰ Hálózati Kft. területén hatályos egységárak		A1 árszabás Általános felhasználási célra / Egész nap		B Alap árszabás „Éjszakai” vezérelt, napi 8 óra felfűtési idővel	
		Kedvezményes árszabás	Lakossági piaci ár	Kedvezményes árszabás	Lakossági piaci ár
<b>Villamosenergia-ár (Ft/kWh)*</b>		5,110	31,800	2,050	31,800
<b>Rendszerhasználati díjak*</b>	Elosztói alapdíj (Ft/csatlakozási pont/hó)	120,5000	120,5000	39,5000	39,5000
	Elosztási és átviteli díjak (Ft/kWh)	23,4000	23,4000	16,1800	16,1800
Áfával növelt elosztói alapdíj (Ft/csatlakozási pont/hó)		<b>153,0350</b>	<b>153,0350</b>	<b>50,1650</b>	<b>50,1650</b>
Áfával növelt Ft/kWh árak		<b>36,208</b>	<b>70,104</b>	<b>23,152</b>	<b>60,935</b>

ELMŰ Hálózati Kft. területén hatályos egységárak		A2 árszabás Általános felhasználási célra				H árszabás Hőszivattyú és hasonló, megújuló ener- giát hasznosító berendezéshez	B GEO ársza- bás Új szerződés nem köthető, meglévő szerződések esetén alkalmaz- ható.
		Csúcsidőszak		Völgyidőszak			
		Kedvezményes árszabás	Lakossági piaci ár	Kedvezményes árszabás	Lakossági piaci ár		
<b>Villamosenergia-ár (Ft/kWh)*</b>		10,030	31,800	1,930	31,800	2,050	2,220
<b>Rendszerhasználati díjak*</b>	Elosztói alapdíj (Ft/csatlakozási pont/hó)	120,5000	120,5000	120,5000	120,5000	39,5000	39,5000
	Elosztási és átviteli díjak (Ft/kWh)	23,4000	23,4000	23,4000	23,4000	16,1800	16,1800
Áfával növelt elosztói alapdíj (Ft/csatlakozási pont/hó)		<b>153,0350</b>	<b>153,0350</b>	<b>153,0350</b>	<b>153,0350</b>	<b>50,1650</b>	<b>50,1650</b>
Áfával növelt Ft/kWh árak		<b>42,456</b>	<b>70,104</b>	<b>32,169</b>	<b>70,104</b>	<b>23,152</b>	<b>23,368</b>



# Villanyszámla példa – sávhatár alatt



■ RHD (DSO)    ■ RHD (TSO)    ■ ÁFA  
■ Energiadíj    ■ Pénzeszköz

## Számlatípusok

- Havi számla
  - A fogyasztásmérő havonta történő leolvasása és a szolgáltató felé tett mérőóraállás-bejelentés alapján készített számla
- **Havi részszámla**
  - Alapeseti számla, elvileg havonta, de a minimum számlaösszeg ~5000 Ft
  - Az előző év összes fogyasztása alapján becsült havi fogyasztás szerint készített számla
- **Éves elszámoló számla**
  - Évente egyszer kötelező
  - Az adott naptári évre vonatkozó összes befizetés és az éves összes fogyasztás alapján készített végelszámoló számla, az éves leolvasás szerinti tényleges fogyasztás szerint

# Összefoglalás, kitekintés

---

# Összefoglaló

- A villamos energia piacának specialitásai
- Energiapiaci szabályozás és piacdizájnok
- Jogszabályi vonatkozások, EU-s energiapiaci direktívák
- Piaci szereplők, feladatok



A magyarországi villamosenergia-piacot mutattuk be

A közösségi szinten előírt piacnyitási rendeletek miatt az **EU bármely országában hasonló piacmodellt** találhatunk

# Szakirodalmi referenciák

- Regulation of the Power Sector (2013)  
Editors: Pérez-Arriaga, Ignacio J.  
[www.springer.com/us/book/9781447150336](http://www.springer.com/us/book/9781447150336)
- Előadáshoz kapcsolódó fejezetek
  - 1.3
  - 3.1.1
  - 3.1.2
  - 3.1.4.4



## További irodalom, előadások

- FSR - Electricity grid and grid technology with Ronnie Belmans  
[youtube.com/watch?v=mLEm1XdsveI](https://www.youtube.com/watch?v=mLEm1XdsveI)
- Leonardo ENERGY Training Module on Electricity Market Regulation -  
SESSION 2 - Market Design  
[youtube.com/watch?v=ZcAjugEFiYk&list=PLUFRNkTrB5O\\_S-4-j5kTtnmCcG49fjaLq&index=7](https://www.youtube.com/watch?v=ZcAjugEFiYk&list=PLUFRNkTrB5O_S-4-j5kTtnmCcG49fjaLq&index=7)
- European Commission: Single market progress report  
[ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/single-market-progress-report](https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/single-market-progress-report)



Köszönöm a  
megtisztelő figyelmet!

---

[sores.peter@vik.bme.hu](mailto:sores.peter@vik.bme.hu)

# Mérlegköri rendszer, kiegyenlítés - szabályozás

*Mérlegkörök, menetrendek, kiegyenlítés, szabályozás itthon és  
külföldön*

Villamosenergia-piac (BMEVIVEMA05)  
2024. szeptember 27.

Sörös Péter Márk, tanársegéd

[sores.peter@vik.bme.hu](mailto:sores.peter@vik.bme.hu)



# Az előadás tartalma

- A villamosenergia-kereskedelem működése
  - Menetrendi rendszer
  - Folyamat, időzítések
- Kiegyenlítés, szabályozás
- Kiegyenlítő energia árazása
- Balancing market
  - EU
- Valós idejű piac (real-time market)
  - USA



# A villamosenergia-kereskedelem működési keretei

---

- A. Menetrendi rendszer (day-ahead tervezés)
- B. Szabályozás (real-time egyensúlyozás)
- C. Kiegyenlítés (utólagos elszámolás, terv-tény korrekció)

## Villamosenergia-kereskedelem keretei

A piacon a szereplők szabadon kereskedhetnek egymással

- Túlnyomóan **bilaterális szerződések**et kötnek
- Azaz a szerződések tartalma (ár, mennyiség, lejárát, stb.) nem megismerhető
- Nincs egységes nyilvántartás vagy kötelezően közvetítő klíringház

A rendszerirányítói üzemelőkészítéshez azonban információ szükséges!

- A piaci szerződésekkel mozgatott energiát, a fizikai termelést, fogyasztást, export-importot a rendszerirányítóinak ismernie kell
- A teljesítményegyensúlyt biztosítani kell
- A teljes szerződési szabadságot is biztosítani kell

A rendszerirányító a **aggregált teljesítmény-menetrendeket** kap

# Mérlegkörök

A piaci szereplők mérlegkörökbe szerveződnek

- Minden mérlegkörnek van egy **mérlegkör-felelőse**
- A mérlegkörök **elszámolási szerveződések**, függetlenek a hálózati topológiától és a földrajzi elhelyezkedéstől.
- Mérlegkörön kívül nem lehetséges villamosenergia-kereskedelem, **minden elszámolási pontnak mérlegkörbe kell tartoznia**
  - Az egyetemes szolgáltatást igénybe vevő felhasználó az egyetemes szolgáltató mérlegkörének tagja
  - KÁT mérlegkör - almérlegkör

VET 3. § alapján

(Értelmező rendelkezések)

- **Mérlegkör:** a kiegyenlítő energia igénybevételének okozathelyes megállapítására és elszámolására és a kapcsolódó feladatok végrehajtására a vonatkozó felelősségi viszonyok szabályozása érdekében létrehozott, egy vagy több tagból álló elszámolási szerveződés;

# Mérlegkörök

## Szerződés:

- Mérlegkör-szerződés
- Mérlegkör-tagsági szerződés

Példa mérlegköri szerződésre: <http://bit.ly/mrlgkrtgsg>

## Feladatok:

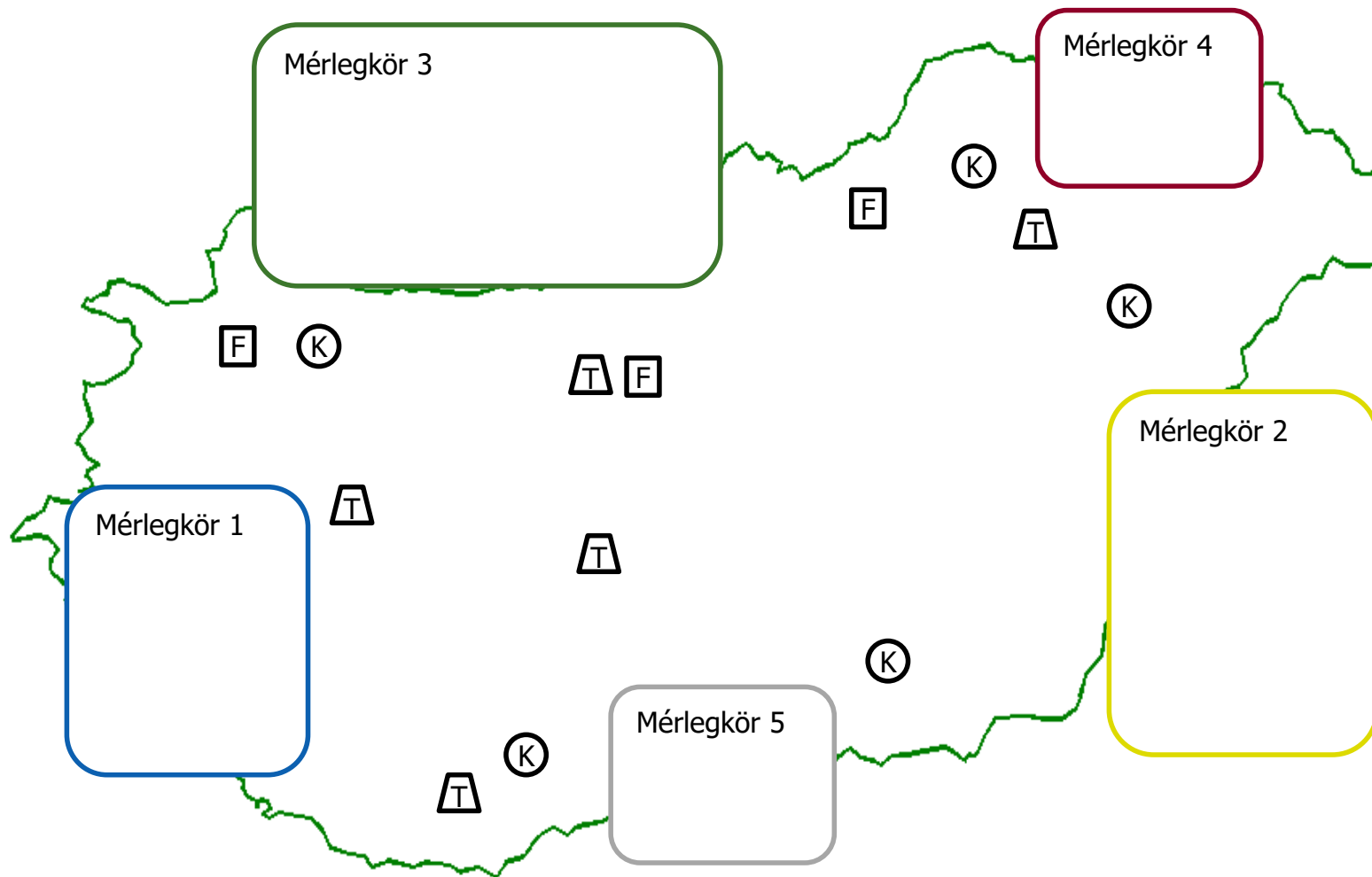
1. Menetrendek bejelentése  
Fogyasztási és termelés menetrendek összesítése és továbbítása a rendszerirányítónak.
2. ~~Mérési adatok kezelése~~  
~~Mérési adatok összegyűjtése és továbbítása a rendszerirányítónak.~~
3. Elszámolás  
Kiegyenlítő energia elszámolása a rendszerirányítóval, s a költségek továbballokálása a mérlegkör tagok felé.

## Kereskedelmi szabályzat (KSZ) alapján

(Értelmező rendelkezések)

- **Mérlegkör-szerződés:** A kiegyenlítő energia elszámolására és/vagy az elszámolás alapjául szolgáló menetrendek bejelentésére kötött szerződés az átviteli rendszerirányító és a mérlegkör-felelős között, amely rögzíti a mérlegkör-felelős és az átviteli rendszerirányító kiegyenlítő energia elszámolásra és menetrend bejelentésre vonatkozó jogait és kötelelességeit.
- **Mérlegkör tag:** Egy adott mérlegkör tagjának az tekinthető, aki (valamely elszámolási pontjának) az adott mérlegkörhöz tartozása vonatkozásában a mérlegkör-felelőssel megkötött, hatályos mérlegkör-tagsági szerződéssel (vagy ezzel egyenértékű szerződéssel, illetve megállapodással) rendelkezik.

# Mérlegkörök – Példa



# Menetrend

A mérlegkörfelelős **menetrendet** készít és továbbít a MAVIR felé, a mérlegkör tagjainak összesített kereskedelmi pozíciójáról

- A D napi menetrendek beadási határideje D-1 nap 14:30
- A menetrend **időfelbontása 15 perc**
- Törekedni kell a minden 15 percben kiegyenlített menetrendre, vagyis:

$$T + I + BSz = F + E + KSz$$

Ahol:

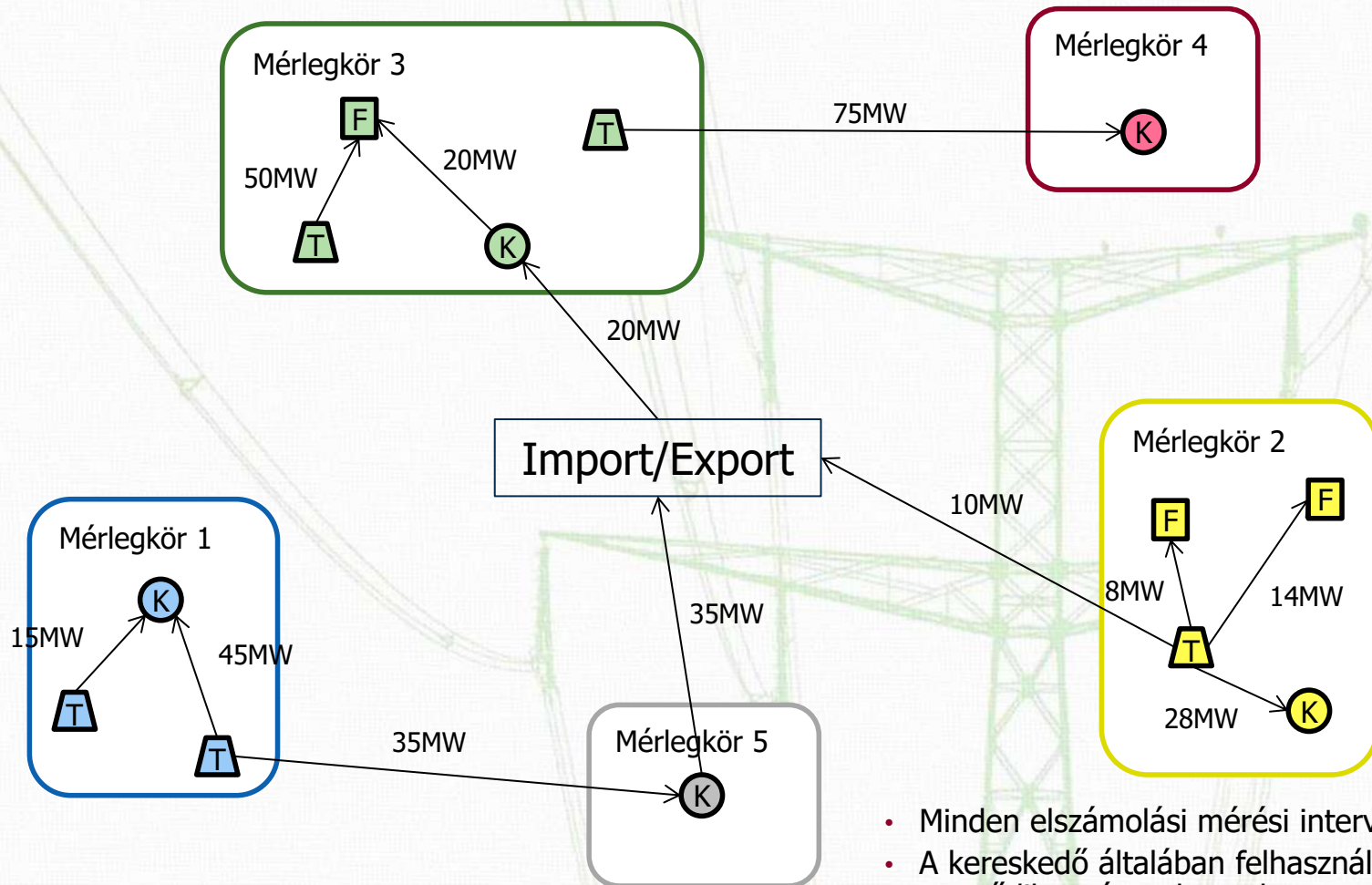
- T a termelt, betáplált energia (kiserőművekre aggregálva, egyébként gépegységre)
- F a felhasznált, vételezett energia
- I határkeresztező import (irányonként)
- E határkeresztező export (irányonként)
- Bsz más mérlegkörből beszállított energia
- Ksz más mérlegkörbe kiszállított energia

VET 3.§ alapján

(Értelmező rendelkezések)

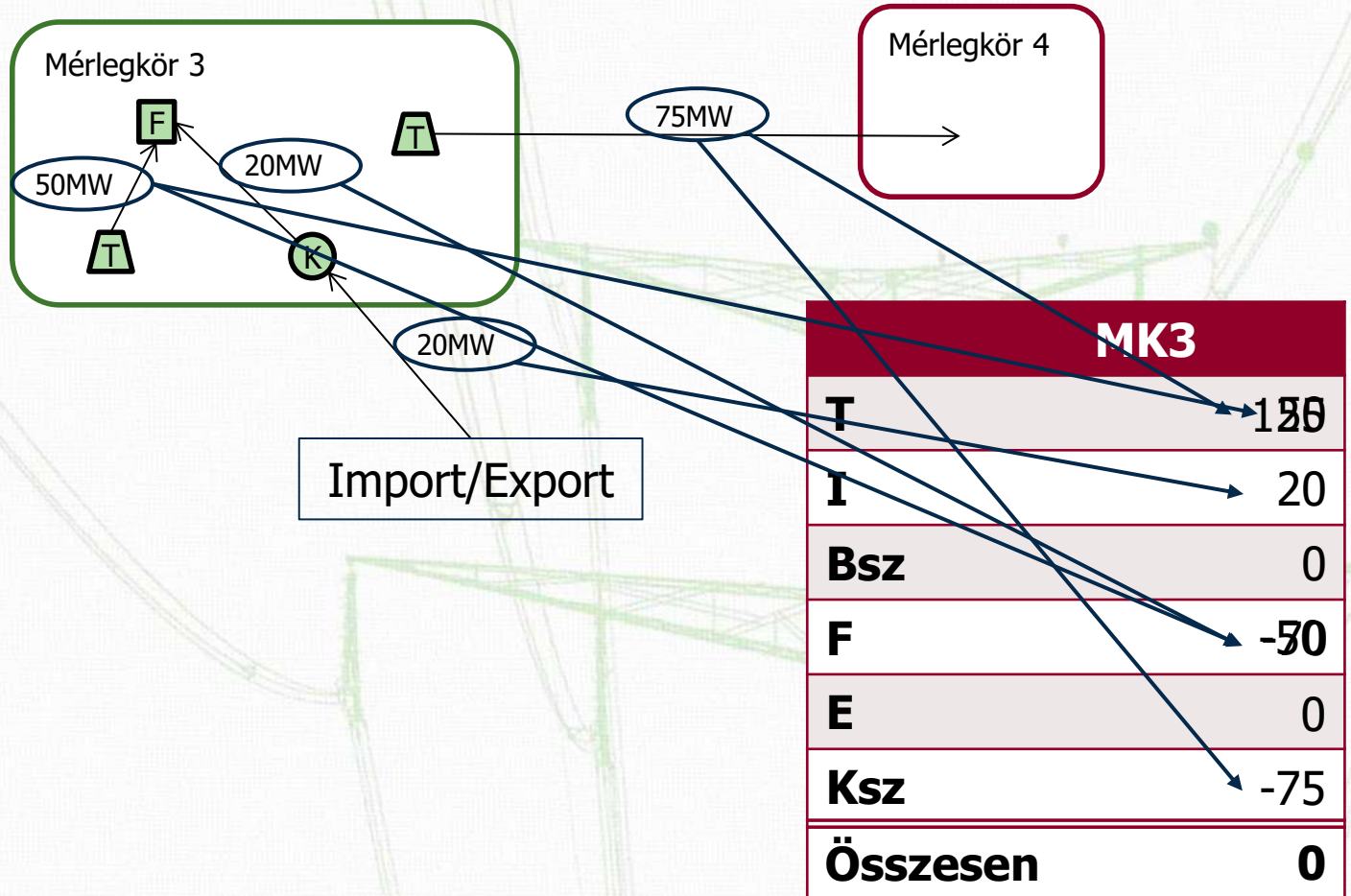
- **Elszámolási mérési időintervallum:** A hálózati vételezések és betáplálások elszámolási mérési időgyakorisága, amelynek értéke 15 perc.
- **Menetrend:** egy adott naptári napra az elszámolási mérési időegységekre vonatkozó villamos átlagteljesítmények adatsora;

# Menetrend – Példa



- Minden elszámolási mérési intervallumra
- A kereskedő általában felhasználókkal szerződik, ezért sok esetben „fogyasztóként” jelenik meg.

# Menetrend





# Menetrend

	<b>MK1</b>	<b>MK2</b>	<b>MK3</b>	<b>MK4</b>	<b>MK5</b>
<b>T</b>	95	60	125	0	0
<b>I</b>	0	0	20	0	0
<b>Bsz</b>	0	0	0	MK3: 75	MK1: 35
<b>F</b>	-60	-50	-70	-75	0
<b>E</b>	0	-10	0	0	-35
<b>Ksz</b>	MK5: -35	0	MK4: -75	0	0
<b>Összesen:</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

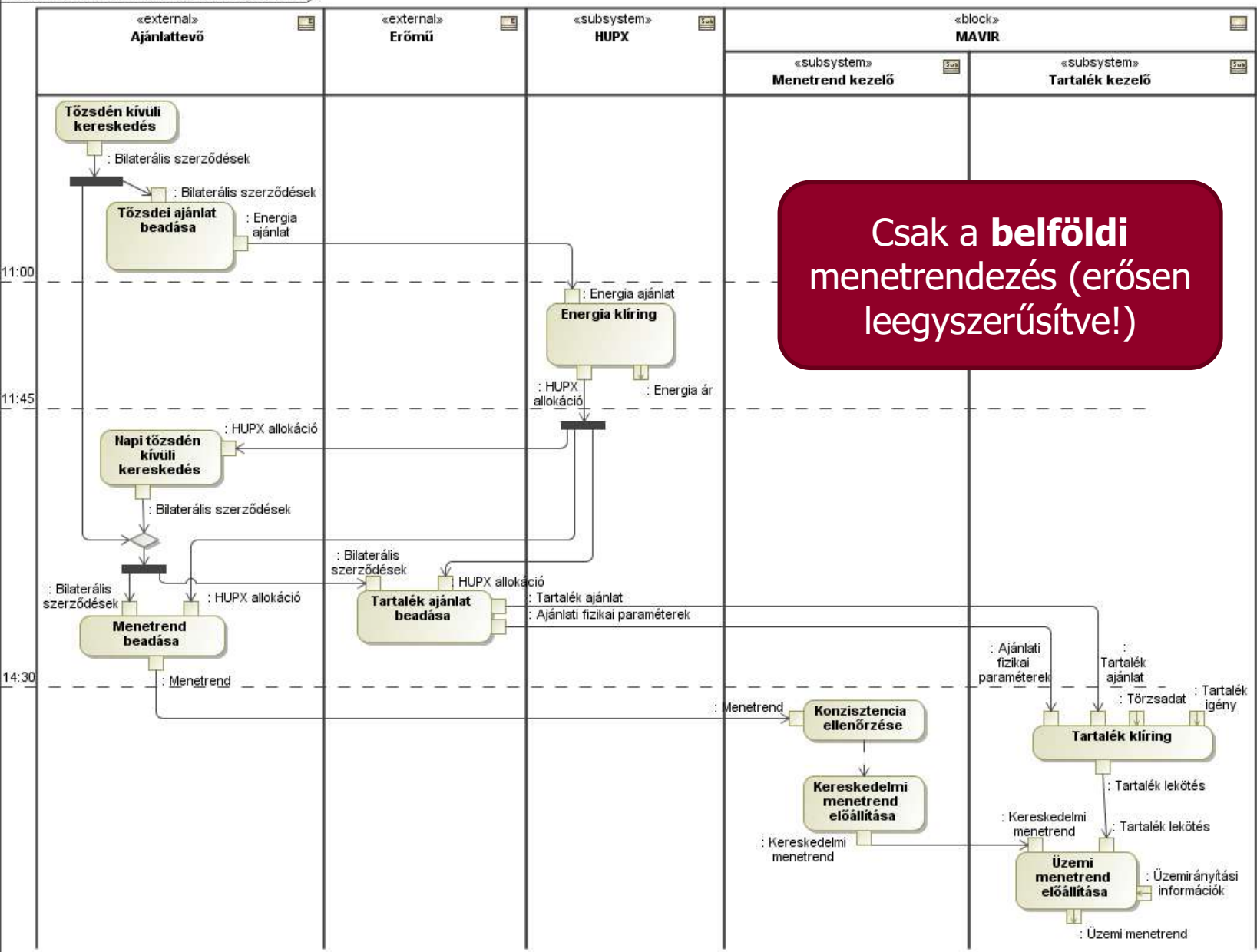
# Menetrendi bejelentés (kereskedelmi menetrend)

- Bejelentés időpontja: D-1 14:30
- Bejelentés folyamata
  - Bejelentés megtörtént?
  - Formailag megfelel?
  - Tartalmilag megfelel?
    - Szervezett villamosenergia-piac
    - Határkeresztező szállítások?
    - Mérlegkörök közötti szállítások konzisztensek?

Inkonzisztencia feloldása:

1. Mérlegkörökre bízva (15:30-ig)
2. Saját hatáskörben
  - Szervezett villamosenergia-piacnak „igaza van”
  - Határkeresztező szállításokat az illetékes rendszerirányítóval egyeztetve
  - Mérlegkörök közötti szállítások: 1) aki mondott, 2) aki kevesebbet mondott

act [Activity] Jelenlegi folyamat [ Jelenlegi folyamat ]



**Csak a belföldi menetrendezés (erősen leegyszerűsítve!)**

# Menetrendi bejelentés + tartaléktervezés

## M1. A menetrendkezelés és a tartalékpiac ajánlat-kiválasztás napi időzítése

### Másnapi menetrendkezelés és üzemi menetrend a bejelentési napon (D-1)

Tevékenység	kezdő időpont	záró időpont
(a) Menetrend-bejelentés (kivéve a nemzetközi menetrendek bejelentését azon határmetszégekre, ahol napi határkeresztesző kapacitás-felosztási eljárás kerül lebonyolításra)	00:00	14:30
(aa) Nemzetközi menetrendek bejelentése azon határmetszégekre, ahol napi határkeresztesző kapacitás-felosztási eljárás kerül lebonyolításra:		
i. éves, havi (és heti) kapacitáshasználati jogokra	00:00	08:00 (D-2 17:00)*
ii. napi kapacitáshasználati jogokra	00:00	14:30
(b) Menetrendtárgyalás*	14:30	15:30
(c) Menetrend-elfogadás		
i. mérlegkörök közti, fogyasztási és termelési menetrendek esetében	15:30	15:45
ii. nemzetközi menetrendek esetében	15:30	15:45
(d) Üzemi menetrend küldése		17:00

\* A horvát-magyar és a közép-kelet-európai régióba tartozó határmetszégekre vonatkozó nemzetközi menetrendek kezelésére érvényes. A folyamat részletes leírása a vonatkozó Aukciós Szabályzatban és a MAVIR ZRT. honlapján kerül publikálásra.

- Határkapacitásokhoz kötődő menetrendadás
- Alapszabály: a hosszútávú határkapacitás aukciókon szerzett jogokat a napi allokációs folyamat előtt nominálni kell!
- Különböző határmetszégekre más az eljárási rend
  - Ld. Ker. Szab. Mellékletei

**Cél: üzemi menetrend  
D-1 17:00-ra**

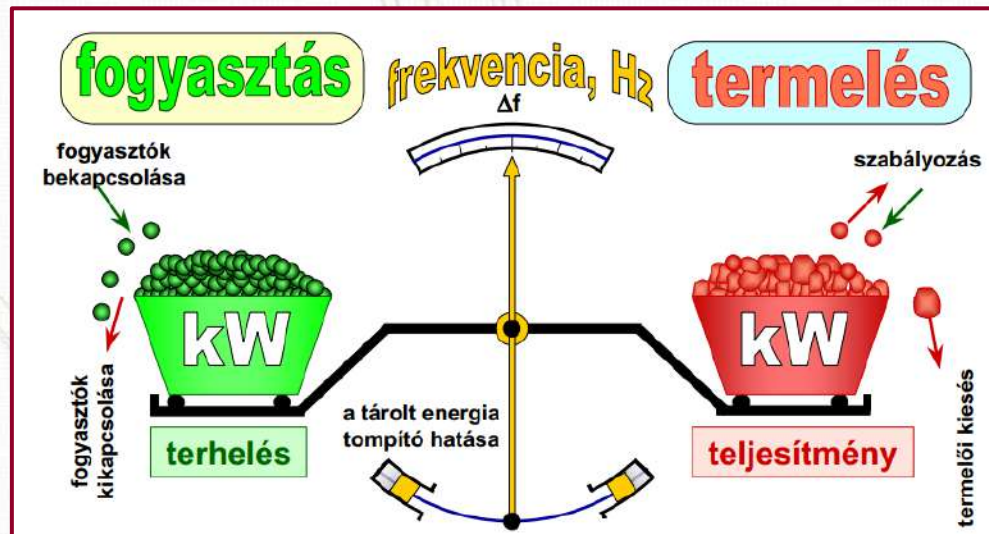


# Szabályozás, kiegyenlítés

---

# Hatásos teljesítmény szabályozása

- Mindenkor biztosítani kell a rendszerben, hogy az energia **termelése kövesse a fogyasztás megváltozását**

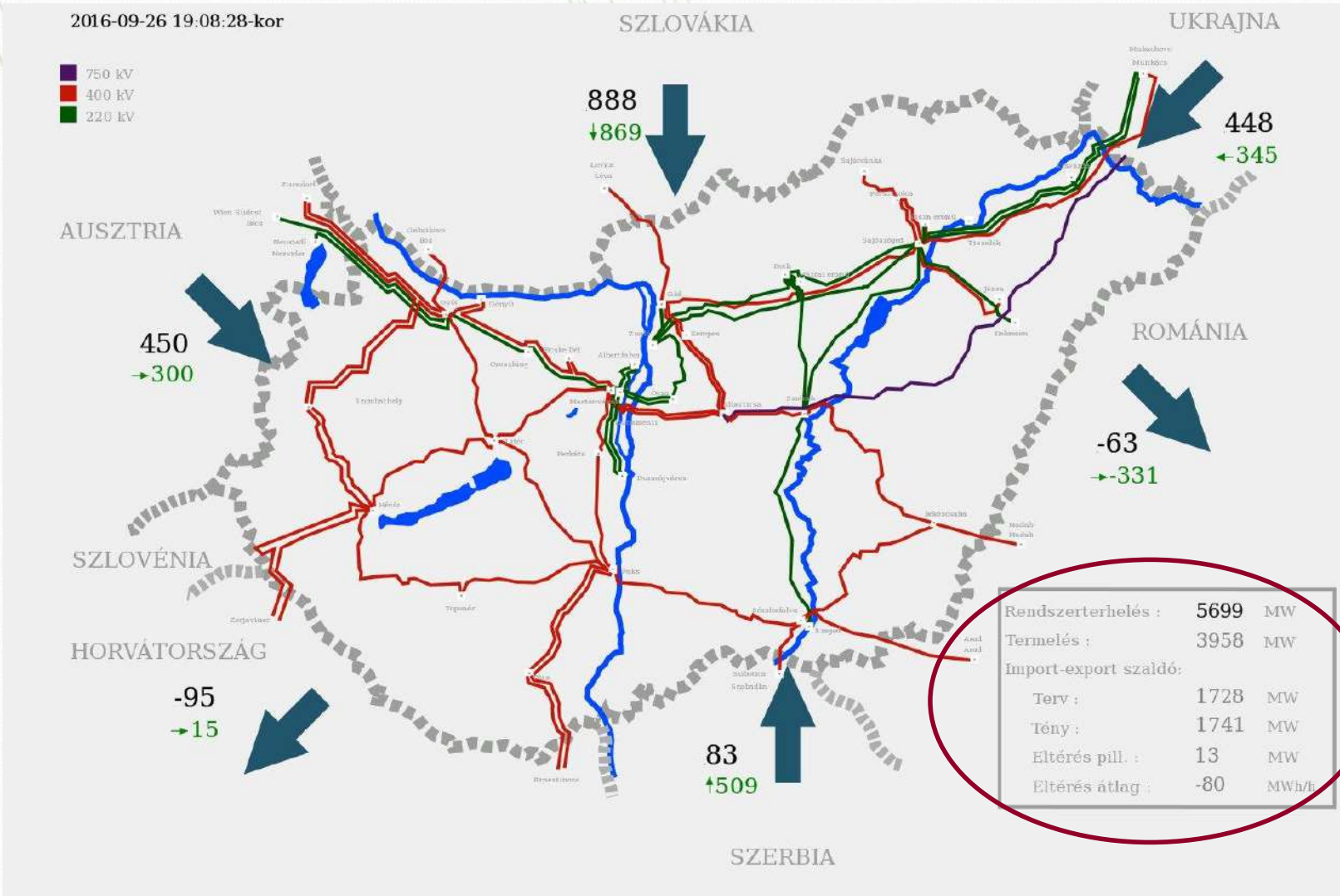


- A termelést **a menetrendezett import-export szaldóval együtt** kell érteni, így az egyensúly fenntartása magában foglalja a határkeresztező menetrend tartását is!

## Hatásos teljesítmény szabályozás II.

- A hatásos teljesítmény-egyensúly megbomlásának a jele:
  - Frekvenciaváltozás
  - Import-export szaldó megváltozása
- E két tényezőtől képezhető egy **teljesítmény-hibajel (ACE)**, melyet a MAVIR köteles nulla közelében tartani
  - Az erőművek teljesítményének le-, ill. fel irányú szabályozásával

# Hatásos teljesítmény szabályozás II.

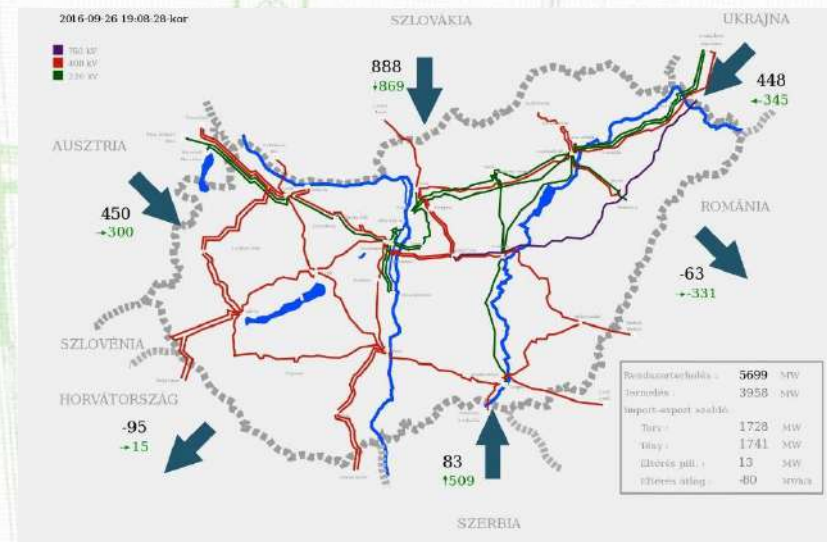




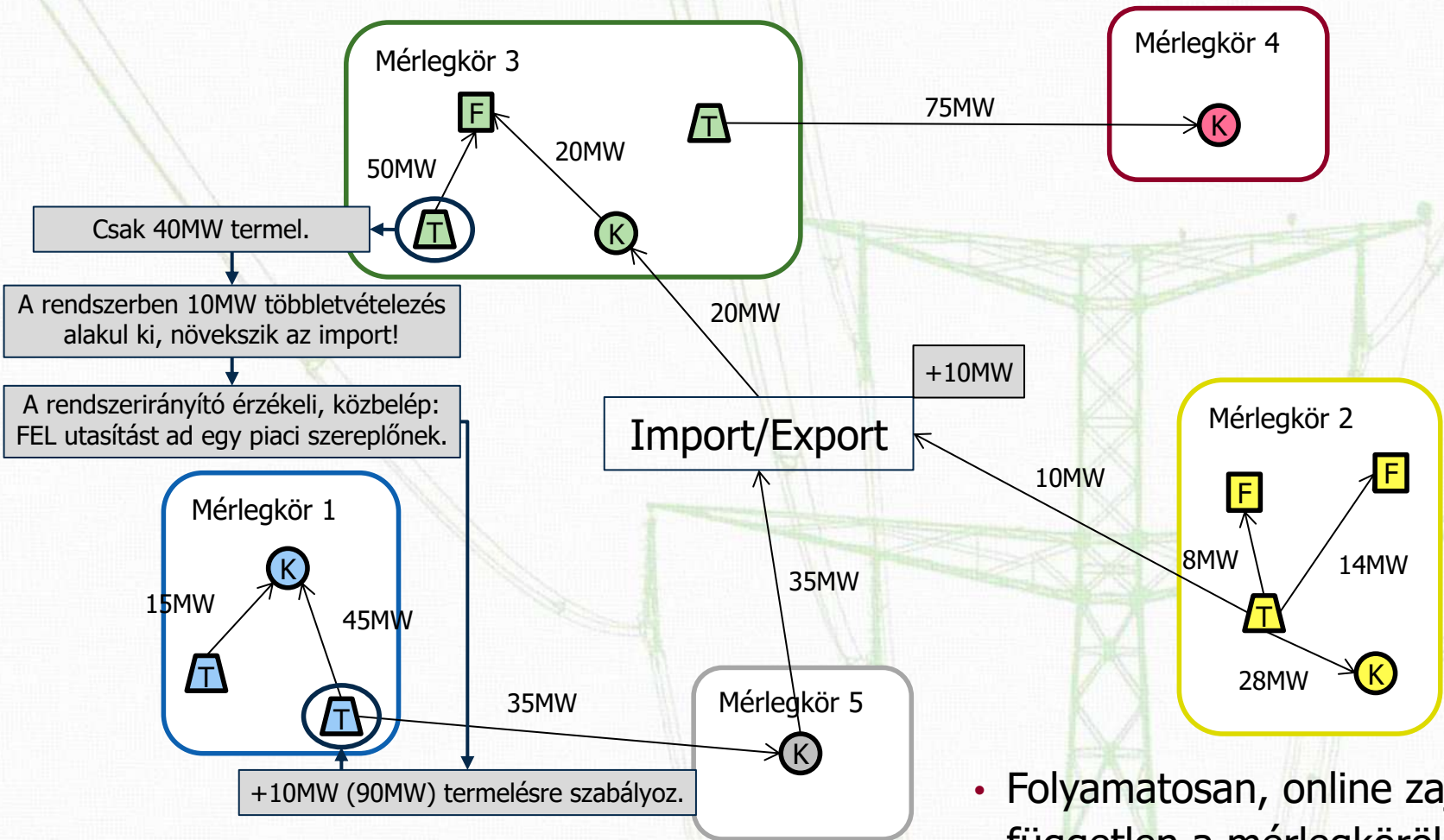
# Hatásos teljesítmény szabályozás III.

- A hatásos teljesítmény-egyensúly megbomlásának a jele:
  - Frekvenciaváltozás
  - Import-export szaldó megváltozása
- E két tényezőtől képezhető **egy teljesítmény-hibajel (ACE)**, melyet a MAVIR köteles nulla közelében tartani
  - Az erőművek teljesítményének le-, ill. fel irányú szabályozásával

**A szabályozás fizikai folyamat, folyamatosan zajlik, független a mérlegköröktől!**



# Teljesítmény szabályozása – Példa

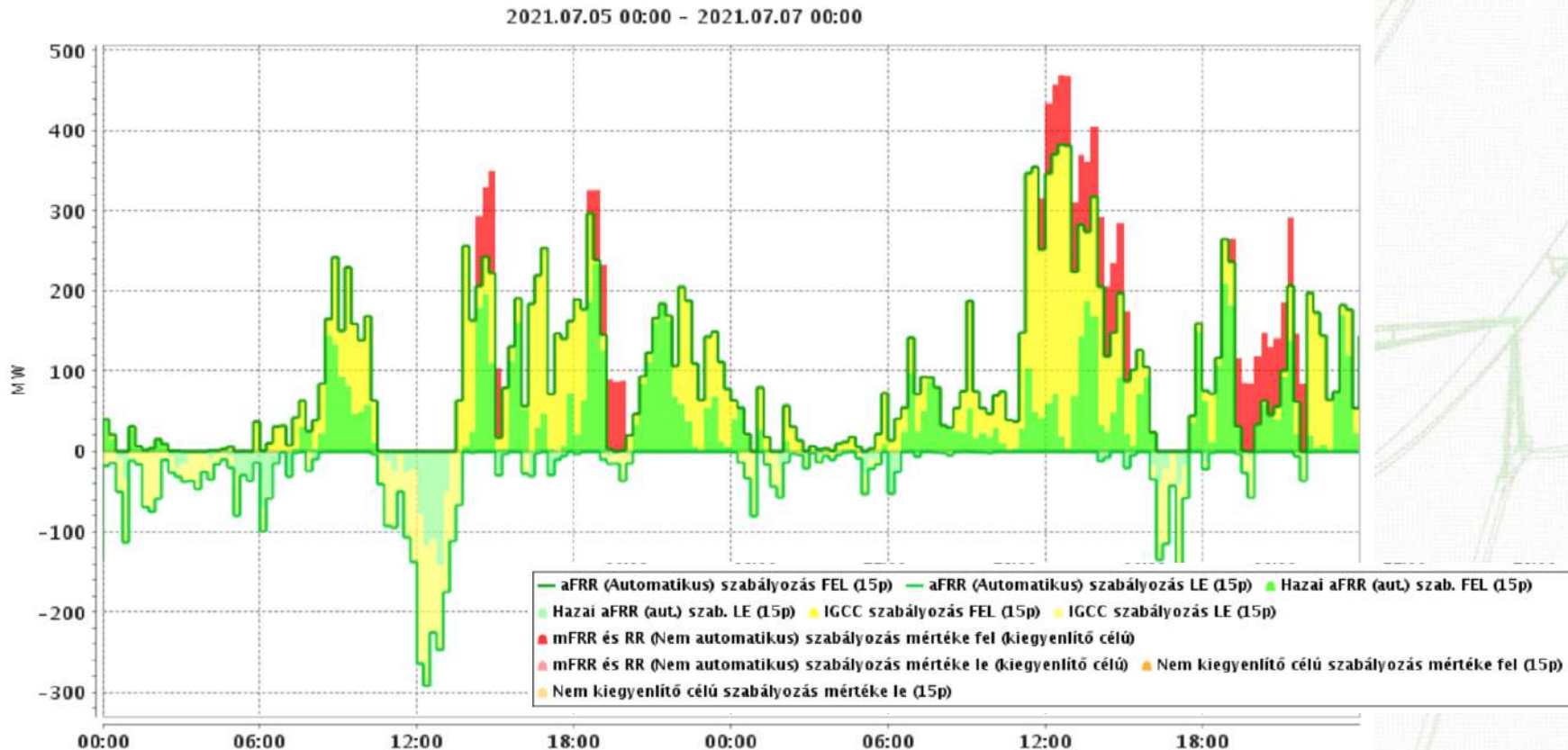


- Folyamatosan, online zajlik, független a mérlegköröktől!

# Teljesítményegyensúly tartása a valós időben

- MAVIR Online publikáció  
([Szabályozási Adatok Kiegyenlítő és Nem Kiegyenlítő Szabályozás céljából](#))

## Aktiválás kiegyenlítő és nem kiegyenlítő szabályozás céljából + IGCC



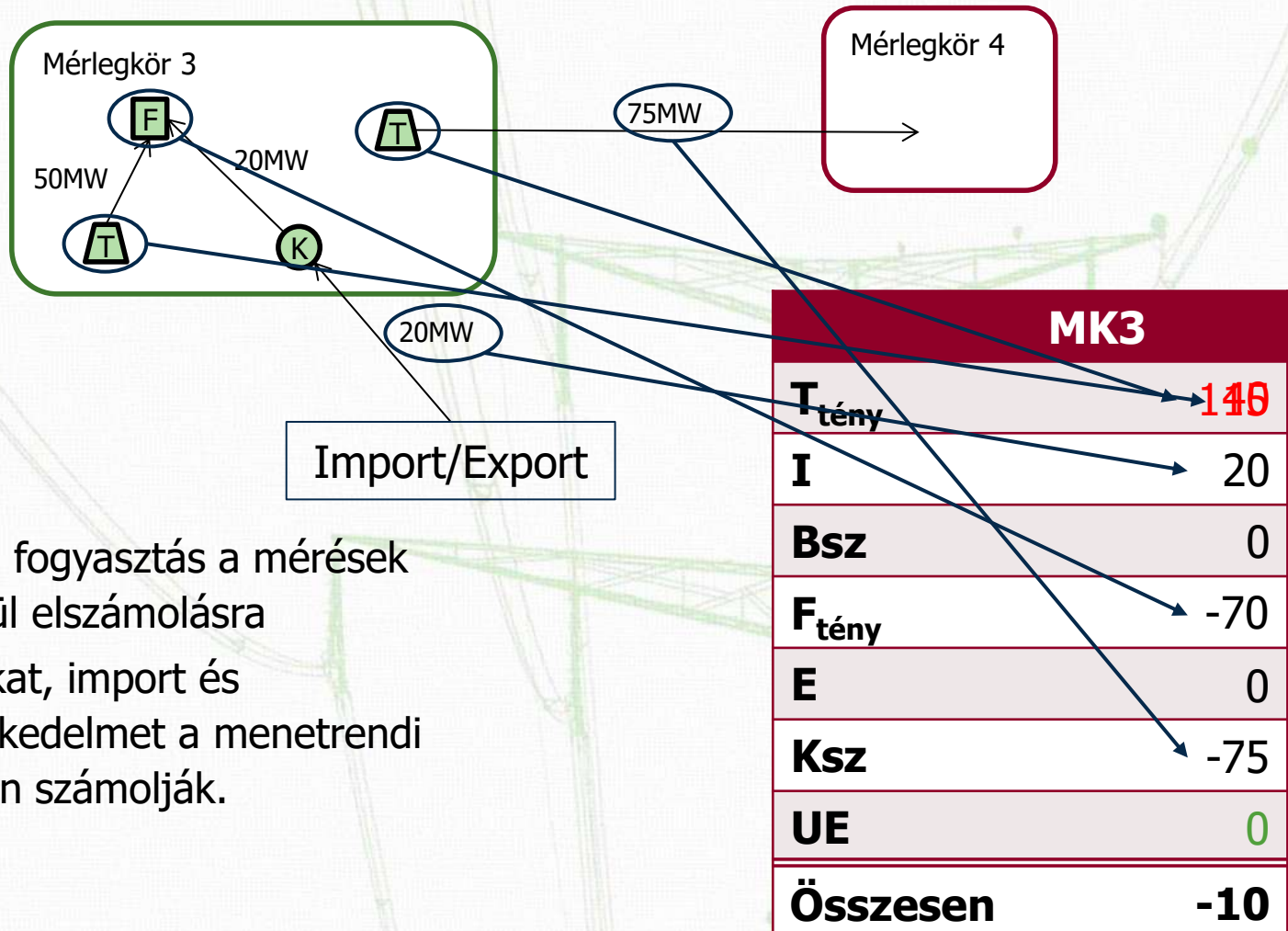
## Kiegyenlítő energia

- A kiegyenlítő szabályozás (KE) költségeit a piaci szereplők a **menetrendjüktől való eltérés** alapján fizetik meg.
- A rendszerirányító a mérlegkörfelelőssel számolja el mérlegköri KE-t

$$KE = T_{tény} + I + BSz - F_{tény} - E - KSz + UE$$

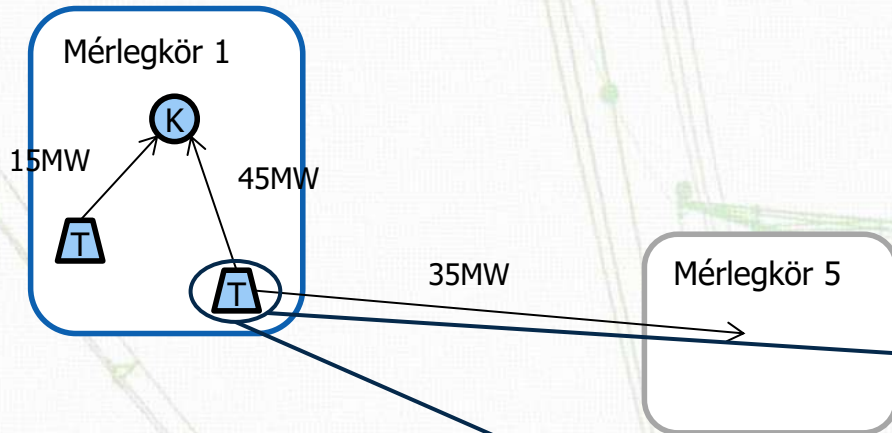
- Ahol:
  - KE kiegyenlítő energia
  - T, F itt a ténylegesen mért összes termelés és fogyasztás!
  - UE a szabályozás során a rendszerirányító által utasított eltérés
- A **kiegyenlítés elszámolási folyamat**, havi rendszerességű
- A mérlegkörön belüli eltérések elszámolása a mérlegkörfelelős feladata

# Kiegyenlítő energia – Példa



- Termelés és fogyasztás a mérések alapján kerül elszámolásra
- A szállításokat, import és exportkereskedelmet a menetrendi érték alapján számolják.

# Kiegyenlítő energia – Példa



MK3	
<b>T<sub>tény</sub></b>	105
<b>I</b>	0
<b>Bsz</b>	0
<b>F<sub>tény</sub></b>	-60
<b>E</b>	0
<b>Ksz</b>	-35
<b>UE</b>	-10
<b>Összesen</b>	<b>0</b>

- A felszabályozott erőmű termelése az utasítás hatására eltér menetrendjétől
- Az utasított eltérés (UE) előjele ellentétes a kívánt szabályozás irányával, így ellensúlyozza a ténymérésekben bekövetkezett változást!

# Kiegyenlítő energia – Példa

	MK1	MK2	MK3	MK4	MK5
<b>T<sub>tény</sub></b>	105	50	115	0	0
<b>I</b>	0	0	20	0	0
<b>Bsz</b>	0	0	0	MK3: 75	MK1: 35
<b>F<sub>tény</sub></b>	-60	-40	-70	-75	0
<b>E</b>	0	-10	0	0	-35
<b>Ksz</b>	MK5: -35	0	MK4: -75	0	0
<b>UE</b>	-10	0	0	0	0
<b>Összesen:</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-10</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

- Az MK3 mérlegkör felelősének 10MW negatív irányú kiegyenlítő energiával kell elszámolnia.
- MK1 is eltért a menetrendjétől, ennek oka a rendszerirányító utasítása volt. Kiegyenlítő energiája így zérus.
- MK2 tagjai ugyan eltértek menetrendjüktől, de a mérlegkör kiegyenlített maradt.
- A mérlegkörök ellentétes irányú eltérései a rendszert kiegyensúlyozhatják. Kiegyenlítő energia azonban ekkor is képződik a mérlegköröknél!

# Szabályozás és kiegyenlítés

## Teljesítményszabályozás

- Szabályozási területenként, a fizikai eltérésekre
- Valós idejű, fizikai
  - Az erőművek teljesítményének szabályozása
- Cél:
  - a határon mért import-export szaldó, menetrendi értéken és a névleges frekvencia tartása (ACE  $\rightarrow$  0)

## Menetrendi kiegyenlítés

- Mérlegkörönként, a mért menetrendi eltérésekre
- Utólagos elszámolás, pénzügyi teljesítés
- Cél:
  - a szabályozási költségek szétosztása
  - ösztönzés a pontosabb menetrend adásra





# Kiegyenlítő energia árazása

---

# Kiegyenlítő energia ármeghatározása

- Árazás
  - Duális: a pozitív és negatív kiegyenlítő energia ára eltér
  - Egyáras: azonos ár a két irányra – a balancing network code alapján target!
- Európában általában **duális árazás** a jellemző
  - A duális árazás jobban ösztönöz a menetrend tartására, de mindig büntet!  
→ fennáll a veszélye az önhatalmú szabályozásnak  
(mérlegkör saját érdekből, nem rendszer érdekből szabályoz)
  - A duális árazás aszimmetrikusan allokálja a szabályozási költségeket
    - Árazás nem az eltérés arányában, hanem irányfüggő!
  - Mérlegkörön belüli nettósítás: portfólióhatás csökkenti a KE költséget
    - A nagyobb mérlegkörökhöz éri meg csatlakozni
    - A kisebb mérlegkörök aránylag nagyobb KE költséggel számolhatnak
    - Piacra lépési korlát, kevesebb aktív szereplő, gyenge a kiegyenlítés piaci hatékonysága

# Kiegyenlítés árazása Magyarországon

- Itthon **nincs** dedikált **kiegyenlítő piac**
- A piaci szereplők **csak a tartalékpiacon** tudnak kínálati ajánlatokat adni a kereslet-kínálat egyensúlyának fenntartásához
  - FCR, aFRR és mFRR tartalékok piaca – alapvetően nagyerművekre

**Adminisztratív az ármeghatározás, nem piaci**

- A KE elszámolási árának meghatározási elvei:
  - fedezze a szabályozási költségeket,
  - büntesse a menetrendtől való eltérést,
  - a rendszert segítő eltérések jutalmazása, de mérsékelten, hogy ne ösztönözze a piaci szereplőket az önhatalmú átmenetrendezésre,
  - egy-egy mérlegkör-felelős „virtuális hálózatának” egyensúlyban tartására ösztönözzön,
  - ne legyen pozitív arbitrázs lehetősége a másnapi piaci árakkal



# KE költségmeghatározás a gyakorlatban

Egyszerűsített táblázat

	Pozitív rendszerállapot	Negatív rendszerállapot
Pozitív mérlegköri kiegyenlítő energia	$(1+s) (1+b) \max(p_{fe}; p_x)$	$(1+b) \min(p_{le}; p_x)$
Negatív mérlegköri kiegyenlítő energia	$(1-b) \max(p_{fe}; p_x)$	$(1-s) (1-b) \min(p_{le}; p_x)$

<https://www.mavir.hu/web/mavir/kiegyenlito-energia-elszamolas>

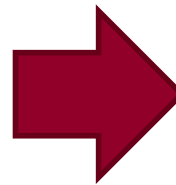
## A 2019. január 1-től alkalmazott módszertan rövid leírása

- A módszertan az EB GL célmodelljére való felkészülés részeként már az **egyáras** kiegyenlítő energia elszámolási **módszertanhoz hasonló elvet követ**
- A módszertan az egységár meghatározását mind a segítő, mind az okozó mérlegkörök esetében a rendszerállapothoz köti
- A kiindulási egységáron felül az elszámolással szemben támasztott elvárások teljesítése érdekében három további elemet tartalmaz még a 2019. január 1-től hatályos módszertan:
  - a pozíciók valós időt megelőző fedezését ösztönző céllal a HUPX szervezett piaci másnapi elszámolási árát ( $p_x$ ) viszonyítási alapként,
  - a menetrendezés pontosságát egy általános paraméter is ösztönzi ( $b$ ),
  - végül a kiugró mérlegköri kiegyenlítő energiát bünteti egy egyedi paraméter ( $s$ ).

# KE árazás változásai – büntetés = 0

A mérlegköri kiegyenlítő energia elszámolási módszertan változásai

Alkalmazási időszak	Főbb módosulások a megelőző időszakhoz képest
2021.05.01-től	'b'=0, 's'=0
2020.07.01-2021.04.30.	'b'=0,2 's'=0,1
2019.01.01-2020.06.30.	'b'=0,24 's'=0,2, új előjel konvenció (EB GL)
2019. előtt	-

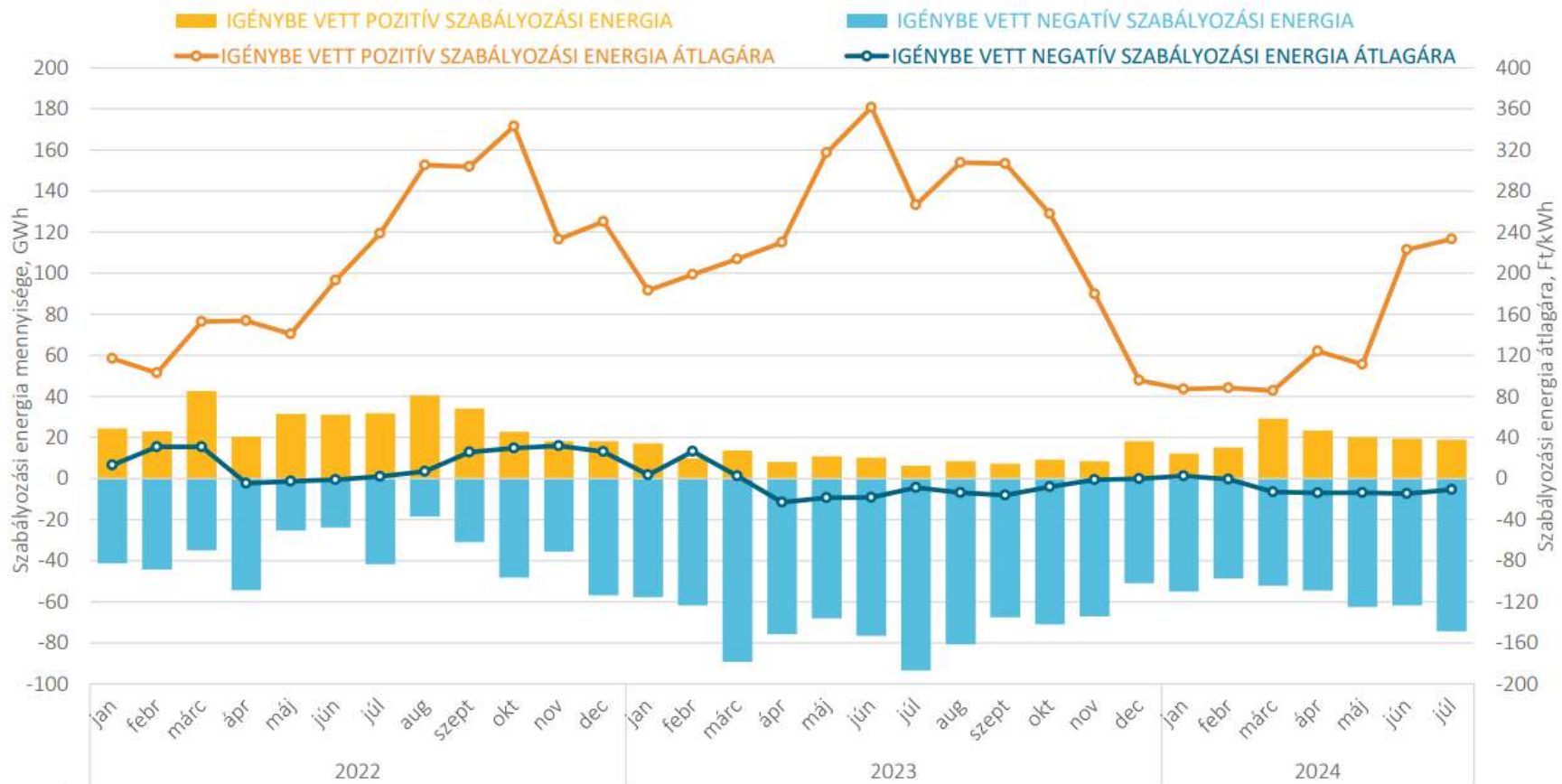


2021. május 1-től, 'b'=0, 's'=0 következtében		
	$P_{KE} \geq 0$	$P_{KE} < 0$
MK Kiegyenlítőtelenség >0 (KE <0)	SEGÍTŐ (RÁ>=0) $\max(P_{fel}, P_x)$	SEGÍTŐ (RÁ>=0) $\max(P_{fel}, P_x)$
	OKOZÓ (RÁ<0) $\min(P_{le}, P_x)$	OKOZÓ (RÁ<0) $\min(P_{le}, P_x)$
MK Kiegyenlítőtelenség <0 (KE >0)	OKOZÓ (RÁ>=0) $\max(P_{fel}, P_x)$	OKOZÓ (RÁ>=0) $\max(P_{fel}, P_x)$
	SEGÍTŐ (RÁ<0) $\min(P_{le}, P_x)$	SEGÍTŐ (RÁ<0) $\min(P_{le}, P_x)$

**A 2021 eleji jelentős kiegyenlítőenergia-ár ugrás miatt kedvezőbb árazást vezetett be a MAVIR**

# Hazai KE piac – state of play

- Áttekintő statisztikák, havi bontásban a [MEKH honlapján](#)



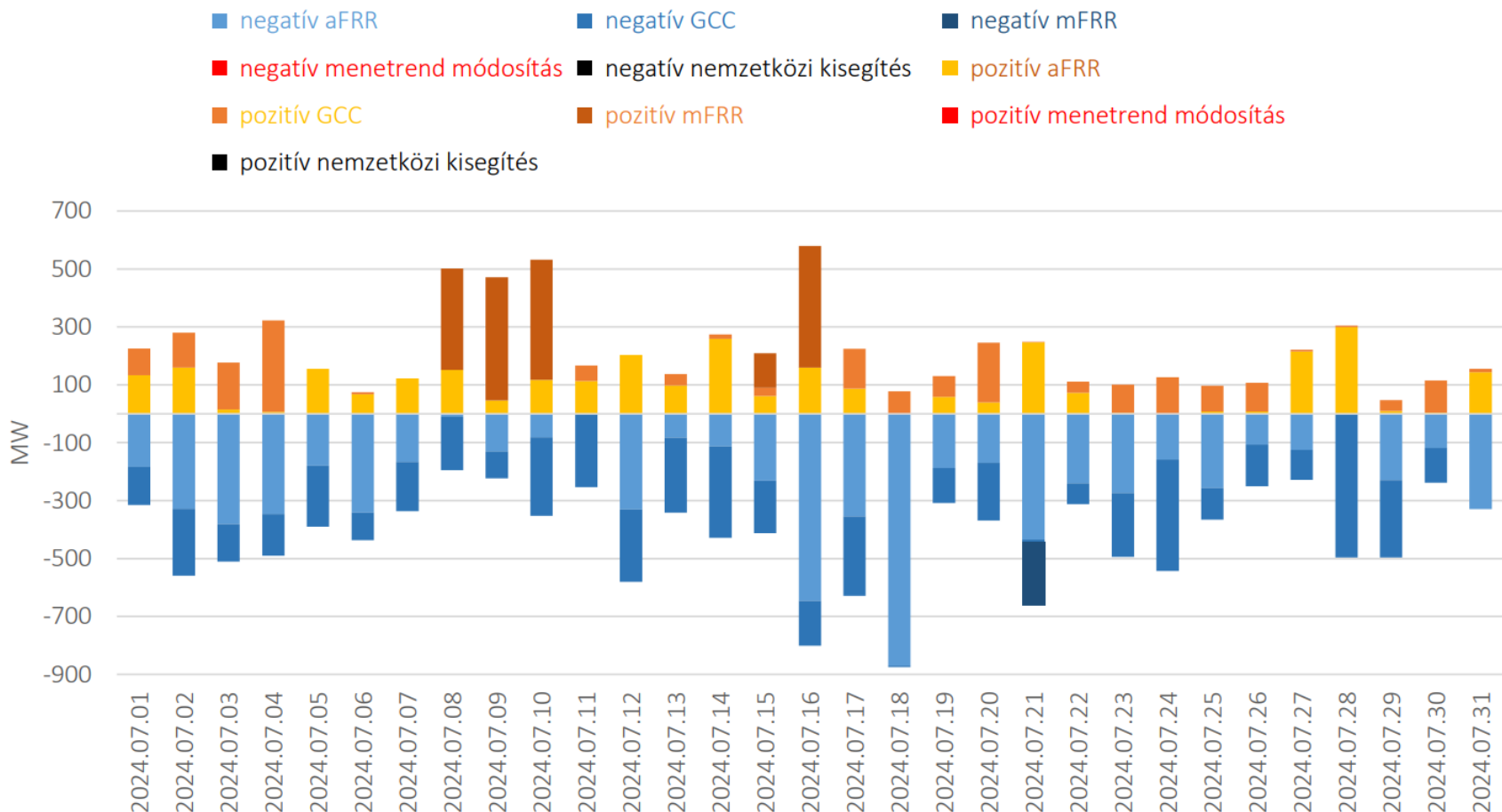
Megjegyzés:

GCC-t is beleszámítva.

Energiadíj: igénybe vett mennyiséggel súlyozott havi átlagok, a GCC, a rendszerirányítói menetrend módosítás, a nemzetközi kisegítés az aFRR-mFRR átlagáron számolva

# Hazai KE piac – state of play

- Maximális szabályozási igény – 2024. július

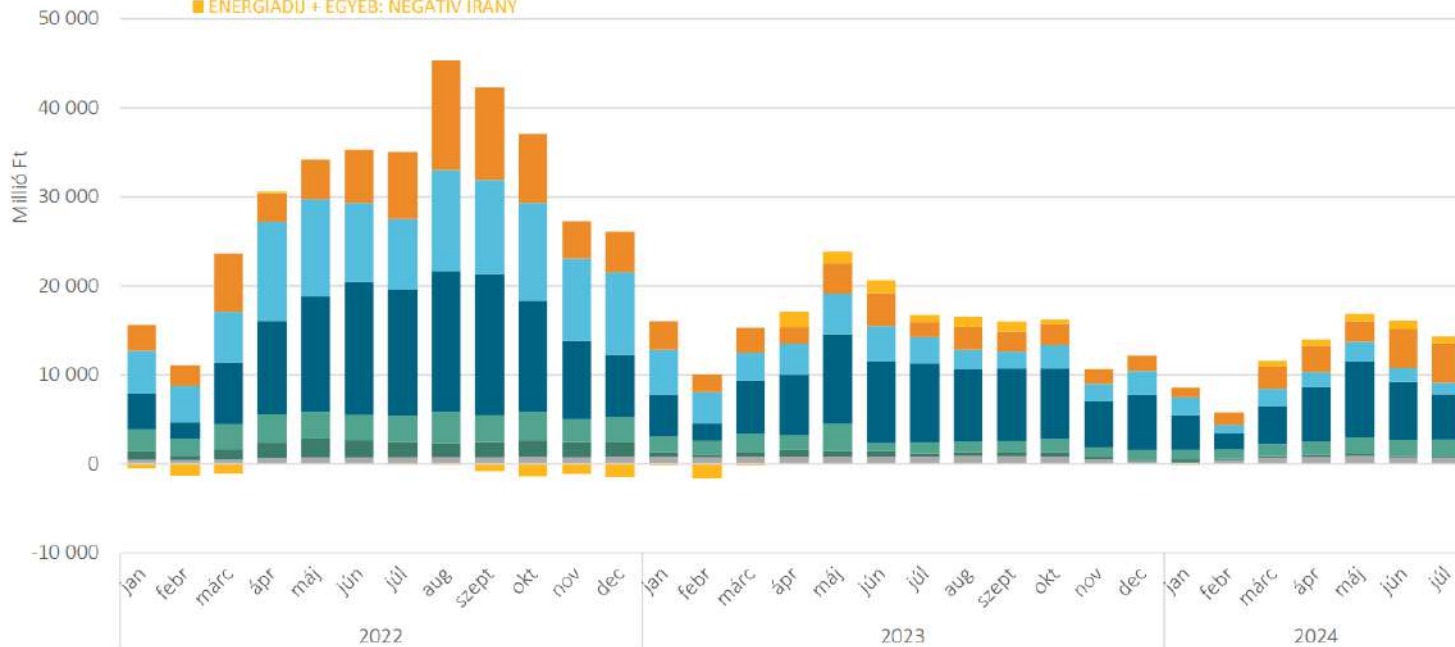




# Hazai KE piac – state of play

RSZ piaci díjak  
2024. júl.  
~2 Ft/ fogyasztott kWh

■ LEKÖTÖTT FCR RÁD KÖLTSÉGE   
 ■ LEKÖTÖTT NEGATÍV MFRR RÁD KÖLTSÉGE   
 ■ LEKÖTÖTT POZITÍV MFRR RÁD KÖLTSÉGE  
■ LEKÖTÖTT NEGATÍV AFRR RÁD KÖLTSÉGE   
 ■ LEKÖTÖTT POZITÍV AFRR RÁD KÖLTSÉGE   
 ■ ENERGIADÍJ + EGYÉB: POZITÍV IRÁNY  
■ ENERGIADÍJ + EGYÉB: NEGATÍV IRÁNY



RENDELKEZÉSRE  
ÁLLÁSI DÍJAK  
HAVI KÖLTSÉGE

**9 143**

MILLIÓ FT

ELŐZŐ HÓNAP    ELŐZŐ ÉV  
▼ 10 802    ▼ 14 210

ENERGIADÍJ + EGYÉB  
HAVI KÖLTSÉGE

**5 207**

MILLIÓ FT

ELŐZŐ HÓNAP    ELŐZŐ ÉV  
▼ 5 241    ▲ 2 503

Megjegyzés:  
RÁD: a MAVIR által a rendszerszintű szolgáltatásokban részt vevők számára fizetett rendelkezésre állási díj.  
Energiadíj+egyéb összesen: aFRR és mFRR energiadíjak, GCC, rendszerirányítói menetrend módosítás, nemzetközi kiegészítés mennyisége az aFRR-mFRR súlyozott átlagával összegezve

# 2025.01.01-től várható változások a kiegyenlítő energia árazásban 1.

| KE ÁTALAKÍTÁSI JAVASLAT TÖMÖREN (82-88. CIKK)

75

OKOZÓKRA ÉS SEGÍTŐKRE IS VONATKOZIK

CSAK OKOZÓKRA VONATKOZIK

$$\max/\min(P_{ktsg}; P_{px+}) + / - S$$

MÁR ISMERT

Rendszerirány függvényében a drágább kiválasztása

Domináns irányú kiegy.szab.energia átlagköltsége, vagy annak hiányában elkerült aktiválás költsége

Rendszerirány függvényében a legdrágább piaci ár (DA + IDC, ID3, IDA-k) felárral drágítva

Rendszerállapot irányának és mértékének függvényében szűkösség esetén felár okozókra

NINCS VÁLTOZÁS

MÓDOSÍTÁS

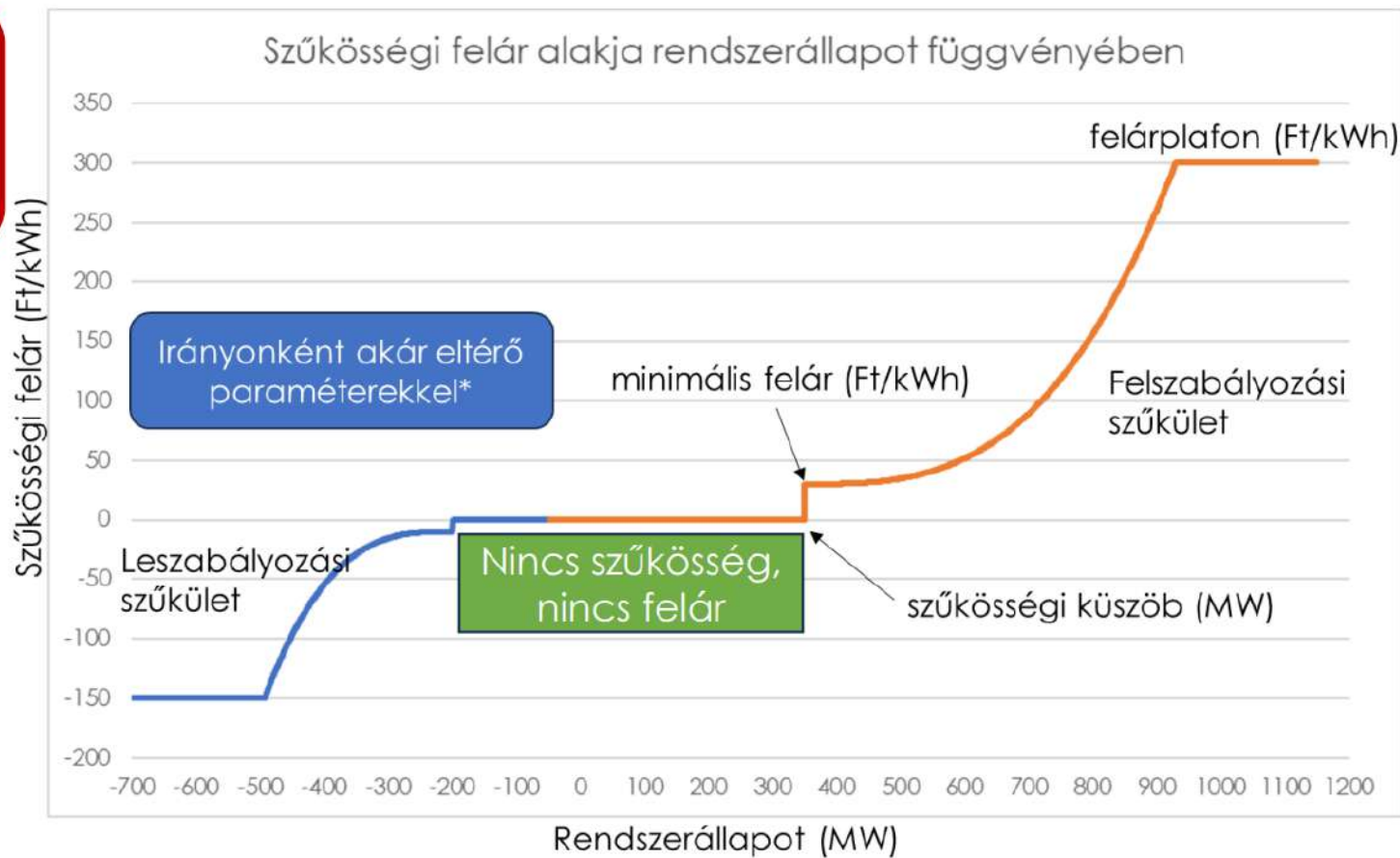
ÚJ

*Forrás: <https://mavir.hu/web/mavir/kiegyenlito-energia-elszamolas>*

# 2025.01.01-től várható változások a kiegyenlítő energia árazásban 2.

Rendszerállapot irányának és mértékének függvényében szűkösség esetén felár okozókra

ÚJ



\* Minden paraméter csak demonstrációs célú; értékük még egyeztetés alatt.

Forrás: <https://mavir.hu/web/mavir/kiegyenlito-energia-eiszamoi-as>



# Balancing market

---

# Balancing market (BAM)

- Market: piaci módon, nem pedig árképlettel meghatározott KE árazás
- Célja: a fogyasztás-termelés egyensúlyban tartása piaci folyamatban, és a szükséges szabályozási kapacitások felajánlása a TSO számára
- Ütemezése nem egységes:
  - Aukciós:  
negyedórás (NL), félórás (UK), órás (SE), többórás (DE, FR, ES) intervallumokban,
  - Folyamatos kereskedés:  
kapuzárás egy perccel (SE), vagy egy órával (NL, UK, NO) a szállítás előtt
- A kapuzárás után
  - a szereplők már nem változtathatnak a gépek (vagy terhelések) fizikai állapotán
  - azt az ajánlatok alapján a rendszerirányító végzi
- A BAM ajánlatok csak energiadíjjal kerülnek elszámolásra, rendelkezésre állási díj nincs.

# Balancing market (BAM)

- A piac szereplők helyett sokszor dedikált fél vesz részt a balancing piacon: BRP: Balancing Responsible Party ~ mérlegkör-felelős
  - Pénzügyileg felel a vételezett illetve betáplált kiegyenlítő energiáért
  - A BRP alá tartozók teljesítmény egyensúlyát a BRP igyekszik fenntartani
  - **A kiegyenlítő piacon így minden piaci szereplő** – akár közvetlenül, akár közvetve, BRP-n keresztül – **részt vesz**
- BAM kapuzárás előtt zárhatóak a nyitott pozíciók (energia többlet, hiány) az energiapiacon
- Kapuzárás után a TSO a szükséges szabályozási energiát a kiegyenlítő piac ajánlatai alapján aktiválja
  - Bekerülnek a tartalékpiacon lekötésekből adódó szabályozási lehetőségek is
  - A menetrendi eltéréseket automatikusan a BAM árai alapján szerzik be
  - A kiegyenlítő energia (imbalance) árát különböző szabályok alapján a TSO határozza meg, hogy fedezze a szabályozás költségét

# Kitekintés: balancing és intraday piacok

## Intraday piac

- Célja: a DAM után fennmaradó és kinyíló **pozíció zárása** még **az energiapiacon**
- **Kölcsönös menetrend módosítás, két MK között**
- **Két piaci szereplő között** történik a tranzakció a részvétel önkéntes
- az intraday piacon az árat a szervezett piac határozza meg, vagy a kereskedők közötti megállapodás

## Balancing piac

- Célja: a várható **menetrendi eltérések** / lekötött tartalékok árazott **felajánlása a rendszerirányító számára**
- TSO az egyik fél
- kötelező részvétel
- A TSO a szabályozási energiáért ajánlati árat fizet; a fennmaradó pozíciók zárásához szükséges KE árat a TSO – a menetrendtartás ösztönzését támogató – módon határozza meg



# Real time market

---



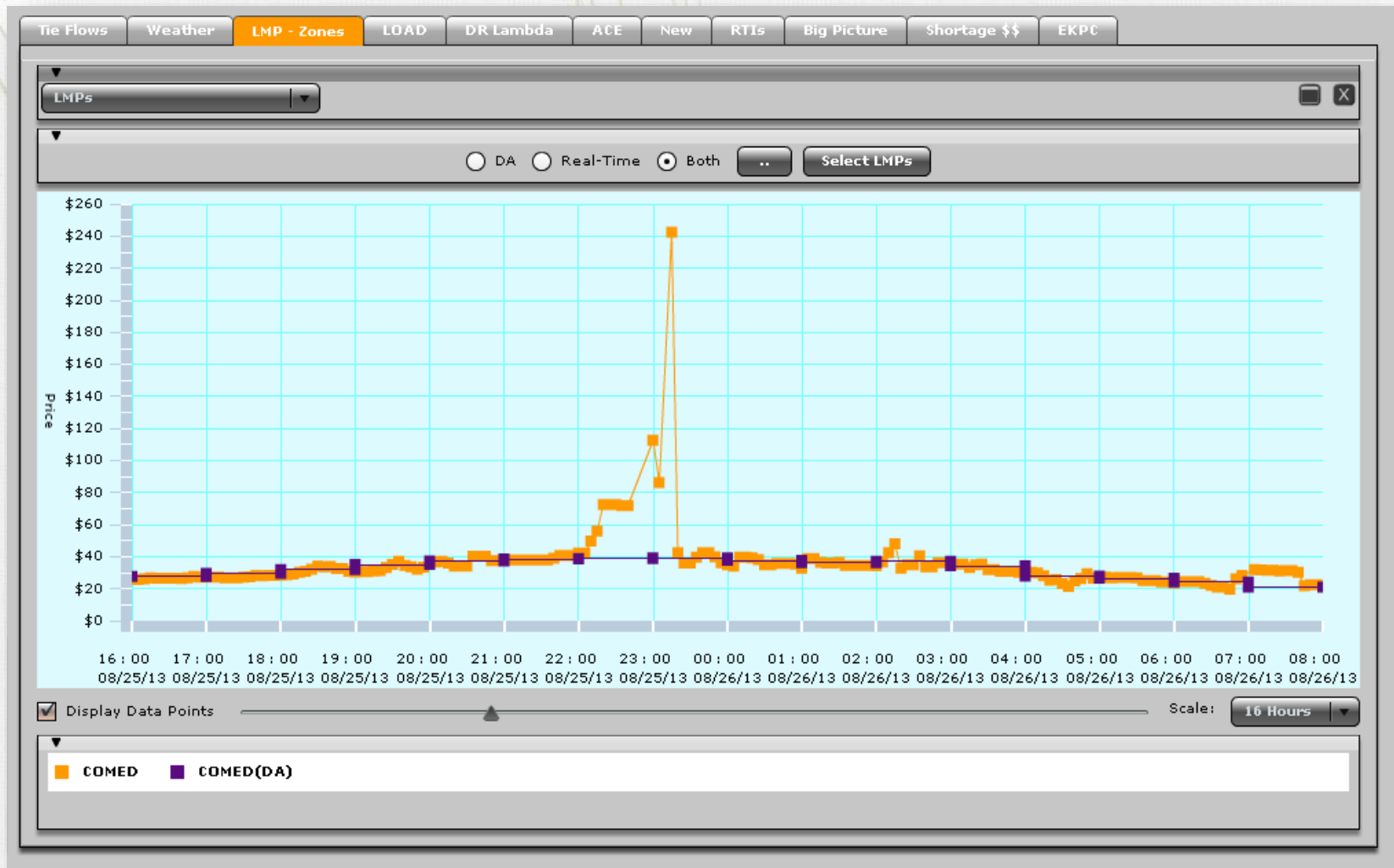
# A problémakör

- A szabályozási és a kiegyenlítő piac árazása Magyarországon (Európában) teljesen szétválnak
  - Eltérő elvek, árak
  - A menetrendtől való eltérést az elszámolási árakban **szankcionálják**
- A napi energiamenetrendek leadása után korlátozott az energiakereskedelem
  - A szervezett intraday piacok likviditása gyakran nem elegendő
  - **Nincsen ösztönözve a piaci szereplők azonnali, valós idejű, aktív szerepvállalása** a teljesítményegyensúly biztosításában
- Észak-Amerika: **egy alapjaiban más modellt** alkalmaznak

# Észak-Amerika: rövid távú piacok

- Valós idejű piac (real-time market, RTM):
  - Az energia fizikai teljesítésének, azaz a mért energia elszámoló piaca
  - 5 perces időbeli felbontású árazás
  - **A szabályozási és a kiegyenlítő energia is azonos, RTM áron kerül elszámolásra**
- Napi piac (day-ahead market, DAM):
  - Kötelező részvétel
  - Pénzügyi teljesítés, **órás felbontású** (az RTM határidős piaca)
  - Másnapi menetrendek költségoptimum szerinti, központi kialakítása
  - Szabályozási tartalékok kooptimalizált beszerzése
- RTM és DAM piac között pénzügyi termékek teszik lehetővé a kereskedést, **így a két piacon az árak hasonlóan** alakulnak

# Napi és valós idejű árak



<https://edata.pjm.com>

# Elszámolás az RTM és DAM piacokon

- Kettős elszámolás
  - DAM, mint határidős piac → menetrendek
  - RTM, mint fizikai teljesítésű piac → csak a menetrendi eltérésekre, a különbségre
    - Azaz aki pontosan követi a menetrendjét, arra nem hatnak a valós idejű piaci árak!
- Teljesen azonos módon minden piaci szereplőre azonos real time energiaár vonatkozik
  - Fizikailag többletes a DAM pozíciójához képest (RTM eladó)
    - Túltermelő generátor
    - Szekunder, terciér felszabályozó gépegység
    - Alulfogyasztó vevő
    - Tudatos fogyasztói igénycsökkentés (demand side response)
  - Fizikailag hiányos a DAM pozícióhoz képest (RTM vevő)

# Valós idejű piac

- Az RTM piacon a tényleges fizikai **mérések** (termelés és fogyasztás) **szerint történik az elszámolás**
  - 5 perces felbontással
  - A menetrendtől való eltérés és a szabályozás is az RTM áron kerül elszámolásra
- Valós idejű piac bevezetésével eltűnik a különbség a
  - a kiegyenlítő, a szabályozási energia és a napon belüli kereskedelem árazása között
- **Piaci ösztönzés a szereplők aktív részvételére**
  - Nem lesz elegendő a nagyerőművek szabályozása
  - Technológiásemleges megoldás
- Hátrányai:
  - valós időben kell kiszámítani a villamos energia árát
  - a rendszer teljesítmény szabályozása is e piacon keresztül történik, így rendkívül fontos a likviditás biztosítása

# Összefoglalás, kitekintés

---

# Összefoglaló

- A piaci kereskedés működése
  - Menetrendek
  - Szabályozás és kiegyenlítés
- Kiegyenlítés árazása
- Balancing és real-time piacok
- Jövő
  - Aktív fogyasztók
  - Rugalmas energiarendszer
  - Dinamikus árazás, rövid időtávú és lokális piacok
  - **Ügyféligenyek(?)**





Köszönöm a  
megtisztelő figyelmet!

---

[sores.peter@vik.bme.hu](mailto:sores.peter@vik.bme.hu)



# Szervezett villamosenergia-piacok

*Tőzsdei platformok, kereskedelem – spot és határidős piac*

Villamosenergia-piac (BMEVIVEM05)  
2024. szeptember 19.

Sörös Péter Márk, tanársegéd    [sores.peter@vik.bme.hu](mailto:sores.peter@vik.bme.hu)    V1.404



# Tartalom

- Szervezett villamosenergia-piac bemutatása
  - Egyszerű szervezett villamosenergia-piac működése
  - Villamosenergia-piaci termékek, tőzsdék jellemzői
  - Szervezett villamosenergia-piac helye a mérlegkör rendszerben
- Határidős termékek piaca

# Az egységes piac jelenleg, 2021 júniusa óta

- Az egységes piac jelenleg csak a **másnapi és napon belüli** energiatőzsdei kereskedést egységét jelenti!
- A folyamatok egységesítése és egy rendszerbe terelése jelenleg is tart
  - III. csomag implementációja
  - Kapacitászámítás, kiegyenlítés, tartaléklekötés, üzemirányítás, stb.
- Jelentős átalakítások!
  - A Clean Energy Package felgyorsította a folyamatot



Azonos színű tőzsdék:  
összekapcsolt másnapi piacok

# Intraday piac egységesítése

- Single Intraday Coupling – implementation waves

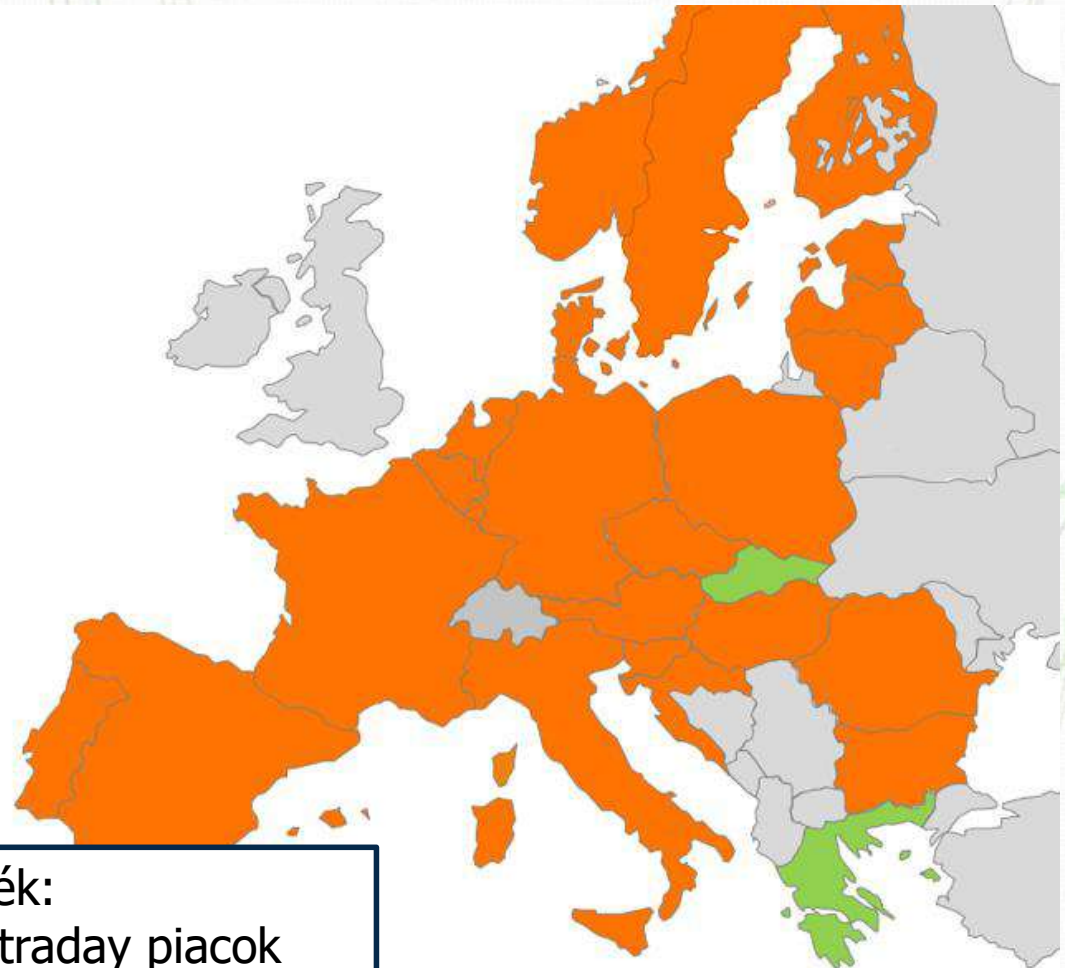
**Countries coupled Intraday  
with 4<sup>th</sup> SIDC Go-Live**



Countries coupled in  
1<sup>st</sup>, 2<sup>nd</sup> and 3<sup>rd</sup>  
go-live



Countries to be coupled  
in 4<sup>th</sup> go-live  
(end 2022)



Színezett tőzsdék:  
összekapcsolt folytonos intraday piacok

# Intraday piac egységesítése

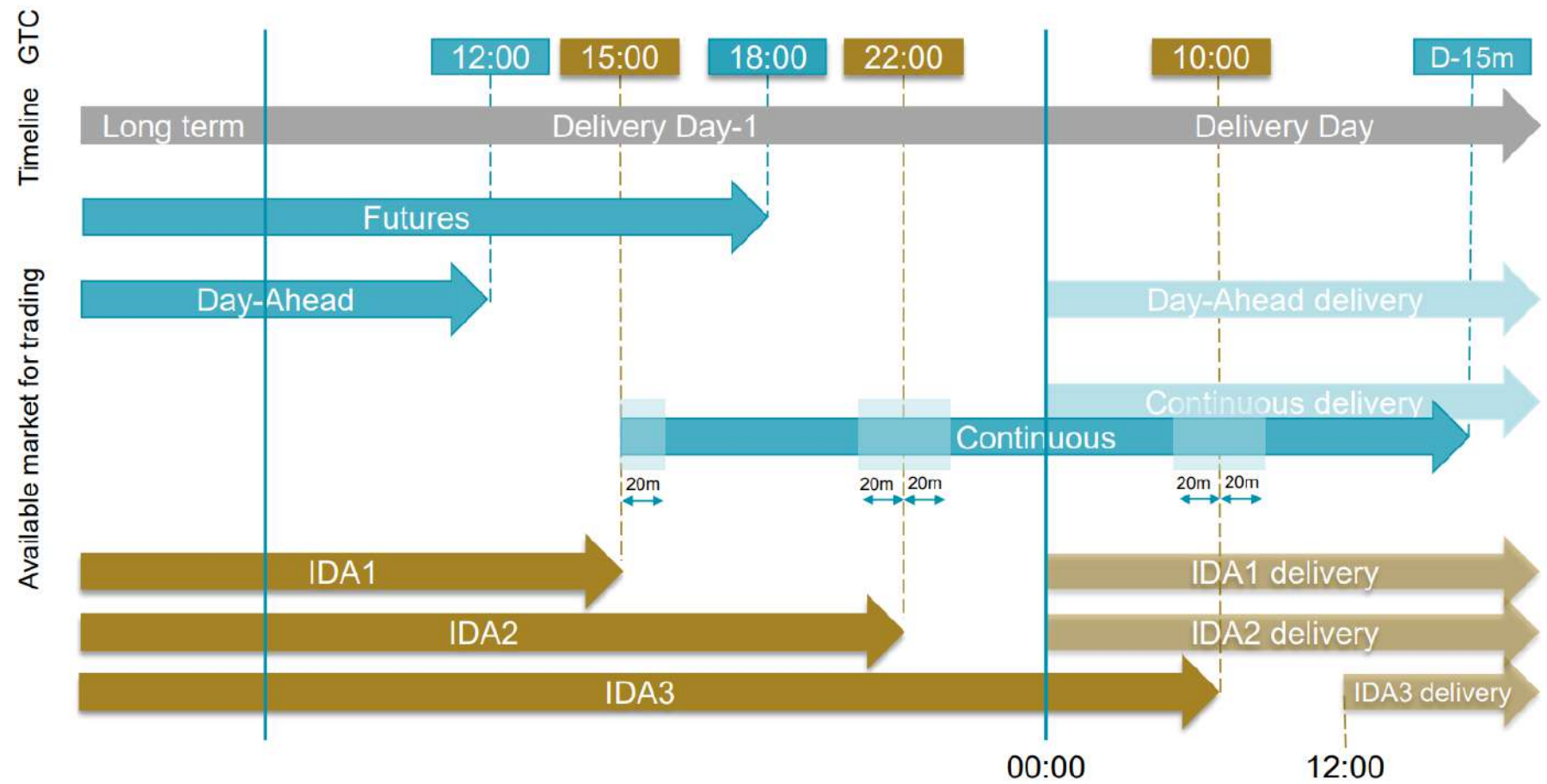
- 2024. júniustól: intraday aukciók – az első induláskor összekapcsoltan



Azonos színű tőzsdék:  
összekapcsolt intraday aukciós piacok

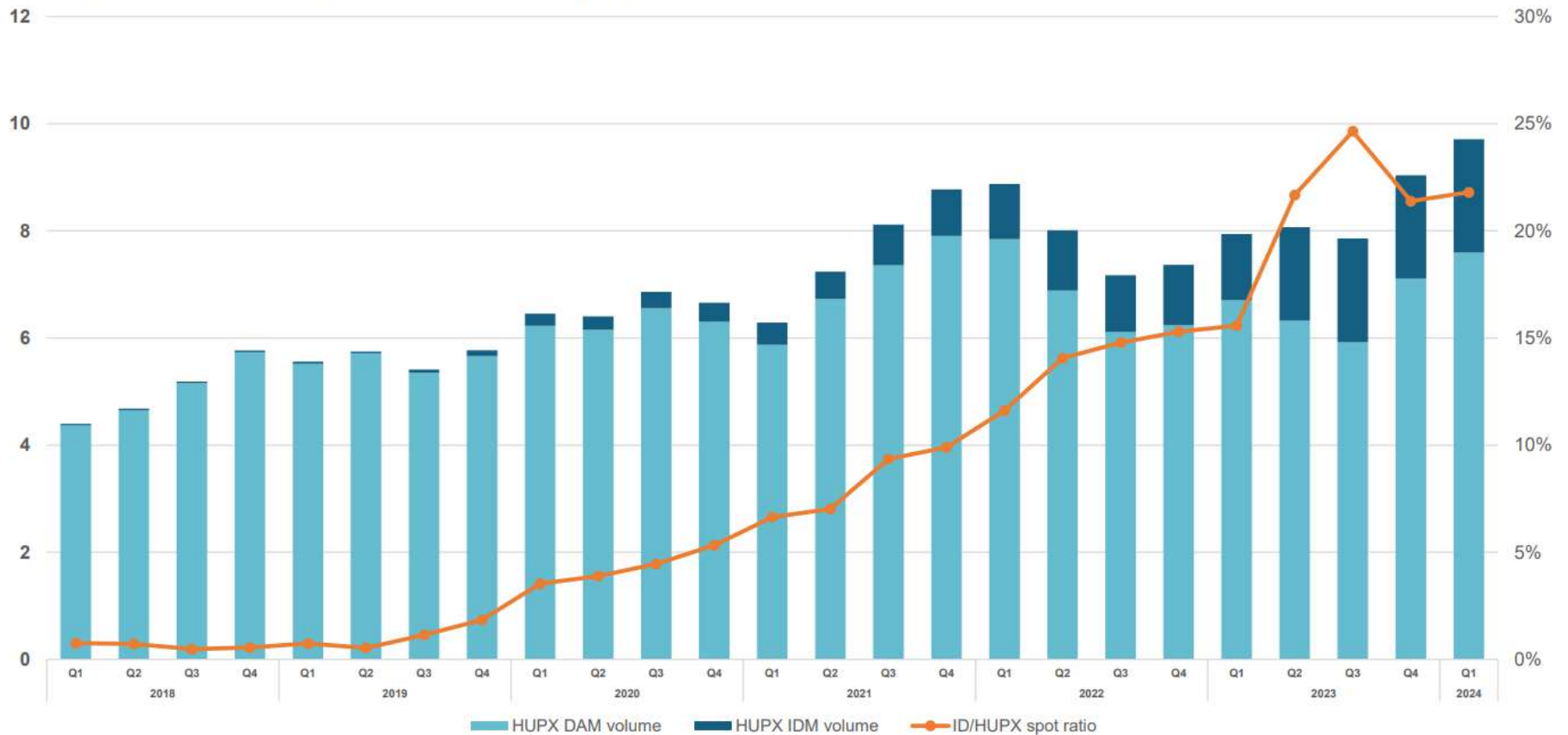


# Spot piacok Európában



# Intraday piac jelentősége növekszik

HUPX SPOT traded volume and the shift of focus [TWh]





# Szervezett villamosenergia-piac bemutatása

---

Részletszabályok a HUPX/HUDEX szabályzata alapján



# OTC és szervezett kereskedés

## OTC

- Tetszőleges termék
- Több platform
- Ismert partner
- Alacsonyabb tranzakciós díj

## Szervezett

- Standard termékek
  - Több időtáv: PhF, DAM, IDM
- Egy platform
- Tőzsde a partner
- Magasabb tranzakciós díj

# Másnapi (DAM) aukciós tőzsde működése

## A napi működés rendje

1. Ajánlatok gyűjtése
2. Klíring / ajánlatpárosítás
  - az elfogadott és elutasított ajánlatok
  - klíring ár meghatározása (MCP), amely áron az ügyleteket elszámolják
3. Kereskedett mennyiség (MCV) és MCP publikálása

## Ajánlattétel

- Jogosultak: a (tőzsdével) SZVEP-pel tagsági szerződést kötő piaci szereplők
- Mindig a rákövetkező (D+1) napra
- Az ajánlatokat az ajánlati könyv (order book) tartalmazza
- Ajánlatok termékekre vonatkoznak
  - Eladási (termelési) ajánlat: mennyiséget és minimum ár
  - Vételi (fogyasztási) ajánlat: mennyiség és maximum ár

# DAM aukciós tőzsde működése

Legegyszerűbb termék: DAM órás ajánlatok (hourly order, o index)

(IDA: 15 perces ajánlatok már indulástól, DAM 2025/26-tól 15 perces is)

„Egyszerű, elemi ajánlat”

- Adott órára (Pl. H01: 0:00-1:00) és adott mennyiségre vonatkozik ( $q_o$ )
- Két típusa van: lépcsős és lineáris órás ajánlat
- Lépcsős ajánlatok (stepwise hourly order)
  - Egy árat tartalmaz ( $p_o$ )
    - Eladás esetén (vétél esetén értelemszerűen fordítva)
      - Ha  $MCP > p_o \Rightarrow q_o$  mennyiség kerül eladásra
      - Ha  $MCP < p_o \Rightarrow$  nincs tranzakció
      - Ha  $MCP = p_o \Rightarrow 0 \leq q_a \leq q_o$  mennyiség kerül eladásra (más szabályoktól függ)
- Lineáris ajánlatok (linear hourly order)
  - Két árat tartalmaz ( $p_{o0}$  és  $p_{o1}$ )
    - Eladás esetén  $p_{o0} < p_{o1}$ , Vétel esetén  $p_{o0} > p_{o1}$ 
      - Ha  $MCP > p_{o1} \Rightarrow q_o$  mennyiség kerül eladásra
      - Ha  $MCP < p_{o1} \Rightarrow$  nincs tranzakció
      - Ha  $p_{o0} < MCP < p_{o1} \Rightarrow q = q_o(MCP - p_{o0}) / (p_{o1} - p_{o0})$  mennyiség kerül eladásra (lineárisan)

# Egyszerű tőzsde működése

Tag	Termék	$q_0$	$p_0$	$p_1$
F1	H01	-25	40	
F2	H01	-20	50	45
F3	H01	-40	35	25
K1	H01	-35	42	
K2	H01	-20	50	
T1	H01	30	45	
T2	H01	50	30	
T2	H01	20	30	40
K3	H01	10	38	
K2	H01	10	60	

- Példa
  - H01 (0:00-1:00 időszakra vonatkozó) termékre beadott ajánlatok
    - $Q < 0$ : vételi ajánlat
    - $Q > 0$ : eladási ajánlat
  - Lineáris és lépcsős ajánlatok
- F: felhasználó
- T: termelő
- K: kereskedő
- Egy szereplő akár több, ajánlatot is beadhat (pl. T2, K2)

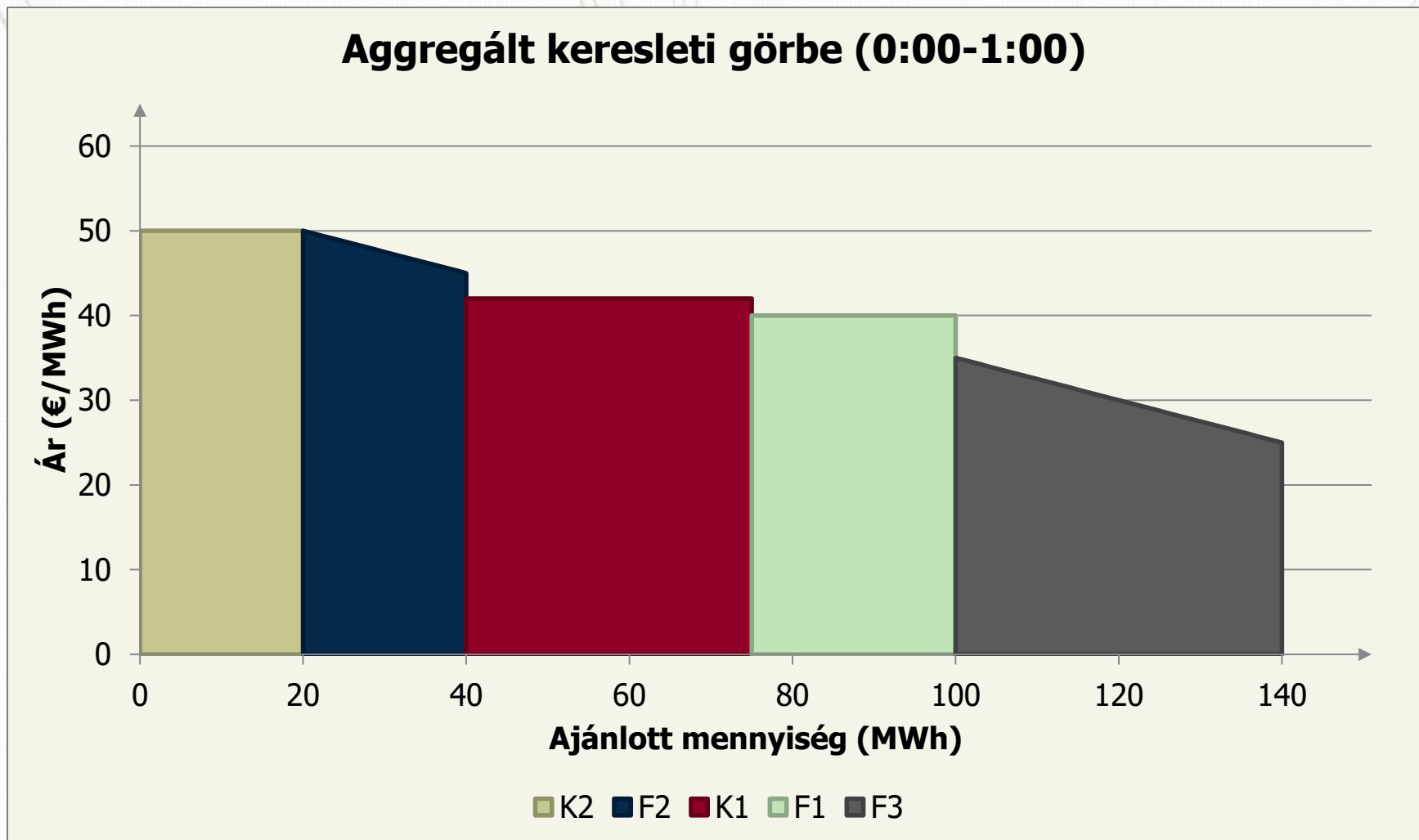
# Egyszerű tőzsde működése

- Klíring meghatározása
  - Aggregált vételi és eladási görbék
    - Az ár függvényében meghatározza a vételi / eladási mennyiséget
    - A két görbe metszéspontja kijelöli az MCP és MCV értékeket
  - Nettó export görbe
    - Az ár függvényében meghatározza a piac exportált/importált mennyiségét

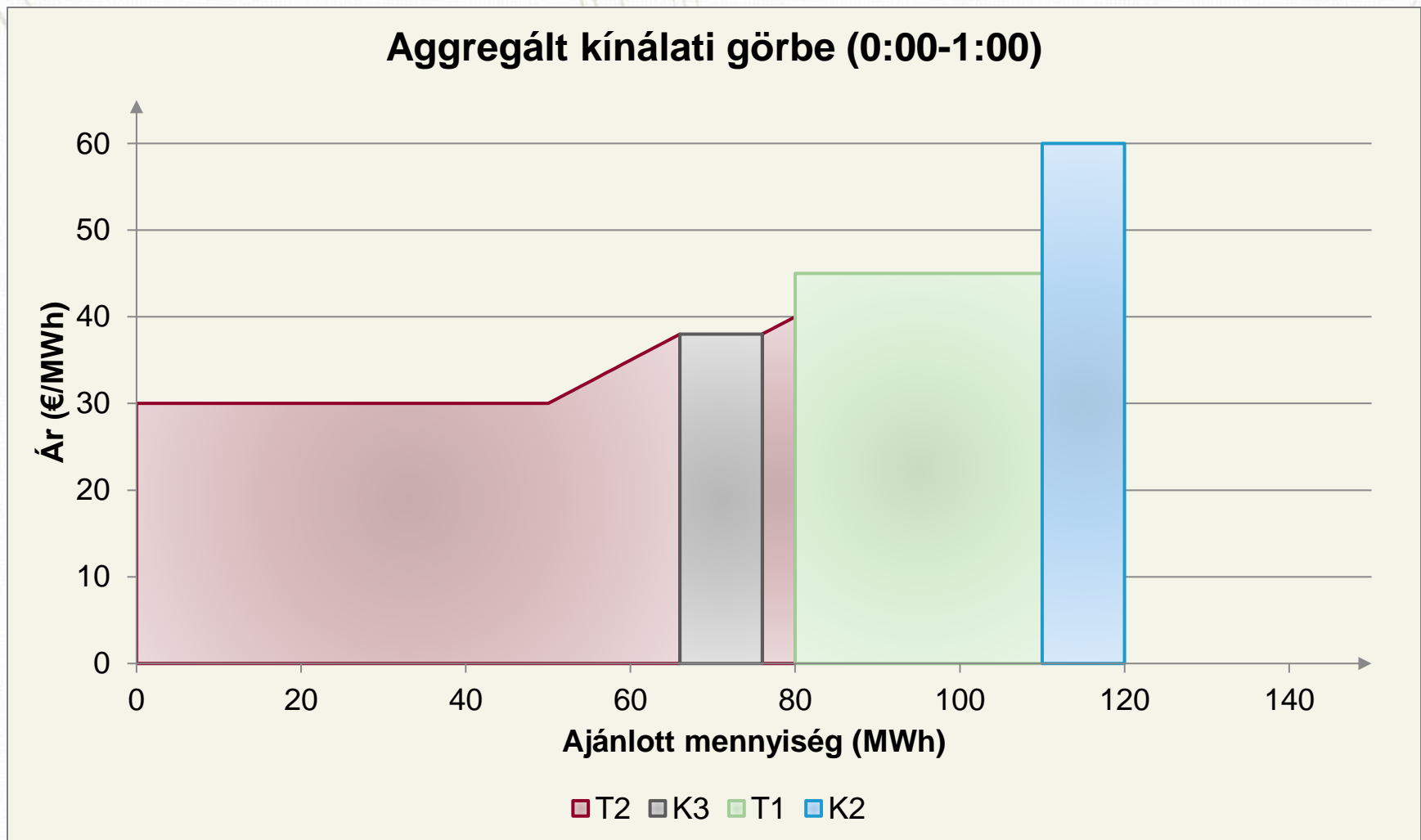
Tag	Termék	$q_o$	$p_{o0}$	$p_{o1}$
K2	H01	-20	50	
F2	H01	-20	50	45
K1	H01	-35	42	
F1	H01	-25	40	
F3	H01	-40	35	25

Tag	Termék	$q_o$	$p_{o0}$	$p_{o1}$
T2	H01	50	30	
T2	H01	20	30	40
K3	H01	10	38	
T1	H01	30	45	
K2	H01	10	60	

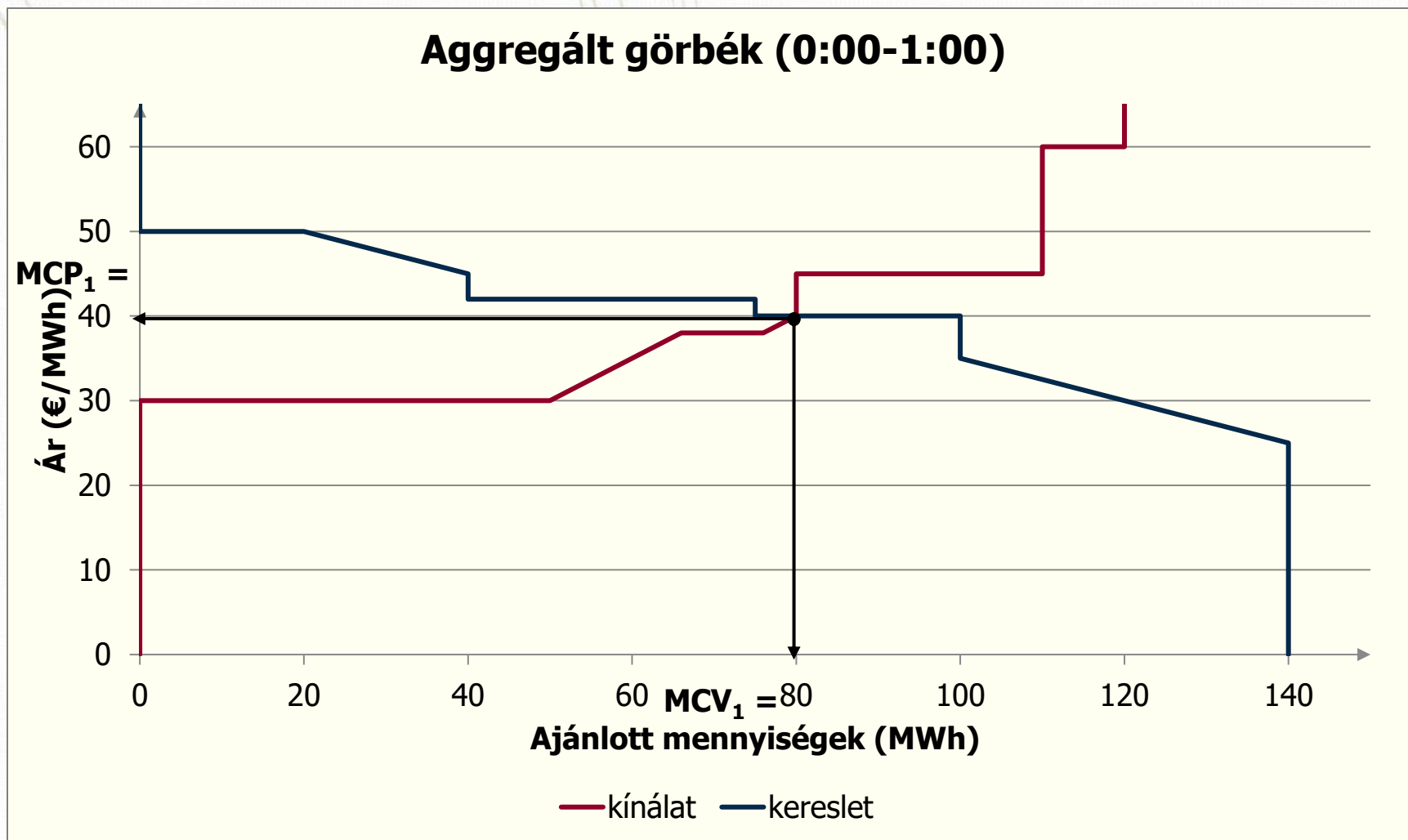
# Egyszerű tőzsde működése



# Egyszerű tőzsde működése



# Egyszerű tőzsde működése



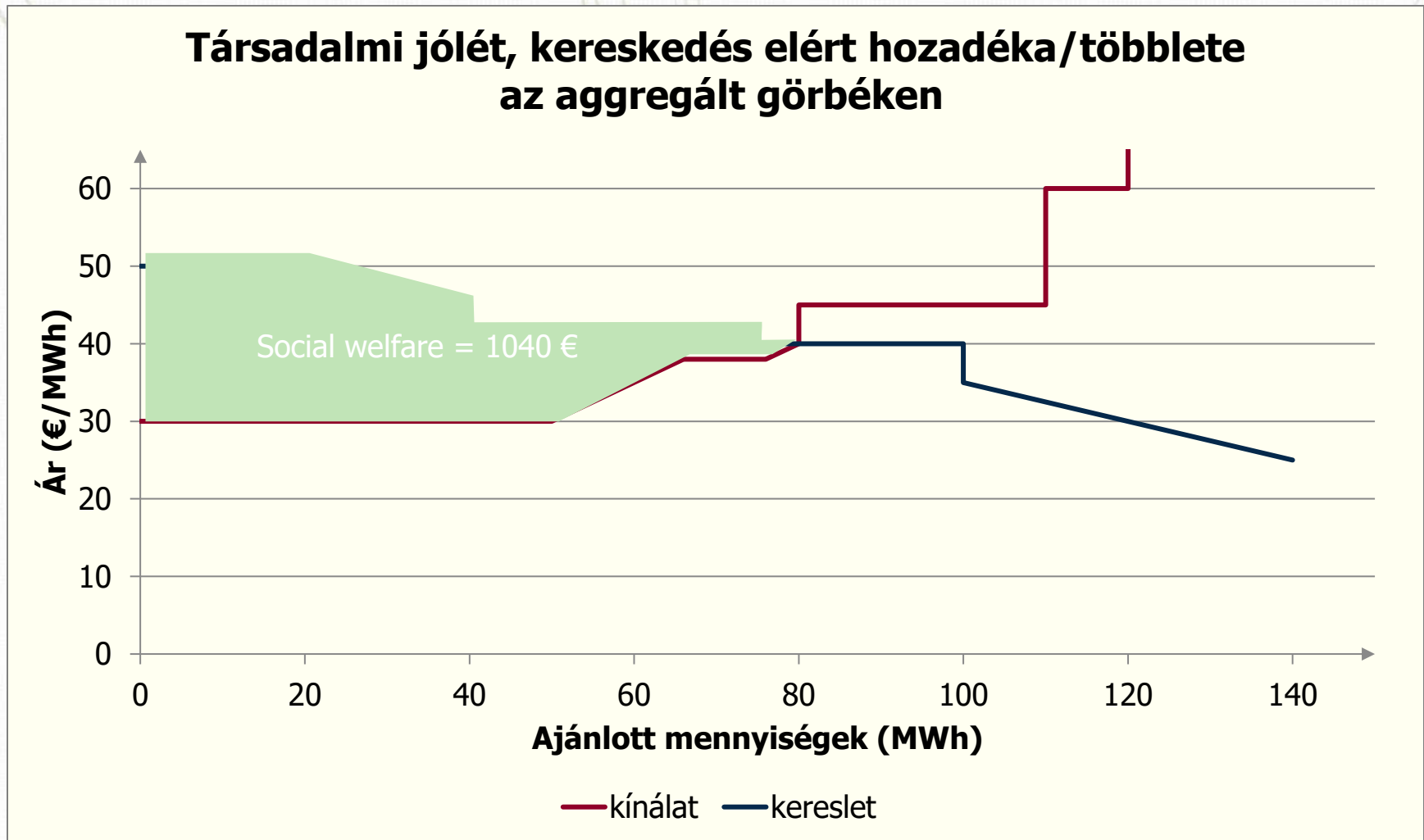


# Egyszerű tőzsde működése

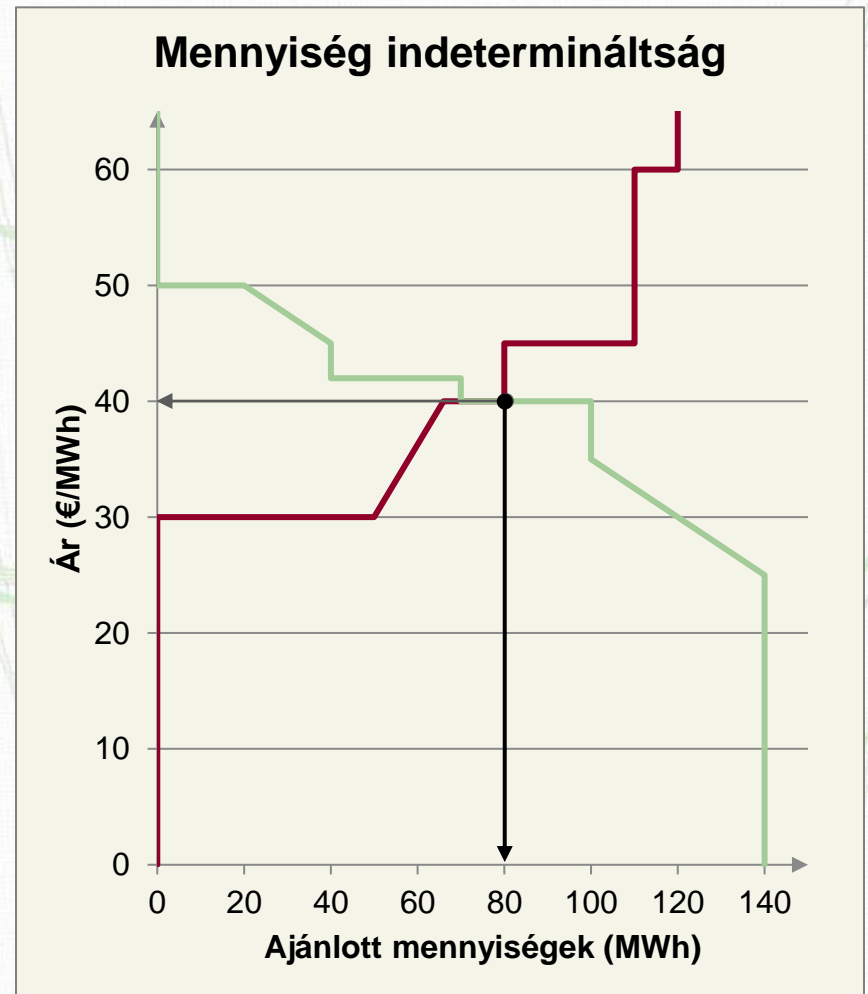
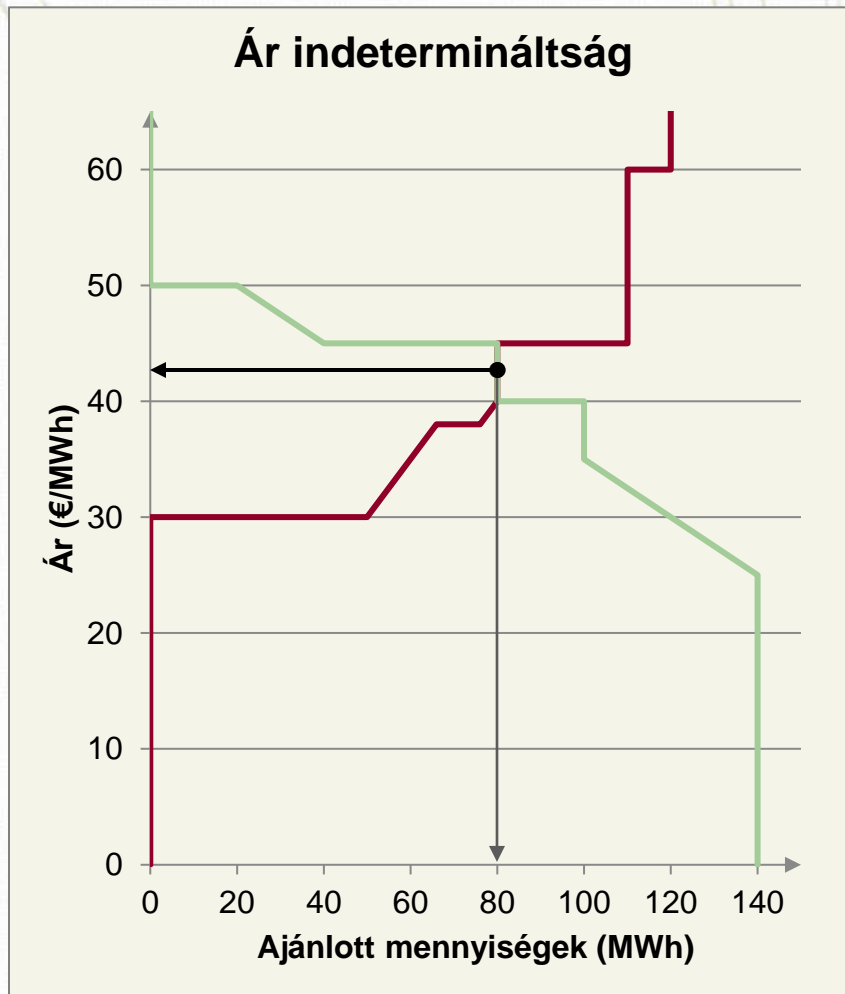
- A metszéspont meghatározza az ajánlatok sorsát:
  - Tőle balra: elfogadva
  - Tőle jobbra: elutasítva
  - Átala elválasztott: részlegesen elfogadva
- Így lesz az összes szereplő összes többlete („social welfare”) maximális
  - Nyereség: az ajánlott ár és az MCP különbségéből adódik:
    - $q_{alloc} |MCP_h - p_{o0}|$  (lépcsős esetén)
  - Az egyes szereplők nyeresége a diagramon területként jelenik meg.

Tag	$q_o$	$p_{o0}$	$p_{o1}$	$q_{alloc}$	sp.
F1	-25	40		-5	0
F2	-20	50	45	-20	150
F3	-40	35	25	0	0
K1	-35	42		-35	70
K2	-20	50		-20	200
T1	30	45		0	0
T2	50	30		50	500
T2	20	30	40	20	100
K3	10	38		10	20
K2	10	60		0	0
<b>Összesen</b>				<b>0</b>	<b>1040</b>

# Egyszerű tőzsde működése



# Egyszerű tőzsde működése

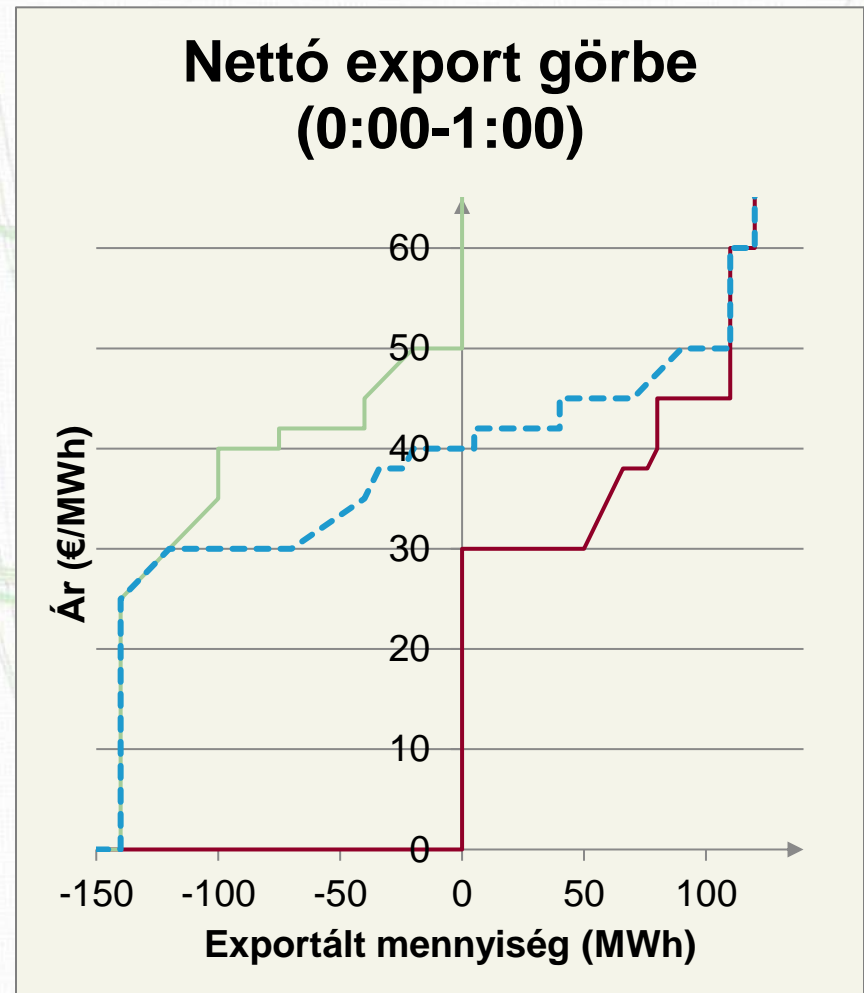


# Egyszerű tőzsde működése

- Nettó export görbe
  - Tengelyek
    - Vízszintesen a piac által exportált mennyiség (q)
    - Függőleges tengelyen az ár
  - Az MCP értéket a függőleges tengelyen vett metszéspont jelöli ki
    - MCV értéke nem olvasható le!

A görbe az aggregált görbék különbségeként megkapható:

- A kínálati görbéből adott árhoz tartozó mennyiségeiből kivonjuk a keresleti görbe ugyanazon mennyiségeit



# SZVP termékek, tőzsdék jellemzői

- Termékek:
  - „Órás” ajánlatok – egyszerű ajánlatok
    - Lépcsős/lineáris
    - Rugalmas órás ajánlat (flexible hourly order)
    - Hamarosan: 60 perces helyett 15 perces ajánlatok
  - Blokk ajánlatok – több időperiódusú ajánlatok
    - Fill-or-kill
    - Előre definiált, felhasználó által definiált (predefined, userdefined block)
    - Profil blokk (profile block order)
    - Láncolt blokk (linked block order)
    - Kizáró blokk
- + kiegészítő korlátok
  - Meredekség korlát nettó exportra (ramping flow)
  - Korlátozott terhelésváltoztatás (load gradient constraint)
  - Bevétel/Kiadás korlátozott (minimum income/maximum payment condition)
    - Menetrendezett leállítás (schedule stop constraint)

# SZVP termékek, tőzsdék jellemzői

## • Órás ajánlatok

- Rugalmas órás ajánlat: Az ajánlat nem egy konkrét órára vonatkozik (mint H01), hanem az a klíring során kerül meghatározásra.
  - Csak eladási ajánlatra engedélyezik.
  - A kiválasztásra kerülő óra lehet például  $\max(\text{MCP})$  alapján.

## • Blokk termékek

- Több órára összefüggően vonatkozóan határoz meg ajánlati mennyiséget és árat.
  - Előre definiált: A tőzsde szabályzatában definiált blokktermékekre lehet ajánlatot adni (pl. BASE : 0-24, PEAK : 9:16, NIGHT : 0-6, EVENING 19-21 ...)
  - Felhasználó által definiált: az ajánlattevő szabja meg a blokk óráit
- **Fill-or-kill:** a blokk elfogadása esetén minden órára teljes ajánlati mennyiséget el kell fogadni.
- **Profil blokk:** a felajánlott mennyiség az egyes órákban eltérő lehet.
  - Az ár átlagárat jelent, amit az érintett órákhoz tartozó, a felajánlott mennyiségekkel súlyozott MCP értékek átlagához kell viszonyítani.
- **Láncolt blokk:** egy blokkajánlat elfogadása a feltétele egy másik blokkajánlat elfogadásának.
  - Az összeláncolt blokkok hossza korlátozott (pl. maximum 5 prioritás szint)
- **Kizáró blokk:** több blokk halmazából pontosan egy fogadható el

# SZVP termékek, tőzsdék jellemzői

- Korlátok – egyes alaptermékekhez kapcsolható
  - Meredekség korlát: az allokált mennyiség adott egyik óráról másik órára történő megváltozását korlátozza egy vagy több hálózati elemen, vagy egy ajánlati zóna összegét tekintve.
  - Korlátozott terhelésváltoztatás (**gradient – LGC**): az elfogadott mennyiségek egyik óráról a másikkra történő megváltoztatását korlátozza.
    - Csak erőművek (eladási ajánlatok) esetén értelmezhető.
    - A korlátozás módja a változás mértékére vonatkozik.
  - Bevétel/Kiadás korlátozott (**minimum income condition - MIC**): az egységár helyett (vagy mellett) a szereplő teljes bevételét/kiadását korlátozza egy-egy ajánlat esetén.
    - + korlát: menetrendezett leállítás (**scheduled stop constraint - SSC**) – az elfogadott mennyiségek egyik óráról a másikkra történő hirtelen leállítását korlátozza.
      - Csak erőművek (eladási ajánlatok) esetén értelmezhető.
      - A korlátozás módja összetett.

# SZVP termékek, tőzsdék jellemzői

- HUPX
  - Termékek: Lineáris órás ajánlatok és blokktermékek
  - Nyelv: angol, Pénznem: €
  - DAM Minimum ár: -500 €/MWh Maximum ár: 4000 €/MWh
  - IDM/IDA ársapkék: -9999 €/MWh ... +9999 €/MWh
- Legkisebb kereskedett mennyiség: 0,1 MWh  
Publikált elszámoló ár (MCP) értékek kerekítése: 0,01 €/MWh  
(A kereskedelmi tranzakciók 0,01 €/MWh-ra **kerekített** áron folynak)

## Financial rounding (3 tizedes jegyről 2 tizedes jegyre):

A szokásos matematikai kerekítés statisztikailag torzít (1-4-re végződő számokat (4 lehetőség) lefelé, 5-9-re végződő számokat (5 lehetőség) felfelé)

A financial rounding alkalmazásakor a 5-re végződő számokat felfelé kerekítik, ha előtte páratlan szám áll (pl. 42,015 → 42,02) lefelé kerekítik, ha előtte páros szám áll (pl. 43,045 → 43,04)



# SZVP termékek, tőzsdék jellemzői

- Európai tőzsdék – lehet több is egy országban!
  - Ausztria: EXAA
  - Csehország: OTE, Szlovákia: OKTE
  - Bulgária: IBEX
  - Németország: EEX / EPEXSPOT
  - Hollandia-Belgium: APX-ENDEX
  - Olaszország: IPEX (GME)
  - Románia: OPCOM
  - Skandinávia: NORDPOOL
  - Spanyolország: OMEL
  - Portugália: OMIP

# SZVP helye a mérlegkör rendszerben

- A HUPX önálló, egyszemélyes mérlegkör köteles alakítani
- A HUPX-en kereskedő piaci szereplők (HUPX tagok) a saját mérlegkörükben maradnak
- Az elnyert ajánlatokra az adott órára a piaci szereplők menetrendi szerződéseket kötnek a HUPX, mint piaci szereplővel. Így a tőzsdei kereskedések a menetrendben a HUPX mérlegkörével kapcsolatos szállításként jelennek meg.
- Mivel a menetrendi szerződéseket a kiegyenlítő energia elszámolásban teljesítettként kell figyelembe venni, így a HUPX mérlegkörében nem keletkezik kiegyenlítő energia.

# Folyamatos szervezésű szervezett piac

---

Határidős és intraday piac

# Tartalom

- Bevezetés
- Termékek és ajánlatok
- A kereskedés menete
  - Kereskedési időszakok
  - Aukciók és ajánlatpárosítás
  - Elszámoló ár meghatározása
- Illusztráló példa

# Bevezetés

## Határidős termékek piaca

- Rövidítés: PhF
- Árat ad a jövőbeli leszállítású termékekre vonatkozóan
- 2011.09.01-től Magyarországon is HUPX PhF
- 2018.01.24: HUDEX (pénzügyi piac – MiFiD II. szabályozsá)
- Nevek:
  - Fizikai Teljesítésű Határidős Termékek (HUPX szabályzat)
  - Fizikai futures (HUPX honlap) / Physical futures
  - Derivatív piac (HUDEX)

## Napon belüli piac

- Rövidítés: IDM
- Árat ad negyedórákra vonatkozóan
- 2016.03.09-től Magyarországon is
- 2019 második felében XBID – határokon keresztül kereskedéssel

# Termékek és ajánlatok

---

# Termékek

- Időtartamra vonatkozóan több időtáv:
  - Napi (D), pl. 09-Sep-21
  - Heti (W), pl. W38-21
  - Havi (M), pl. May-12
  - Negyedéves (Q), pl. Q1-23
  - Éves (Y), pl. YR-22 vagy. CAL-22 (calendar year vs. gas year)
- Napi bontását tekintve két termék:
  - BASE: minden nap 0-24 (24 óra)
  - PEAK: hétköznap 9-20 (12 óra)

# Termékek


- Tétel nagyság: 1 MW többszöröse
  - 1 MW May-12 BASE ajánlat → 744MWh (31 nap, 24 óra)
  - 1 MW Oct-12 BASE ajánlat → 745MWh (31 nap, 24 óra, óraátállítás)
- A termékek lejárata:
  - Kereskedési naptár szerint
    - 2-3 munkanappal a szállítás kezdetét megelőzően
  - Ekkor kisebb időtartamú ajánlatokra bontják fel a még nyitott pozíciókat:
    - 1 Q4 ajánlat → 3 havi (Oct-Nov-Dec)
    - 1 Y ajánlat → 3 havi (Jan-Feb-Mar) + 3 negyedéves (Q2-Q3-Q4)




## HUDEX Trading Calendar - POWER Segment: 2021





	Q3-21															
	July					August					September					
<b>Monday</b>		5	12	19	26		2	9	16	23	30		6	13	20	27
<b>Tuesday</b>		6	13	20	27		3	10	17	24	31		7	14	21	28
<b>Wednesday</b>		7	14	21	28		4	11	18	25		1	8	15	22	29
<b>Thursday</b>	1	8	15	22	29		5	12	19	26		2	9	16	23	30
<b>Friday</b>	2	9	16	23	30		6	13	20	27		3	10	17	24	
<b>Saturday</b>	3	10	17	24	31		7	14	21	28		4	11	18	25	
<b>Sunday</b>	4	11	18	25	1	8	15	22	29		5	12	19	26		

 Last trading day of Year and Quarter contracts: takes place 3 Clearing House's business days before start of the delivery period

 Last trading day of Month contracts: takes place 2 Clearing House's business days before start of the delivery period

 Last trading day of Week contracts: takes place 2 Clearing House's business days before start of the delivery period; for more information please check the ISIN Codes file on hudex.hu

 Last trading day of Weekend contracts: takes place 1 Clearing House's business day before start of the delivery period; for more information please check the ISIN Codes file on hudex.hu

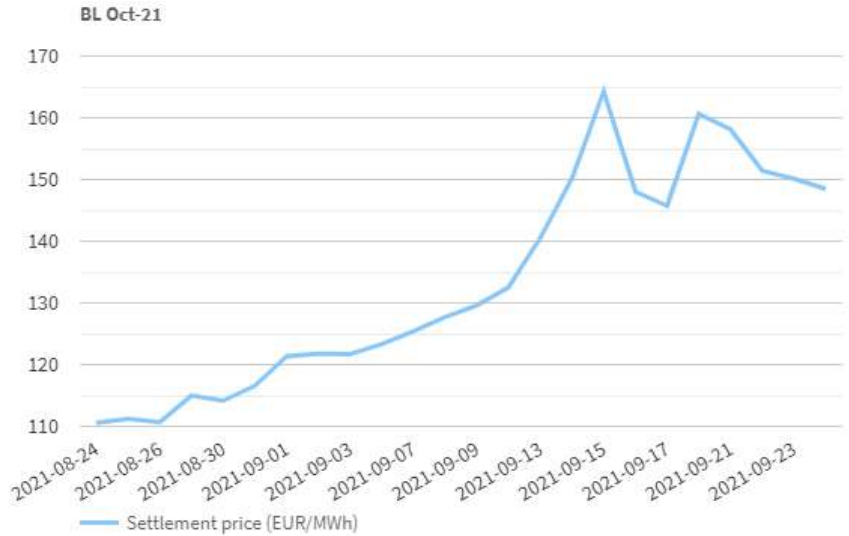
 Last trading day of Day contracts: takes place 1 Clearing House's business day before start of the delivery period; for more information please check the ISIN Codes file on hudex.hu

 HUDEX closed for business (according to TARGET2)

⚡ Power
🔥 Natural gas

Trading day: 24.09.2021

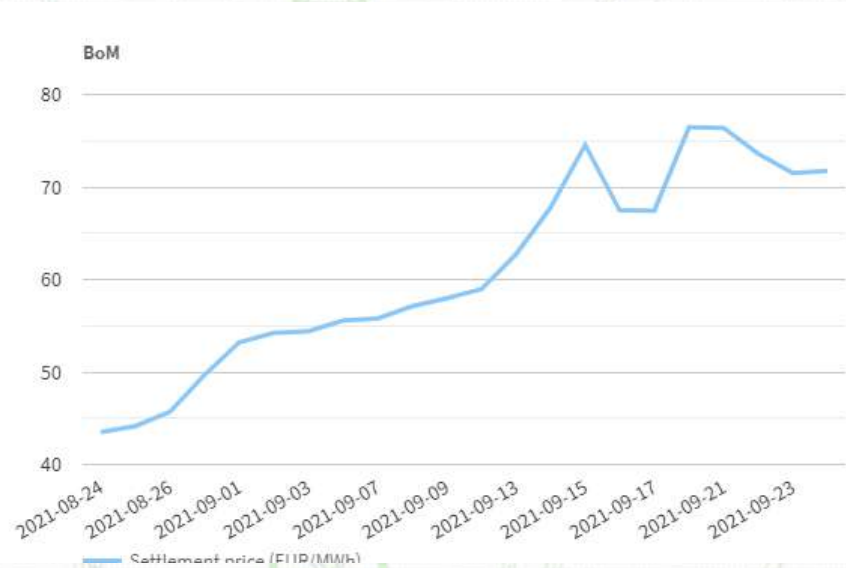
Contract	Settlement price (EUR/MWh)
BL Oct-21	148.47
BL Q4-21	157.78
BL YR-22	115.48



⚡ Power
🔥 Natural gas

Trading day: 24.09.2021

Contract	Settlement price (EUR/MWh)
BoM 28 Sep-21	71.75
Oct-21	67.98
Nov-21	67.04
Dec-21	60.93
Q4-21	65.30
Q1-22	61.66
Q2-22	41.91
Q3-22	37.00
Winter-21	63.50
Summer-22	39.44
Winter-22	36.45
Y-2022	41.96
Y-2023	30.62



# Ajánlatok

- A HUPX tagok (kereskedők) ajánlatokat adnak a termékekre.
  - Ellentétben a másnapi piaccal, a határidős piacon folyamatos kereskedés zajlik.
  - Az ajánlatok jellege hasonló, de vannak speciális jellemzőik is.
- Az ajánlatok lényegi tartalma
  - Termék
  - Vétel/eladás
  - Mennyiség, Ár
  - Lejárat
  - Típus: határozott / visszatartott
  - Esetleg speciális megkötések: fill-and-kill, iceberg

# Ajánlatok jellemzői

- Termék: M/Q/Y, BASE/PEAK
- Vétel/eladás
- Mennyiség:
  - 1 MW téteknagyság felbontással
- Limitár:
  - 0,01 €/MWh felbontással
- Lejárat
  - Törlésig
  - Napig
  - Dátumig
  - Kereskedési szakasz végéig

# Ajánlatok jellemzői

- Típus:
  - Határozott: látható, kereskedhető, figyelembe veszik
  - Visszatartott: átmenetileg inaktívált
- Esetleg speciális megkötések:
  - Fill-and-kill

Ameddig az árak korlátai engedik, a mennyiséget feltölti az ellentétes irányú ajánlatok mennyiségeivel, a maradékot törli. (Példa később)

**Megjegyzés: nem összekeverendő a másnapi piac fill-OR-kill fogalmával!**
  - Iceberg

Részben rejtett ajánlatokat tartalmaz. A publikus ajánlat lekötése után a rejtett ajánlatok meghatározott része aktiválódik és kereskedhető.

# A kereskedés menete

---

# Folyamatos kereskedés

## Kereskedési szakaszok

1. Nyitás előtti szakasz (8:50-9:00)
2. Nyílt szakasz (9:00-16:00)
3. Zárás előtti szakasz (16:00-16:14/16)
4. Záró szakasz (16:14/16-16:16)
5. Zárt szakasz (16:16-9:00)

Lehetséges még Leállított szakasz is, ez a HUDEX beavatkozását teszi lehetővé a szükséges esetekben.

- Az egyes szakaszokban a kereskedés jellege más-más.
  - Nyílt szakasz: folyamatos kereskedés
  - Nyitás előtti / zárás előtti szakasz: a nyitást/zárást készíti elő
  - Zárt szakasz: nincs kereskedés.

# Kereskedési szakaszok

## **A nyitás előtti és zárás előtti szakasz:**

- A kereskedés indulását és lezárását segíti elő
- Ajánlatpárosítás nem történik, csak ajánlat gyűjtés
  - A nyitás előtti szakaszban az ajánlatok rejtettek.
  - A zárás előtti szakaszban az ajánlatok publikusak, ezért a zárás tényleges időpontja véletlenszerű.
- A szakasz végén aukció
  - Egységes ár kerül meghatározásra (nyitó és záró ár)
  - A párosított ajánlatok ezen az áron kereskednek.
- Aukció módja
  - 4 lépésben: minél több kötési mennyiség elérése, de egyértelmű ár meghatározása. (Részletek lásd a szabályzatban.)
  - Rejtett ajánlatokat nem veszik figyelembe.



# Kereskedési szakaszok

## Nyílt szakasz

- Folyamatos kereskedés
- Ajánlatok folyamatosan beadhatók/módosíthatók:
  - vételi ajánlat ára kisebb legyen mint a legjobb eladási ajánlat ára
  - eladási ajánlat ára nagyobb legyen mint a legjobb vételi ajánlat ára
- Ügyletkötés:
  - Mennyiségre
  - Árra
  - Saját ajánlat módosításával
- Párosítási sorrend
  1. Limitár alapján
  2. Ajánlattételi időpontja alapján (FIFO)

# Elszámolóár meghatározása

A határidős piacot jellemző árak:

- Nyitó ár: nyitás előtti aukción kialakuló ár
- Záró ár: zárás előtti aukción kialakuló ár
- Legjobb vételi ár, Legjobb eladási ár
  
- Referenciaár:
  - Alapértelmezésben a záró ár
  - Ha nincs, akkor a nyitott szakasz súlyozott átlaga...
  - Ha nem volt kereskedés, akkor további módszerek...
  
- Elszámolóár
  - Alapértelmezésben a referenciaár, ha:
    - Arbitrázsmentes (pl. havi termékek átlagára kiadja a negyedéves termék árát)
    - Elfogadható, tekintettel az előző napi elszámolóárra és spot árakra
    - Reprezentatív
  - Egyébként további módszerek a pontosításra...

# Illusztráló példa

---

Tetszőleges termékre, pl. Jun-12 BASE

# Nyitás előtti szakasz: aukciós ajánlatpárosítás

Eladási ajánlatok  
„legalább ennyit kérek”

- 5MW @ 53,10 €/MWh
- 8MW @ 53,85 €/MWh
- 3MW @ 54,05 €/MWh

Vételi ajánlatok  
„max. ennyit fizetek”

- 4MW @ 53,35 €/MWh
- 2MW @ 53,20 €/MWh
- 5MW @ 52,95 €/MWh
- 10MW @ 51,05 €/MWh



# Nyitás előtti szakasz: aukciós ajánlatpárosítás

Eladási ajánlatok  
„legalább ennyit kérek”

- **5MW @ 53,10 €/MWh**
- 8MW @ 53,85 €/MWh
- 3MW @ 54,05 €/MWh

Vételi ajánlatok  
„max. ennyit fizetek”

- **4MW @ 53,35 €/MWh**
- **2MW @ 53,20 €/MWh**
- 5MW @ 52,95 €/MWh
- 10MW @ 51,05 €/MWh

- Az ajánlatok nem publikusak
- Aukció során 5 MW kerül párosításra
  - Jun-12 BASE esetén ez 720 óra, tehát 3600MWh
- A kialakuló nyitó ár: 53,20 €/MWh
  - A kereskedett mennyiséggel felszorozva: 191 520 €, tehát körülbelül ~86 millió Ft.

# Nyílt kereskedési szakasz

## Eladási ajánlatok

- 8MW @ 53,85 €/MWh
- 3MW @ 54,05 €/MWh

## Vételi ajánlatok

- 1MW @ 53,20 €/MWh
- 5MW @ 52,95 €/MWh
- 10MW @ 51,05 €/MWh

- Az ajánlatok publikussá válnak (anonimitás megőrzése mellett)
- Árak
  - Legjobb vételi ár: 53,20 €/MWh
  - Legjobb eladási ár: 53,85 €/MWh

# Nyílt kereskedési szakasz

## Eladási ajánlatok

- 8MW @ 53,85 €/MWh
- 3MW @ 54,05 €/MWh
- 5MW @ 53,50 €/MWh
- 2MW @ 54,20 €/MWh

## Vételi ajánlatok

- 1MW @ 53,20 €/MWh
- 5MW @ 52,95 €/MWh
- 10MW @ 51,05 €/MWh
- 3MW @ 53,00 €/MWh

- Kereskedők lehetőségei:
  - Új ajánlat beadása, vagy már beadott ajánlat módosítása
  - Már beadott ajánlat visszatartása, törlése

# Nyílt kereskedési szakasz

## Eladási ajánlatok

- 5MW @ 53,50 €/MWh
- 8MW @ 53,85 €/MWh
- 3MW @ 54,05 €/MWh
- 2MW @ 54,20 €/MWh
- **9MW @ 52,5 €/MWh**

- Ügyletkötési lehetőségek:
  - Ajánlat szerint meghatározott mennyiség kereskedése
  - **Fill-and-kill értelmezése**

## Vételi ajánlatok

- 3MW @ 53,00 €/MWh
- 5MW @ 52,95 €/MWh
- 10MW @ 51,05 €/MWh
- 1MW @ 53,20 €/MWh



# Nyílt kereskedési szakasz

## Eladási ajánlatok

- 5MW @ 53,50 €/MWh
- 8MW @ 53,85 €/MWh
- 3MW @ 54,05 €/MWh
- 2MW @ 54,20 €/MWh
- **4MW @ 52,5 €/MWh**

## Vételi ajánlatok

- 3MW @ 53,00 €/MWh
- 5MW @ 52,95 €/MWh
- 10MW @ 51,05 €/MWh
- 1MW @ 53,20 €/MWh

- Ügyletkötési lehetőségek:
  - Ajánlat szerint meghatározott mennyiség kereskedése
  - Fill-and-kill értelmezése
  - Kötési ár: 52,95€/MWh, illetve 53,00€/MWh

# Nyílt kereskedési szakasz

## Eladási ajánlatok

- 4MW @ 53,50 €/MWh
- 8MW @ 53,85 €/MWh
- 3MW @ 54,05 €/MWh
- 2MW @ 54,20 €/MWh

- Ügyletkötési lehetőségek:
  - Ajánlat párosítása
  - Kötési ár: 53,50€/MWh

## Vételi ajánlatok

- 10MW @ 51,05 €/MWh
- 1MW @ 53,50 €/MWh

# Zárás előtti szakasz

## Eladási ajánlatok

- 4MW @ 53,50 €/MWh
- 8MW @ 53,85 €/MWh
- 3MW @ 54,05 €/MWh
- 2MW @ 54,20 €/MWh

## Vételi ajánlatok

- 3MW @ 53,60€/MWh
- 5MW @ 53,00€/MWh
- 10MW @ 51,05 €/MWh

- Ajánlatok gyűjtése, de az ajánlatok publikusak
- Párosítás nem történik a zárásig
- A kialakuló záró ár: 53,50 €/MWh

# Záró szakasz

## Eladási ajánlatok

- 4MW @ 53,50 €/MWh
- 8MW @ 53,85 €/MWh
- 3MW @ 54,05 €/MWh
- 2MW @ 54,20 €/MWh

## Vételi ajánlatok

- 3MW @ 53,60€/MWh
- 5MW @ 53,00€/MWh
- 10MW @ 51,05 €/MWh



- Ajánlatok beadásra nincs lehetőség
- A bent lévő ajánlatokra megtörténik a párosítás
- A kialakuló záró ár: 53,50 €/MWh

# Elszámolóár meghatározása

- Árak az adott napon:
  - Nyitó ár: 53,20€/MWh
  - Záró ár: 53,50€/MWh
  - Legjobb vételi ár a nap végén: 53,00€/MWh
  - Legjobb eladási ár a nap végén: 53,50€/MWh
- Elszámolóár:
  - Megegyezik a záróárral
  - Ha nem lett volna párosítás a záró szakaszban, akkor a megkötött ügyletek súlyozott ára lett volna:

$$\frac{3 \cdot 53,00 + 5 \cdot 52,95 + 1 \cdot 53,50}{9} = 53,03$$

# Piac-összekapcsolások

---

Market coupling

# Piac-összekapcsolások bemutatása

- A szervezett villamosenergia-piacok összekapcsolásának céljai:
  - A verseny erősítése.
  - Az összes nyereség (total social welfare) növelése.
  - A liberalizált villamos-energia piac megteremtése.
- Az összekapcsolás során felmerülő problémák
  - A villamosenergia-rendszerek közötti szűkületek (congestion) kezelése
  - A különböző tőzsdei szabályok eltéréséből adódó különbségek kezelése.
- A SZVP összekapcsolás során megkülönböztetendő:
  - Árzóna (price zone): Egy SZVP alá tartozhat több árzóna.
  - Piacterület (market area): Egy SZVP teljes területe.

# Piac-összekapcsolások típusai

- **Összekapcsolás (coupling):** két piaci terület összekapcsolása.  
A tőzsdetagok implicit módon a másik tőzsde tagjaival is szerződést köthetnek. Így az olcsóbb (termelői jellegű) tőzsdéről a drágább (fogyasztói jellegű) tőzsdére áramlik a teljesítmény.  
A tőzsdék MCP ára csak abban az esetben térhet el, ha a tőzsdék közötti szűkület túlterhelődik. Ekkor a termelői jellegű tőzsdén alacsonyabb lesz az MCP értéke.
- **Megosztás (splitting):** egy piaci területen belül több árzóna szétválasztása.  
Egyes tőzsdéken a piaci területen belül is gyakran keletkezhet szűkület. Túlterhelés esetén a szűkületek mentén árzónákra bontják a piaci területet. Innét kezdve hasonlóan kezelik a problémát, mint piac-összekapcsolás esetén.



# Piac-összekapcsolások típusai

- Ár- / mennyiség-alapú összekapcsolás (price / volume coupling)  
A piac-összekapcsolás módját határozza meg. Ha a tőzsdék szabályai lehetővé teszik, akkor árösszekapcsolást alkalmaznak, de jelentősen eltérő szabályok esetén csak mennyiségi összekapcsolás lehetséges.
- Áralapú összekapcsolás: A tőzsdék egy, közös klíring algoritmust használnak. Az ajánlati könyvek teljes tartalmát átadják, s az algoritmus elvégzi a teljes klíringet.
- Mennyiségalapú összekapcsolás: A tőzsdék nettó export görbéje alapján előbb egy algoritmus meghatározza a piacok közötti áramlásokat, s ezeket árfüggetlen ajánlatként beadja az egyes tőzsdék ajánlati könyvébe. Ezután minden tőzsde elvégzi a saját klíringjét.
  - Tight / loose jelzővel írják le, hogy a mennyiségi összekapcsolás mennyire van közel az árösszekapcsoláshoz.
  - Eltérések: kerekítési szabályok, blokktermékek, min/max ár, pénznem...

**Mennyiségi elvileg már nincsen,  
de újra és újra fel akarjuk fedezni  
(pl. iteratív piac-összekapcsolási igény)**

# Piac-összekapcsolások típusai

- Áramlás és kapacitás alapú (ATC-based, flow-based)  
A szűkületkezelés módját határozza meg.
  - ATC-based: Minden egyes szűkületre, mindkét irányban, kellő biztonsági tartalékkal, figyelembe véve a korábbi aukciós ügyleteket és bilaterális szerződéseket meghatározásra kerül a maximum átvihető teljesítmény (ATC). A piacok közötti kereskedelmi szerződésekben áramló teljesítményt ezzel az ATC értékkel korlátozzák.
  - Flow-based: A piacok közötti kereskedelmi szerződések következtében a vezetékeken ténylegesen áramló teljesítményeket veszik figyelembe. Hálózatszámítást igényel, jóval bonyolultabb.
- Európai példák piac-összekapcsolásokra:
  - Németország-Franciaország-Belgium-Hollandia: árösszekapcsolás flow-based alapon
  - MRC: 15+ zóna ATC és ár alapú piacösszekapcsolásban
  - Skandinávia: piacmegosztás (egyetlen tőzsdén 4 ország 10+ zónája)

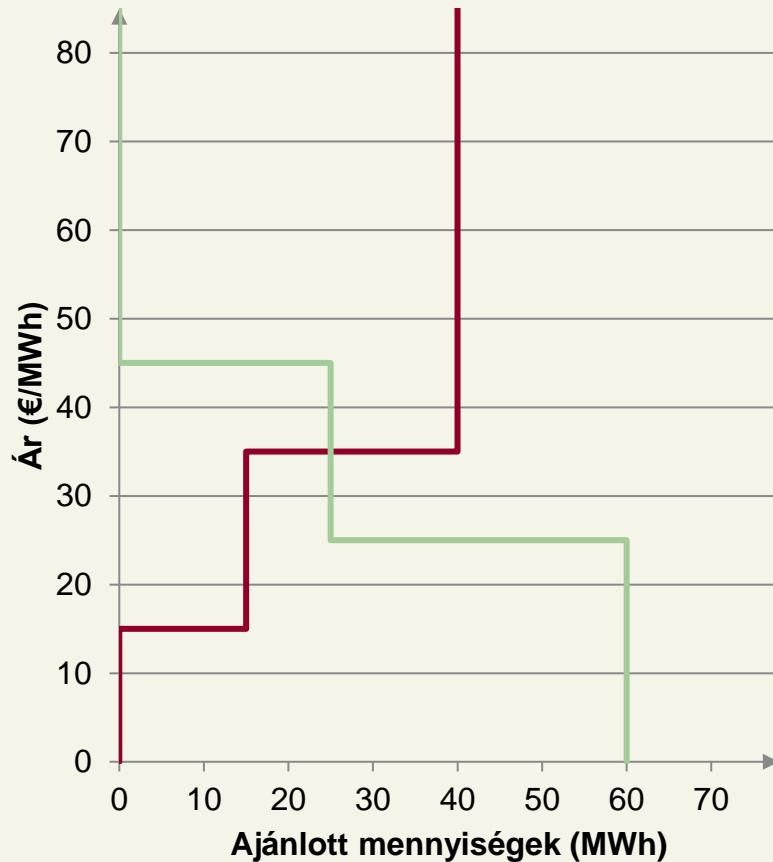
# Piac-összekapcsolás példa

- Két egyszerű piac
  - Csak lépcsős órás ajánlatok
  - Kapacitás alapú összekapcsolás
    1. Áralapú összekapcsolás
    2. Mennyiség alapú összekapcsolás

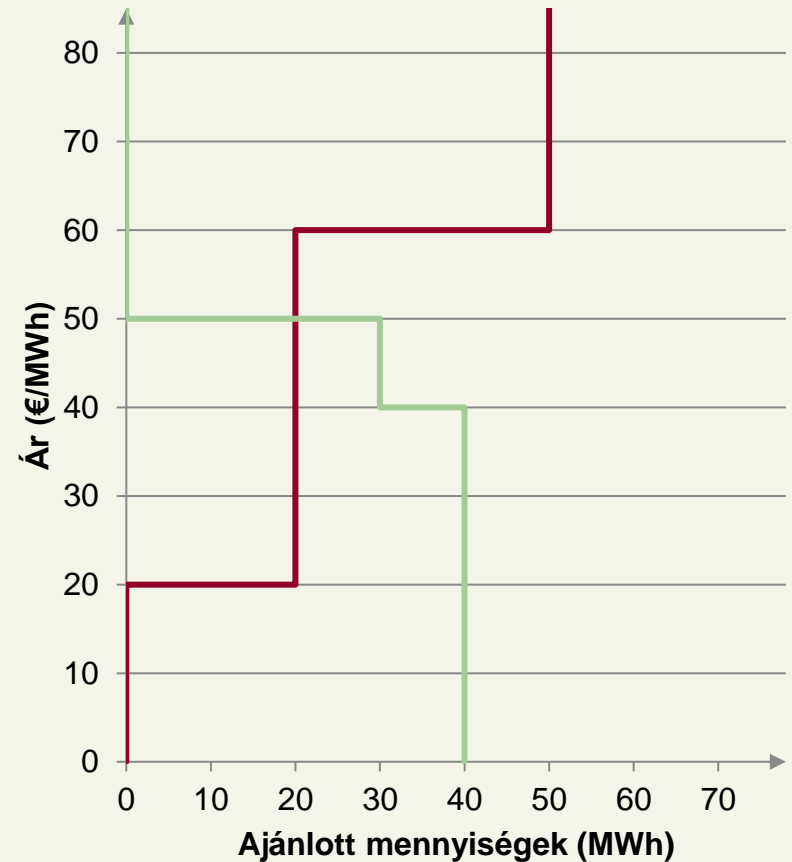
Piac A	$q_o$	$p_o$	Piac B	$q_o$	$p_o$
TA1	15	15	TB1	20	20
TA2	25	35	TB2	30	60
FA1	-25	45	FB1	-30	50
FA2	-35	25	FB2	-10	40

# Áralapú összekapcsolás

Aggregált görbe - Piac A



Aggregált görbe - Piac B



# Áralapú összekapcsolás

Klíring összekapcsolás nélkül:

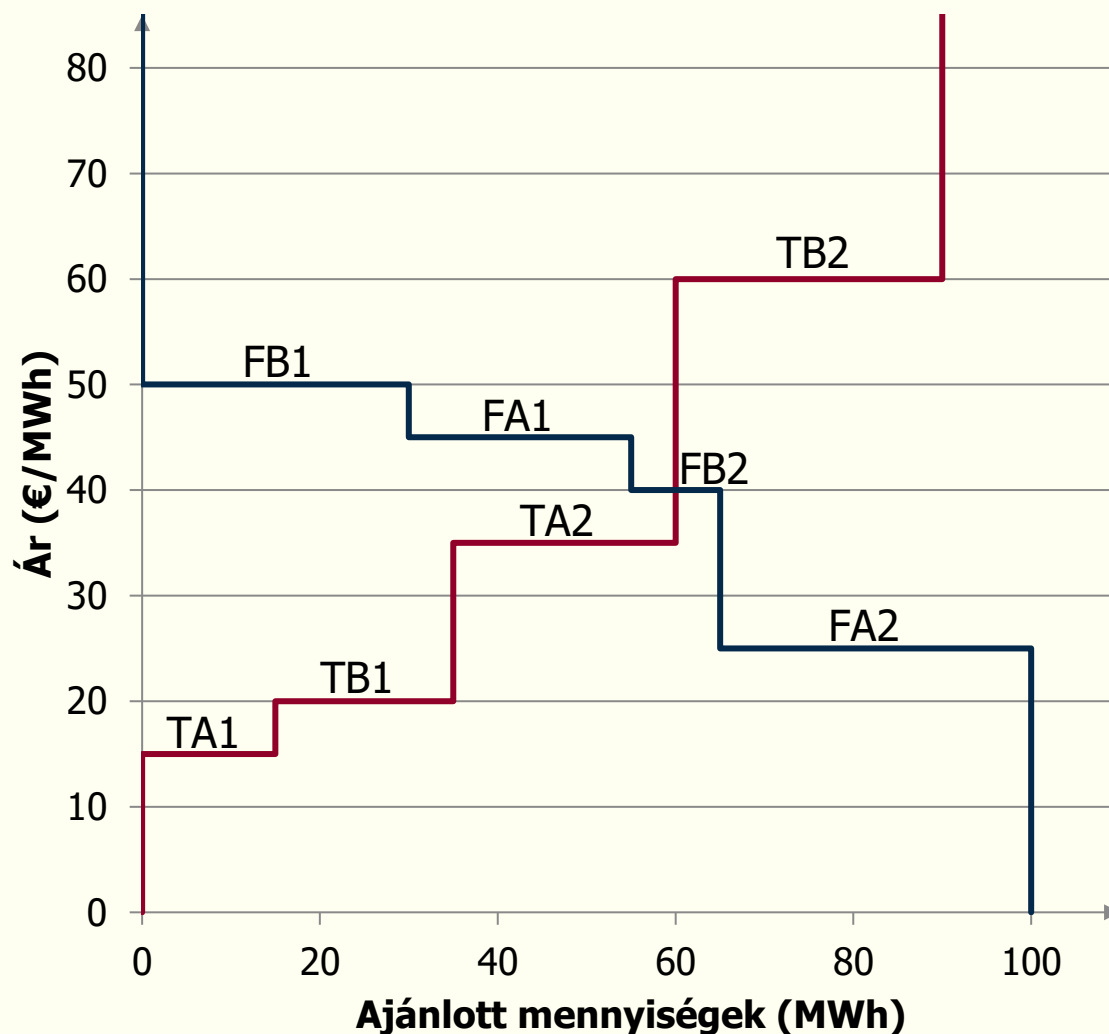
Piac A:	Piac B:
MCP = 35	MCP = 50
MCV = 25	MCV = 20
SW = 550	SW = 600

Közös aggregált görbéből a szűkület nélküli MCP és MCV meghatározható:

MCP = 40
MCV = 60
MCF = 15 (A→B) (market coupling flow)
SW = 1325

Az ajánlatokra alokált mennyiségek az ismertetett módon meghatározhatók.

## Közös aggregált görbe



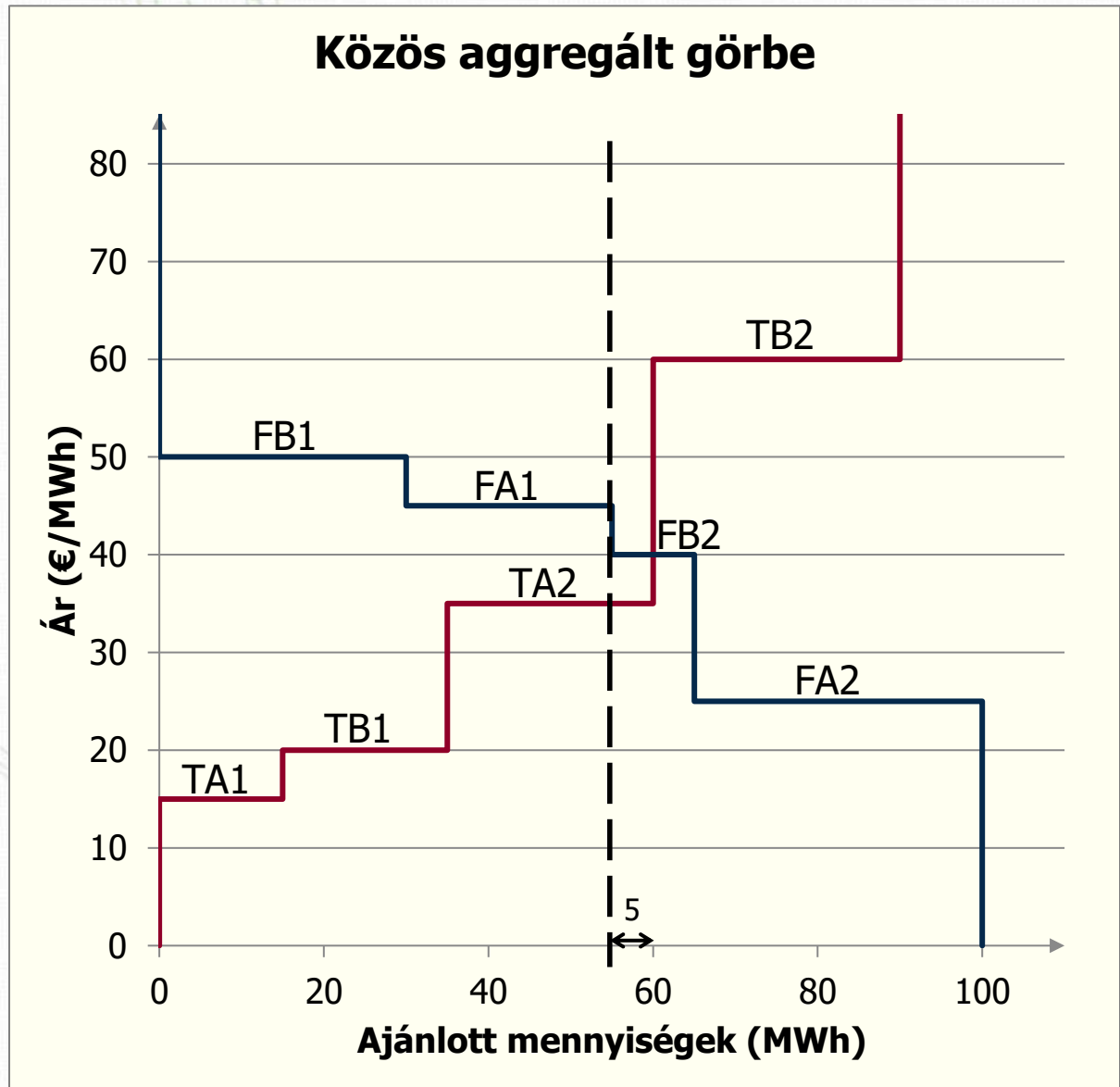
# Áralapú összekapcsolás

Legyen  $ATC = 10$  MW.  
 A korlátozás nélkül  $MCF=15$ , tehát 5 MWh-val kell csökkenteni az áramlást.

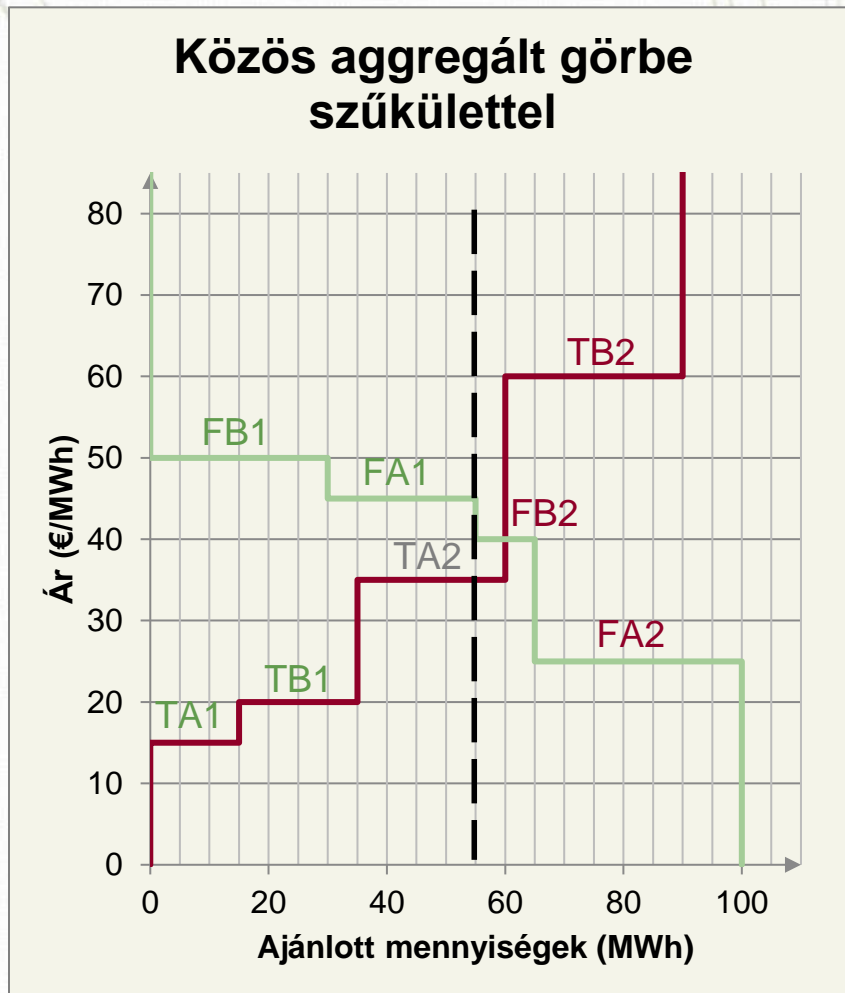
Így:  
 $MCV = 55$  (csökkent)  
 $MCF = 10$  (A→B)

Mennyi lesz  $MCP_A$ ,  $MCP_B$ ?  
 SW? Kapacitásdíj?

Figyelem! A szükséges mennyiséget az exportáló piac termeléséből és az importáló piac fogyasztásából kell levonni!



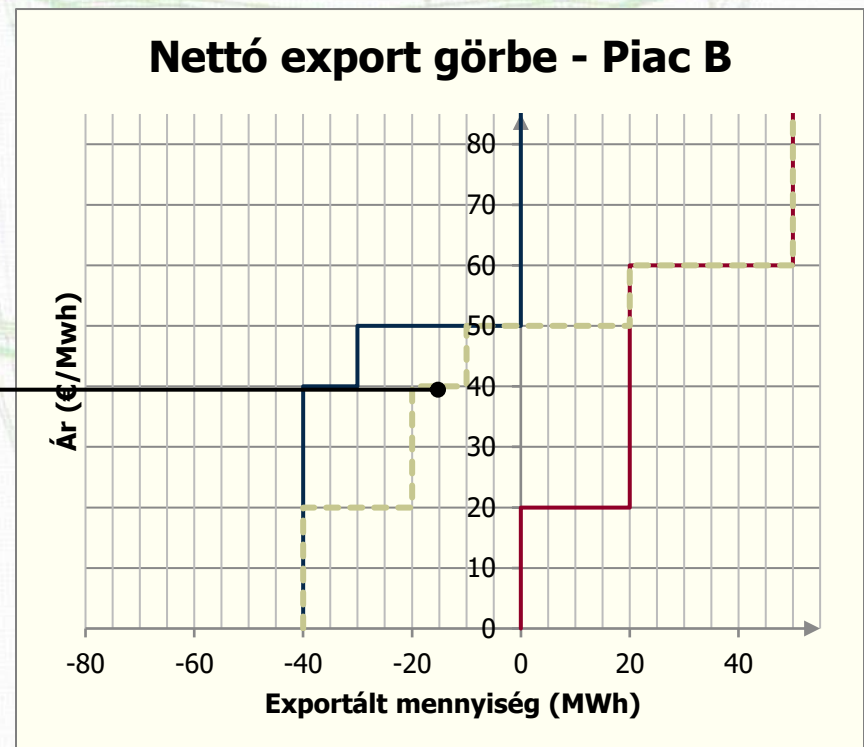
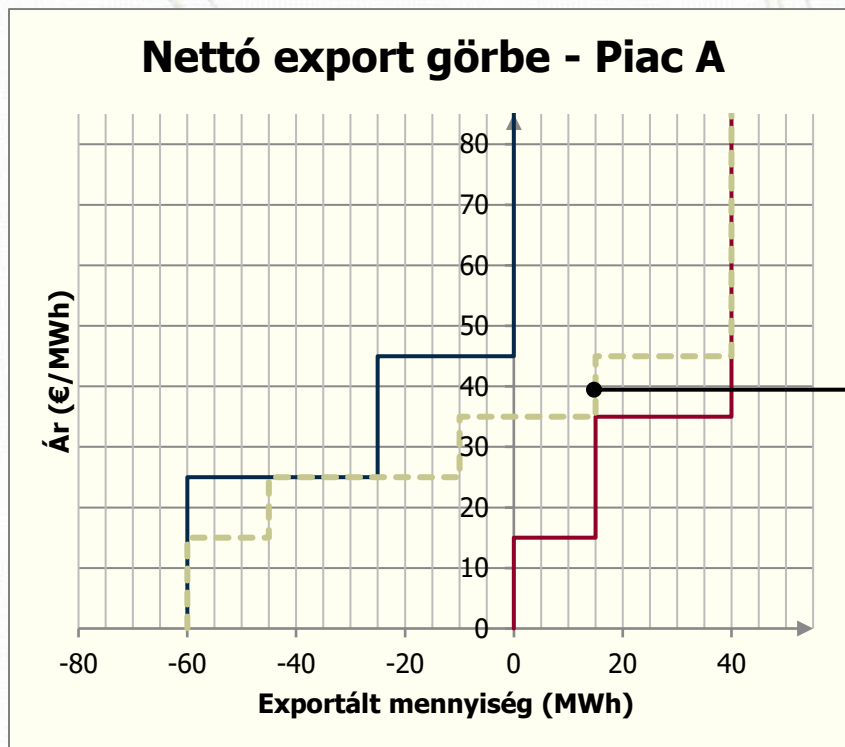
# Áralapú összekapcsolás



- Piac A:
  - TA2 (részl.)  $\rightarrow$   $MCP_A = 35 \text{ €/MWh}$
  - $Q_{\text{vétel}} = 25, Q_{\text{eladás}} = 15+20$   
 $(25 - 35) \cdot 35 = -350 \text{ € (hiány)}$
- Piac B:
  - TB1  $\rightarrow 20 < MCP_B$   
 FB1  $\rightarrow MCP_B < 50$   
 FB2  $\rightarrow MCP_B > 40$   
 $\rightarrow MCP_B = 45 \text{ €/MWh}$
  - $Q_{\text{vétel}} = 30, Q_{\text{elad}} = 20$   
 $(30 - 20) \cdot 45 = 450 \text{ € (plusz)}$
- ATC price, congestion revenue
  - $ATC_{\text{price}} = \Delta MCP = 10 \text{ €/MWh}$
  - Congestion revenue:  
 $MCF \cdot \Delta MCP = 100 \text{ €}$ 
    - Tőzsdék bevételéből fedezik, hálózatfejlesztésre fordítják
- $SW = 1300 \text{ €}$

# Mennyiségalapú összekapcsolás

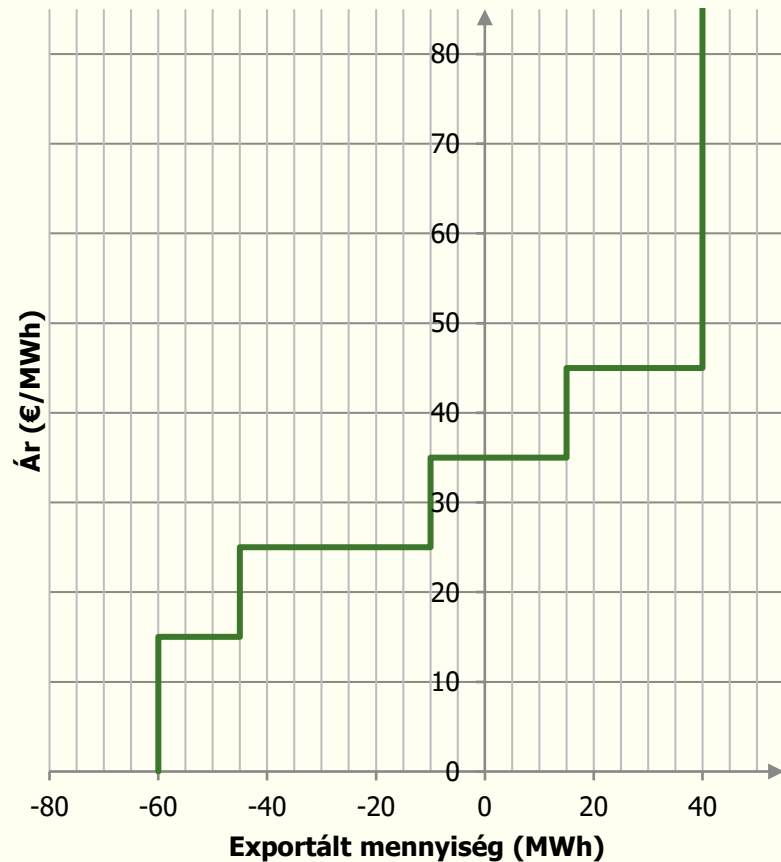
- Szűkület nélkül: Azon ár megkeresése, ahol az exportálások előjeles összege 0. (Több piac esetén is működik)
  - A görbékről leolvasható a piacok közötti áramlás. Ez kerül az egyes piacok ajánlati könyvébe export esetén min. árú eladási, import esetén max. árú veteli ajánlatként.



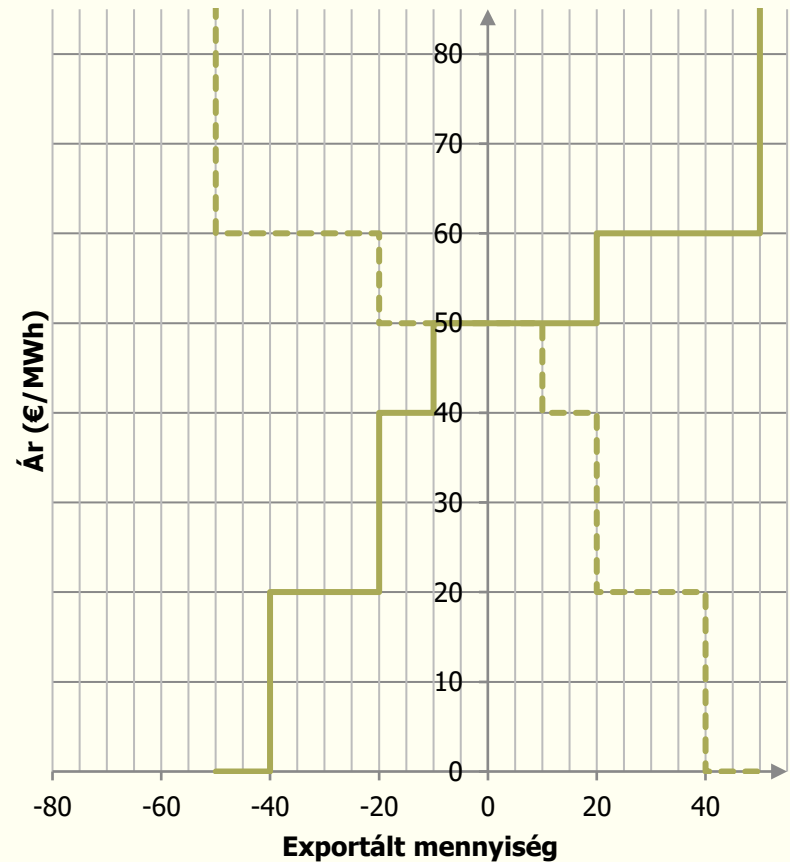


# Mennyiségá alapú összekapcsolás

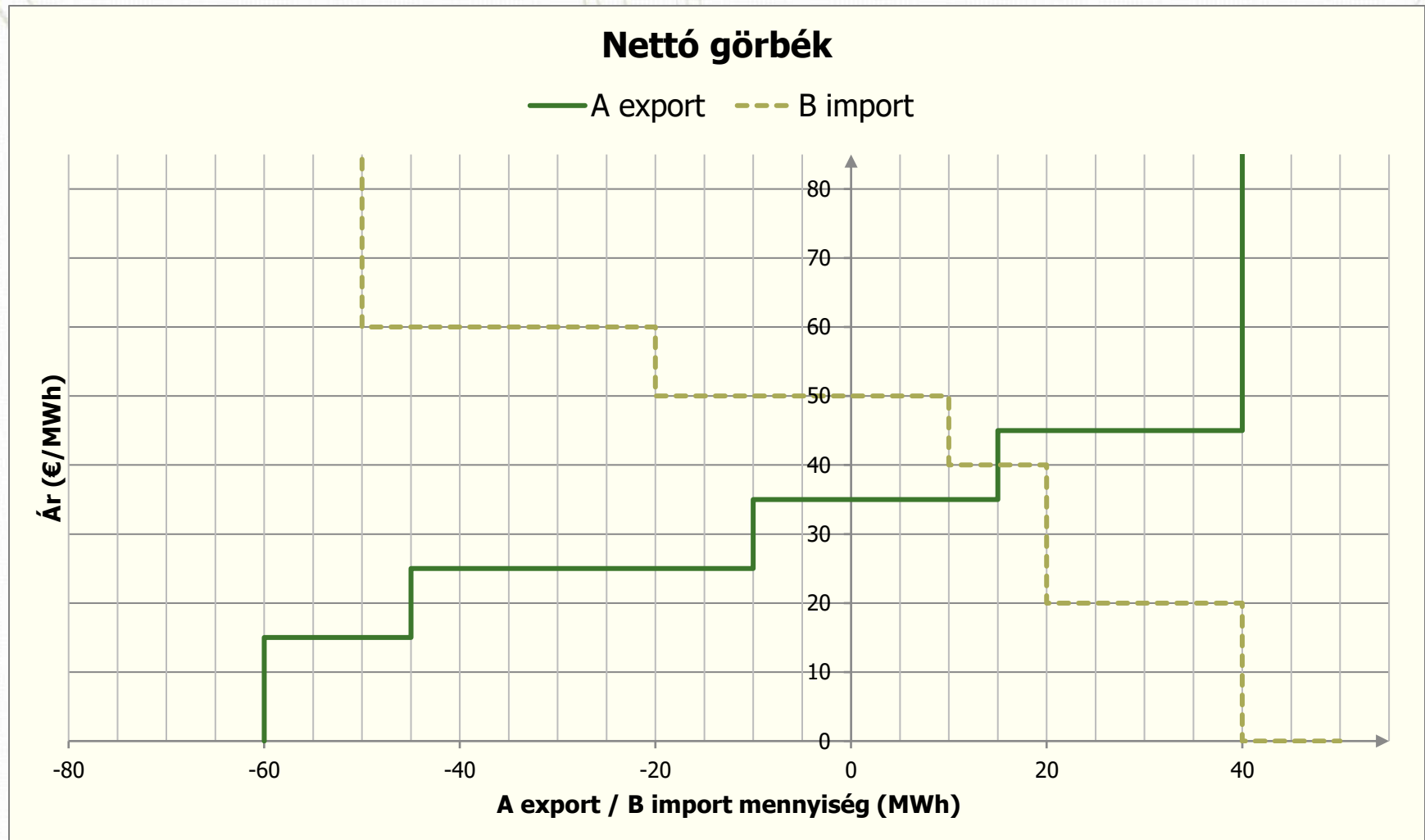
## Nettó export görbe - Piac A



## Nettó export görbe – Piac B

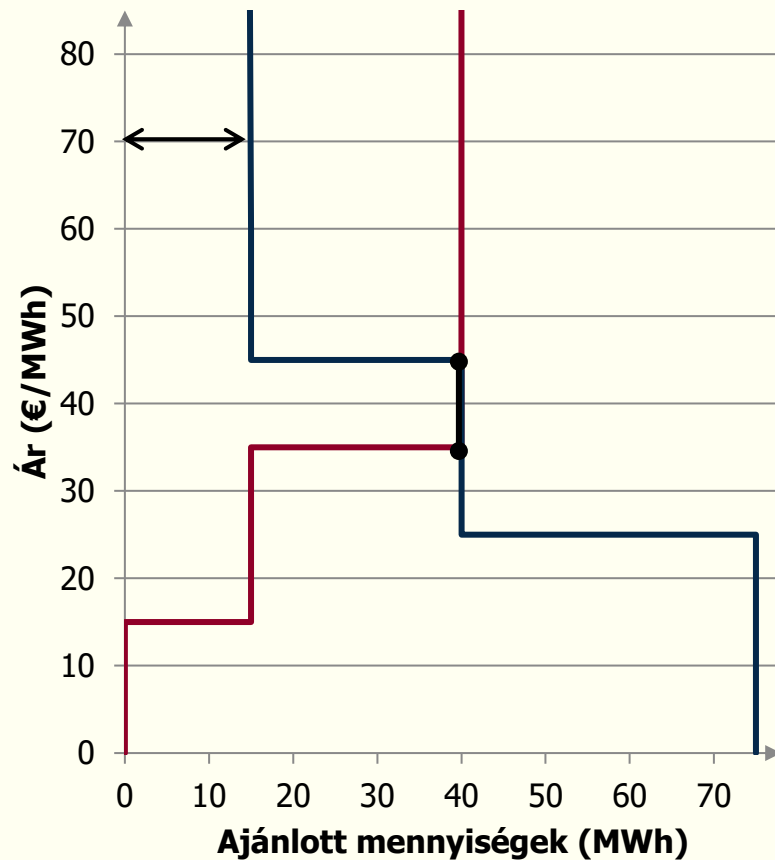


# Mennyiségá alapú összekapcsolás

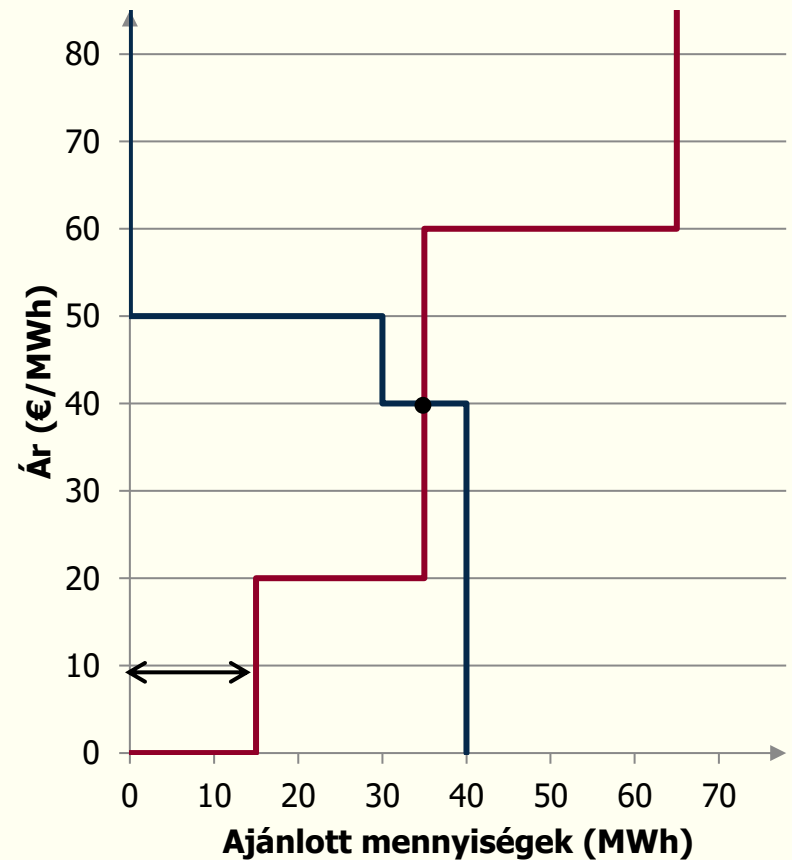


# Mennyiségalapú összekapcsolás

## Aggregált görbe - Piac A

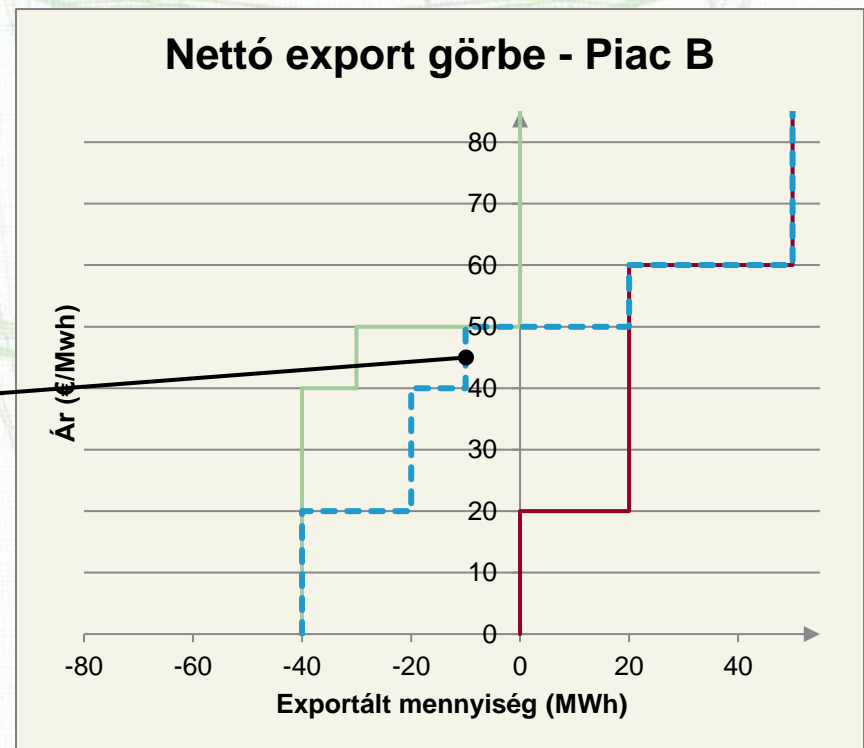
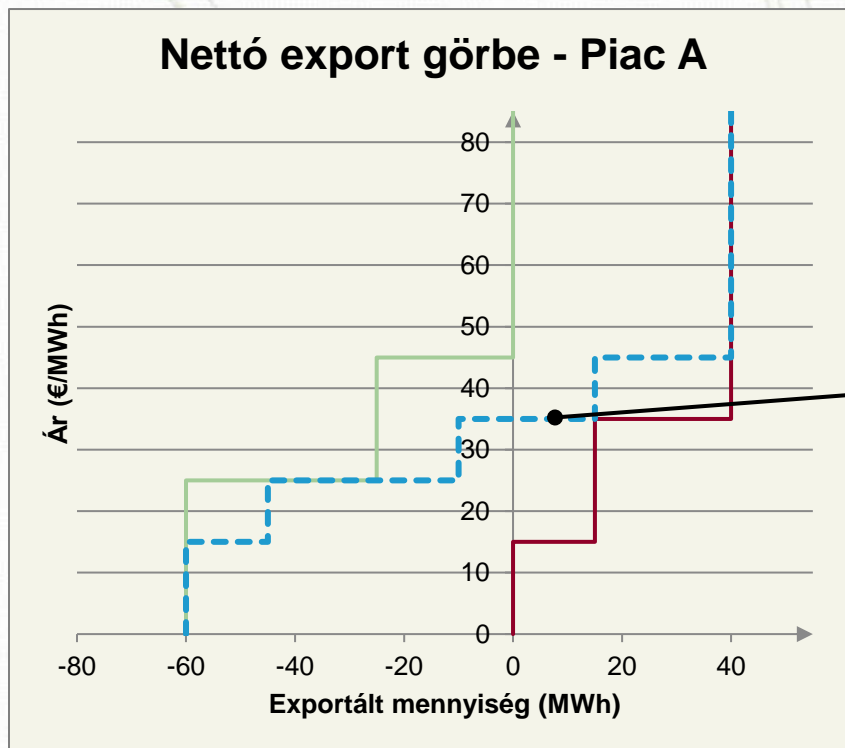


## Aggregált görbe - Piac B



# Mennyiségalapú összekapcsolás

- Szűkülettel: Azon ár megkeresése, ahol az exportálások előjeles összege 0, és nem nagyobb a meghatározott ATC-nél! (A magasabb árú piac importál!)
  - Legyen az ATC értéke 10 MW.
  - Több piac esetén nem egyértelmű!



# Mennyiségalapú összekapcsolás

- A központi algoritmus nem számol MCP értéket, ezt az piacok saját klíring algoritmusai határozza meg.
- Látható, hogy szűkület esetén az importáló piac (B) MCP értéke nagyobb lesz.
- Az import/export mennyiségért elszámolandó összeget meghatározza a tőzsdék számára.
  - Szűkület nélkül:  $MCF = 15$ , a Piac B görbéje 40-re korlátozta az árat. Piac B 600-at fizet Piac A-nak.
  - Szűkület esetén:  $MCF = 10$ , az Piac A görbéje 35-re korlátozta az árat. Piac B 350-et fizet Piac A-nak.
  - Elképzelhető olyan eset is, amikor egyik piac sem korlátoz, s az export/import több áron is kiegyenlíti egymást. Ebben az esetben az ár indetermináltság esetéhez hasonlóan kell eljárni.

# Összehasonlítás

	Piac A			Piac B				
	MCP	Elad	Vétel	MCP	Elad	Vétel	MCV	SW
Szeparált	35	25	25	50	20	20	25+20	550+600
Ár	40	40	25	40	20	35	60	1325
Ár (ATC!)	35	35	25	45	20	30	55	1300
Menny.	35-45	40	25	40	20	35	60	
Menny. (ATC!)	35	35	25	40-50	20	30	55	

- Az összekapcsolás növeli a social welfare értékét
- A szűkületek kialakulása csökkenti, de nagyobb, mint önállóan lenne
- A mennyiségi összekapcsolás nem határozza meg az árakat, a social welfare nehezen értelmezhető



# Rendszerszintű szolgáltatások

---

Típusai, a szabályozási tartalékok hierarchiája, tartalékbeszerzés

Villamosenergia-piac (BMEVIVEMA05)  
2024. szeptember 27.

Előadó: Sörös Péter Márk, tanársegéd  
*[sores.peter@vik.bme.hu](mailto:sores.peter@vik.bme.hu)*



# Tartalom

Melyek a rendszerszintű szolgáltatások?

- Black start szolgáltatás
- Feszültség-meddőteljesítmény szabályozás
- Szabályozási tartalékok (teljesítmény-frekvencia szabályozás)
  - Szabályozási hierarchia
  - ENTSO-E műszaki előírások (FCR, aFRR, mFRR, RR)

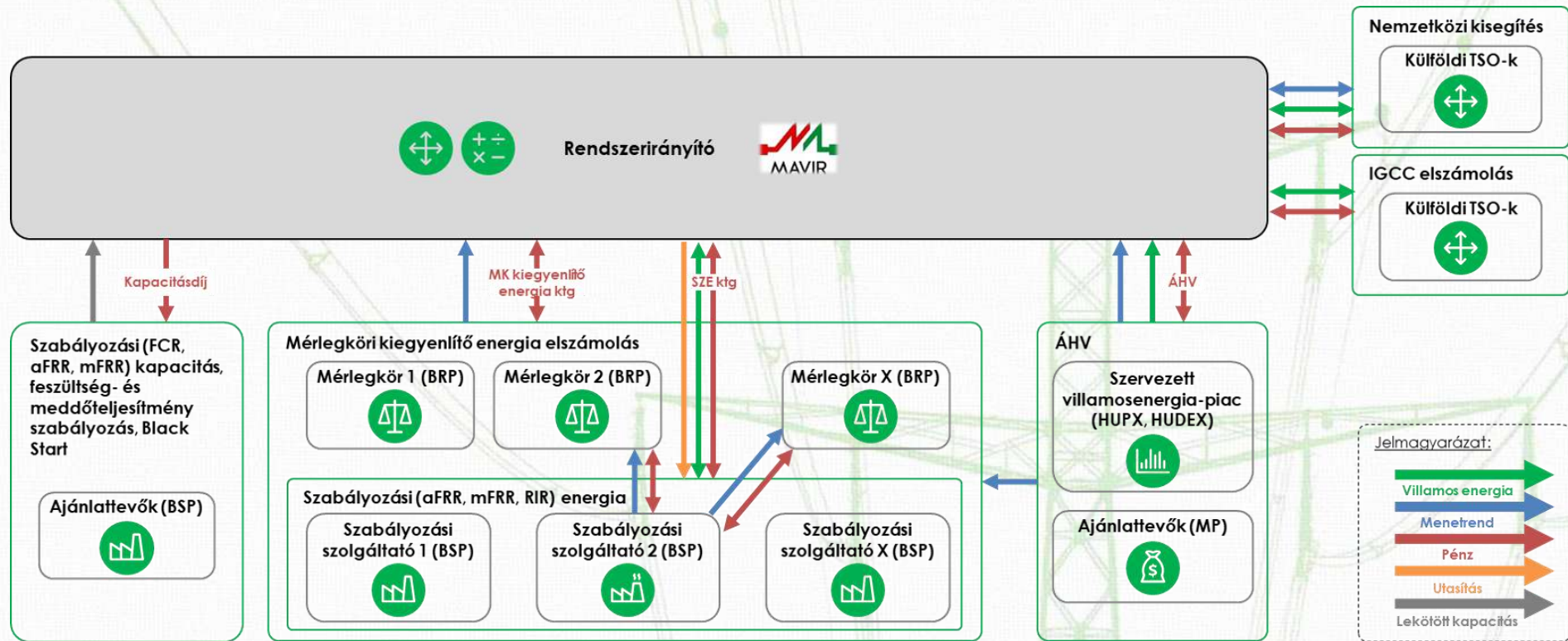
Szabályozási tartalékok beszerzése és igénybevétele

- Versenytárgyalás
- Tender (havi, napi)
- Napi tartalékpiac + napon belüli (órás) piac

Kitekintés: hazai VER szabályozhatósága, megújulók, stb.



# Piaci térkép – RSZ kapacitás és energia



# Rendszerszintű szolgáltatások (RSZ)

*„Az átviteli rendszerirányító a rendszer biztonsága és a minőségi ellátás érdekében kereskedelmi alapon a következő rendszerszintű szolgáltatásokat biztosítja:*

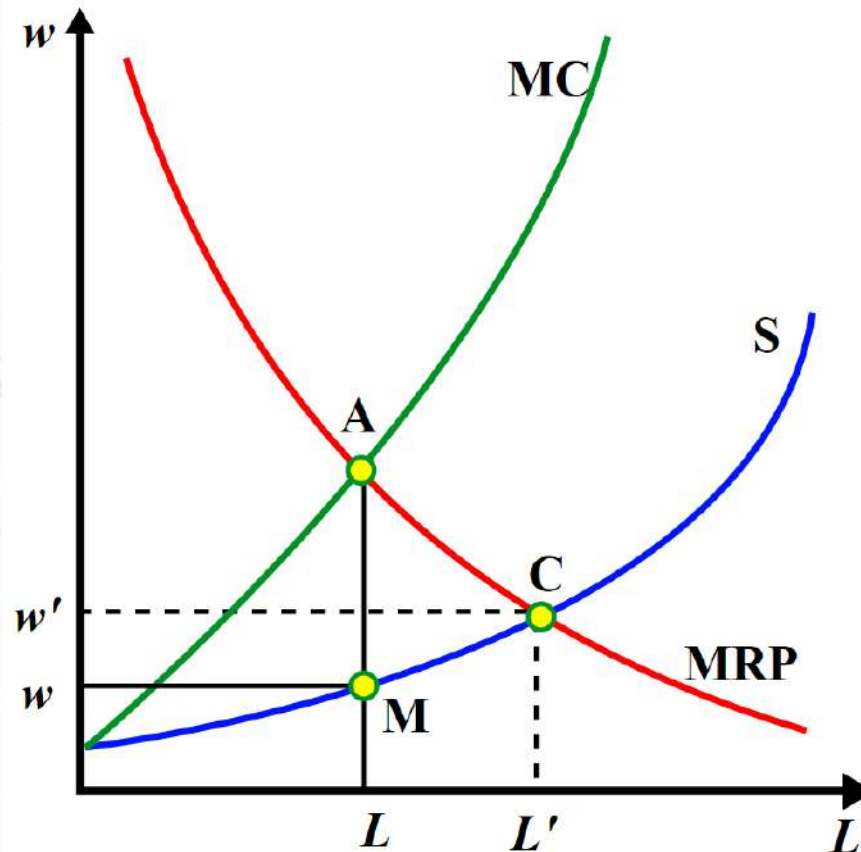
- i) Feszültség- és meddőteljesítmény szabályozás*
- ii) Üzembiztonsági szolgáltatások*
- iii) Kiegyenlítő szabályozás*
- iv) Hálózati átviteli keresztmetszetek, metszékek kezelése”*

(KSZ III./1. (a))

- RSZ a piacnyitással egyidős fogalom
  - Korábban: vertikálisan integrált vállalati modellben az RSZ a villamosenergia-szolgáltatás részét képezte
- RSZ: a szolgáltatás minőségi biztosításához szükséges
  - Elkülönítve a terméktől, a villamos energiától
- RSZ felelős: rendszerirányító (TSO)

# A rendszerszintű szolgáltatások piaca

- Egy vásárló (rendszerirányító) – monopson piac
- Eladókat (erőműveket) a törvény kötelezi a részvételre (VET 5.§)



# A rendszerszintű szolgáltatások piaca

- Egy vásárló (rendszerirányító) – monopson piac
- Eladókat (erőműveket) a törvény kötelezi a részvételre (VET 5.§)
  - Akkreditáció szükséges
  - A negyedéves beszerzési és versenytárgyalásra ajánlatadás szükséges
  - Napi ajánlatadás során **köteles** a még rendelkezésre álló kapacitását **felajánlani** (D-1 14:30-ig)

# A rendszerszintű szolgáltatások piaca

- Ki lehet eladó?
  - (Nagy)erőmű, ill. kiserőmű önállóan 5 MW felett
  - Szabályozási központ (VPP) – aggregátor, szumma min. 5MW
    - erőmű (>500 kW) +
    - fogyasztó +
    - tároló
  - *Új: fogyasztói részpiac, 2023Q4 – min. 1 MW mFRR képességgel*
- Térítések az erőművek (ill. szabályozási központok) felé:
  - Rendelkezésre állási díj [Ft/MW/h; Ft/Mvar/h]
  - Energiadíj [Ft/kWh]
- Térítések a MAVIR felé:
  - Büntetési tételek: (részbeni) nemteljesítés esetén
    - Térítés megtagadása vagy akár büntető tétel visszafizetése
    - Többletköltségek áthárítása

# MAVIR adatok forrásai

- <https://www.mavir.hu/web/mavir/rendszerszintu-tartalekok>

## Eredményhirdetés 2018 Q4 időszak

- [2018 Q4 szimmetrikus primer eredmény - 28 MW](#) (218 KByte)  
Közzététel dátuma: 2018. szeptember 19.
- [2018 Q4 tercier fel-irányú eredmény - 440 MW](#) (189 KByte)  
Közzététel dátuma: 2018. szeptember 12.
- [2018 Q4 szekunder fel-irányú eredmény - második 100 MW](#) (76 KByte)  
Közzététel dátuma: 2018. szeptember 5.
- [2018 Q4 szekunder fel-irányú eredmény - első 100 MW](#) (114 KByte)  
Közzététel dátuma: 2018. augusztus 29.
- [2018 Q4 szekunder le-irányú eredmény - második 100 MW](#) (118 KByte)  
Közzététel dátuma: 2018. augusztus 22.
- [2018 Q4 szekunder le-irányú eredmény - első 100 MW](#) (110 KByte)  
Közzététel dátuma: 2018. augusztus 15.

## Ajánlattételi Felhívás 2018. negyedik negyedévi időszakára vonatkozóan 2018. 10. 01. – 2018. 12. 31.

- [2018 Q4 Ajánlattételi Felhívás](#) (153 KByte)  
Közzététel dátuma: 2018. 07. 23.
- [VD mellékletek 2018 Q4](#) (1039 KByte)  
Közzététel dátuma: 2018. 07. 23

## Eredményhirdetés a feszültség és meddőteljesítmény szolgáltatásról, 2018.

[Eredményhirdetés 2018 UQ](#) (87 KByte)  
Közzététel dátuma: 2017.12.21.

## Eredményhirdetés black start szolgáltatásról, 2018.

[Eredményhirdetés 2018 BS](#) (94 KByte)  
Közzététel dátuma: 2017. december 20.

- i) Feszültség- és meddőteljesítmény szabályozás*
- ii) Üzembiztonsági szolgáltatások*
- iii) Kiegyenlítő szabályozás*
- iv) Hálózati átviteli keresztmetszetek, metszések kezelése"*

# I. Feszültség- és meddőteljesítmény szabályozás

---

Termékek leírása

Beszerezési módszerek

Igénybevétel és elszámolás

# Termék leírása

- Feszültség szabályozás
  - Gyűjtősínek előírt feszültségen tartása
  - Meddőteljesítmény-szabályozásra van szükség
  - Csúcs és völgyidőszakban egyaránt fontos – ellenkező előjellel!
- Beavatkozási eszközök – TSO saját
  - Söntfojtók (nyelők)
  - Átviteli hálózati transzformátorok fokozatléptetése (Q eloszlás)
- Beavatkozási eszközök – beszerzett (UQ termék)
  - **Erőművek (piaci alapú Q termelők/nyelők)**
    - A rendszerirányítóval szerződést kötő erőműveknek követnie kell a rendszerirányító utasításait



# Beszerezési módszer

- **Éves** beszerzés
- A rendszerirányító megkeresi az erőműveket  
= ajánlattételi felhívást tesz
- Az erőművek ajánlatokat kötelesek adni:
  - Elnyelési képesség (max. 20 Mvar)
  - Rendelkezésre állási díj - RÁ [Ft/Mvar/nap]
  - Mértékadó napok (éves min./max. terhelésű napok)
- A rendszerirányító kiválasztott ajánlatok alapján szerződést köt

[Beszerezés Eljárási Dokumentáció](#) (BED)

# Eredmény, 2014-ra

## 2. Feszültség- és meddőteljesítmény szabályozás beszerzése

Ajánlattevő	<b>2014</b>
	Rendelkezésre állási díj
	[Ft/MVAr/nap]
MVM Partner ZRt.	5 000
	4 000
	9 000
Dunamenti Erőmű Zrt.	9 500
E.ON Global Commodities SE	4 345

# Eredmény, 2023-ra

## Feszültség és meddőteljesítmény szabályozás beszerzése

Szabályozási egység	Rendelkezésre állási ár (Ft/Mvar/nap)
-	11 400
-	11 400
-	11 300
-	11 300
-	11 300
-	11 300
-	11 300
-	11 300
-	11 300
-	11 300
-	11 300
-	11 400
-	11 400
-	11 400
-	11 400
-	11 300
-	11 300
-	11 300
-	11 300

# Igénybevétel és elszámolás

- A **rendszerirányító utasítása** alapján történik az igénybevétel
- Térítés: csak rendelkezésre állási díj

$$RD = \sum_m RA_m RQ_m M_m$$

$RA_m$ : a rendelkezésre állási díj az  $m$ -ik napon [Ft/Mvar/nap]

$RQ_m$ : a szerződésben vállalt mennyiség [Mvar]

$M_m$ : a rendelkezésre állás napi minősítése (sikeres/összes órák aránya)

- A rendszerhasználati díj biztosítja a forrását  
(nem a kiegyenlítő energia!)

- i) Feszültség- és meddőteljesítmény szabályozás*
- ii) Üzembiztonsági szolgáltatások**
- iii) Kiegyenlítő szabályozás*
- iv) Hálózati átviteli keresztmetszetek, metszések kezelése”*

# Üzembiztonsági szolgáltatások

---

## Black start szolgáltatás

(Üzemzavari tartalék → megszünt,  
beolvasztva a standard tercier (mFRR) tartalékba)

# Black start szolgáltatás

- Teljes rendszerleállítás esetén
  - Az erőművek üzeméhez is kell működő VER!
- Black start képesség
  - Külső feszültség nélkül el tud indulni
  - Képes a rendszer-helyreállítás kiindulópontjaként szolgálni
    - Önálló feszültség és frekvenciatartó képesség
- Szerződés:
  - Egyedi szerződés, amely akár több évre is szólhat

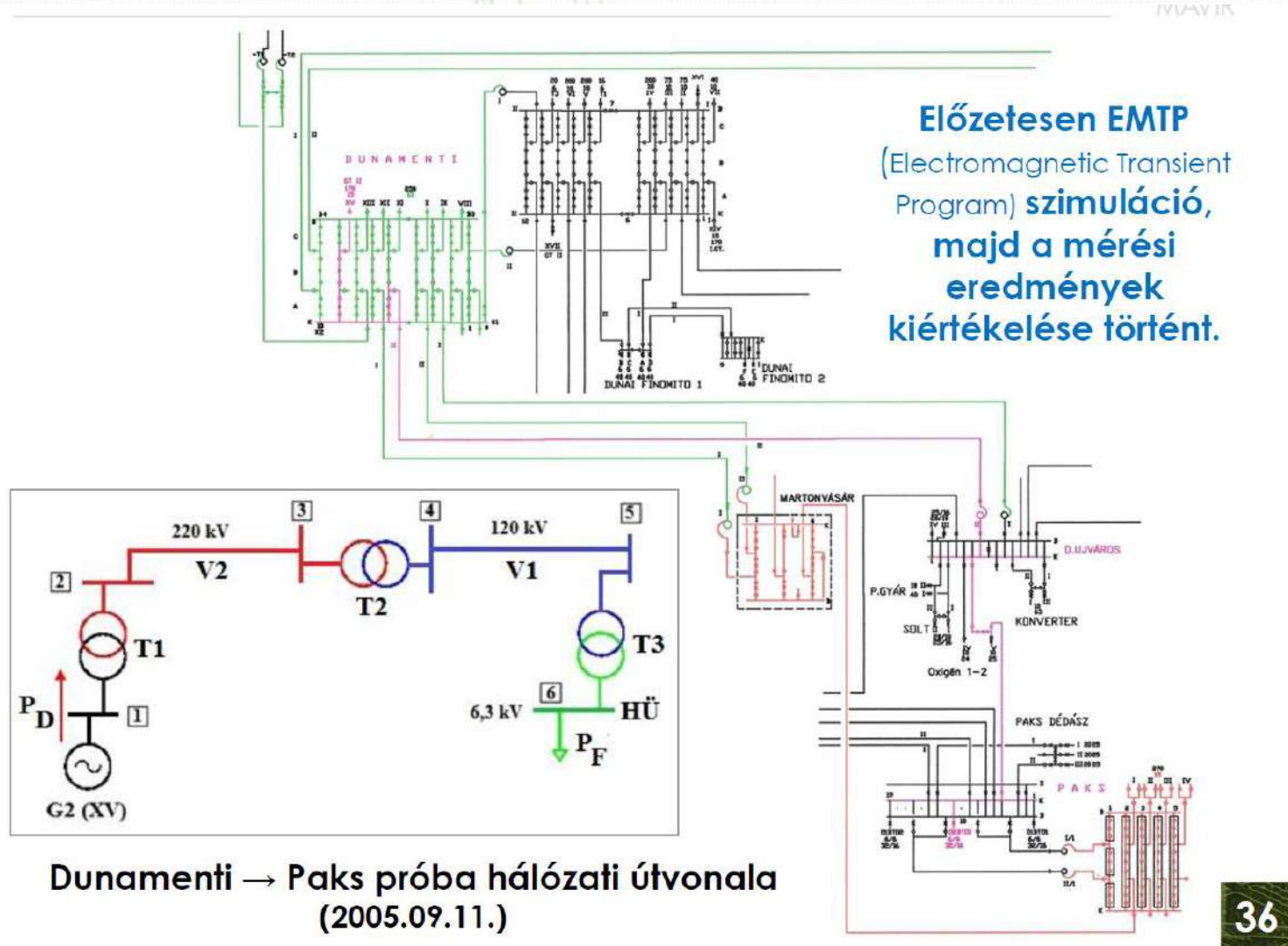


# Beszerezési módszer

- **Éves** beszerzés
- A rendszerirányító megkeresi az erőműveket = ajánlattételi felhívás
- A rendszerirányító a kiválasztott ajánlatok alapján szerződést köt, egyedi szempontok szerint!
- Az ajánlat, majd a szerződés rögzíti:
  - **Rendelkezésre állási tervet**
  - Rendelkezésre állási díjat (Ft/nap)

# Bővebben Id. Zerényi J.: Rendszerhelyreállítás c. előadását (ESZK)

<ftp://ftp.energia.bme.hu/pub/Energetikai%20aktualitasok/2014-15-01/04/Black%20out%20black%20start%20-%20%202.%20diasor.pdf>



Dunamenti → Paks próba hálózati útvonala  
(2005.09.11.)



# 2023-as eredmények

## Black start szolgáltatás beszerzése

Szabályozási egység	Rendelkezésre állási ár (Ft/nap)
-	2 650 000
-	3 140 000
-	2 492 000

# Igénybevétel és elszámolás - BS

- A rendszerirányító utasítása alapján történik az igénybevétel
- Térítés: csak rendelkezésre állási díj

$$RD = RA \sum_n T_n / 24$$

$RA$ : a rendelkezésre állás napi egységára [Ft/nap]

$T_n$ : az  $n$ . napon rendelkezésre álló órák száma

$n$ : a rendelkezésre állás ellenőrzéseinek napjai

- A rendelkezésre állást a rendszerirányító ellenőrizheti:  
Ha nem képes BS szolgáltatásra, akkor az előző hónap első munkanapjáig a rendelkezésre állási díj visszafizetendő!
- A rendszerhasználati díj biztosítja a forrását

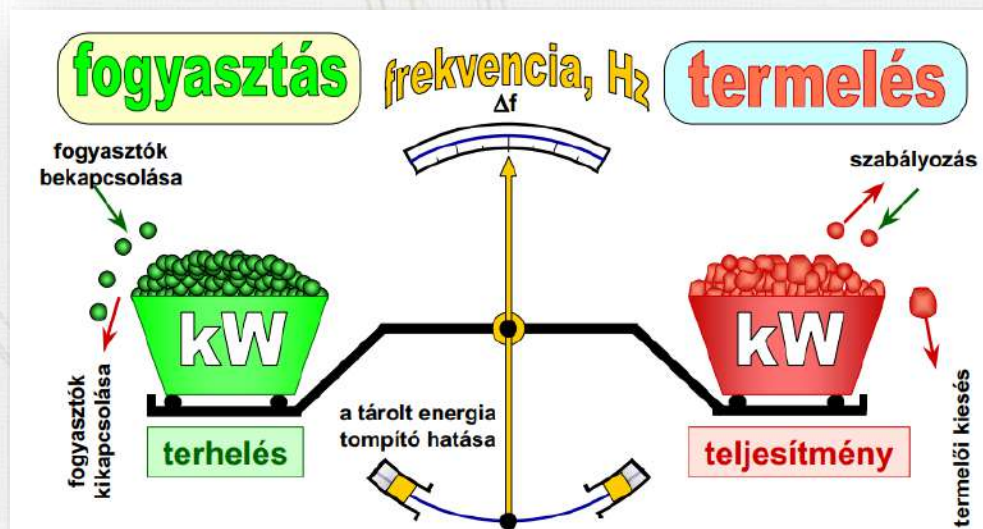
- i) Feszültség- és meddőteljesítmény szabályozás*
- ii) Üzembiztonsági szolgáltatások*
- iii) Kiegyenlítő szabályozás**
- iv) Hálózati átviteli keresztmetszetek, metszések kezelése”*

# Teljesítményszabályozási tartalékok

---

# Hatásos teljesítmény szabályozás

- Mindenkor biztosítani kell a rendszerben, hogy az energia termelése kövesse a fogyasztás megváltozását



- Termelés + menetrendezett import-export szaldó  
→ az egyensúlynak része a határkeresztező menetrend betartása is!

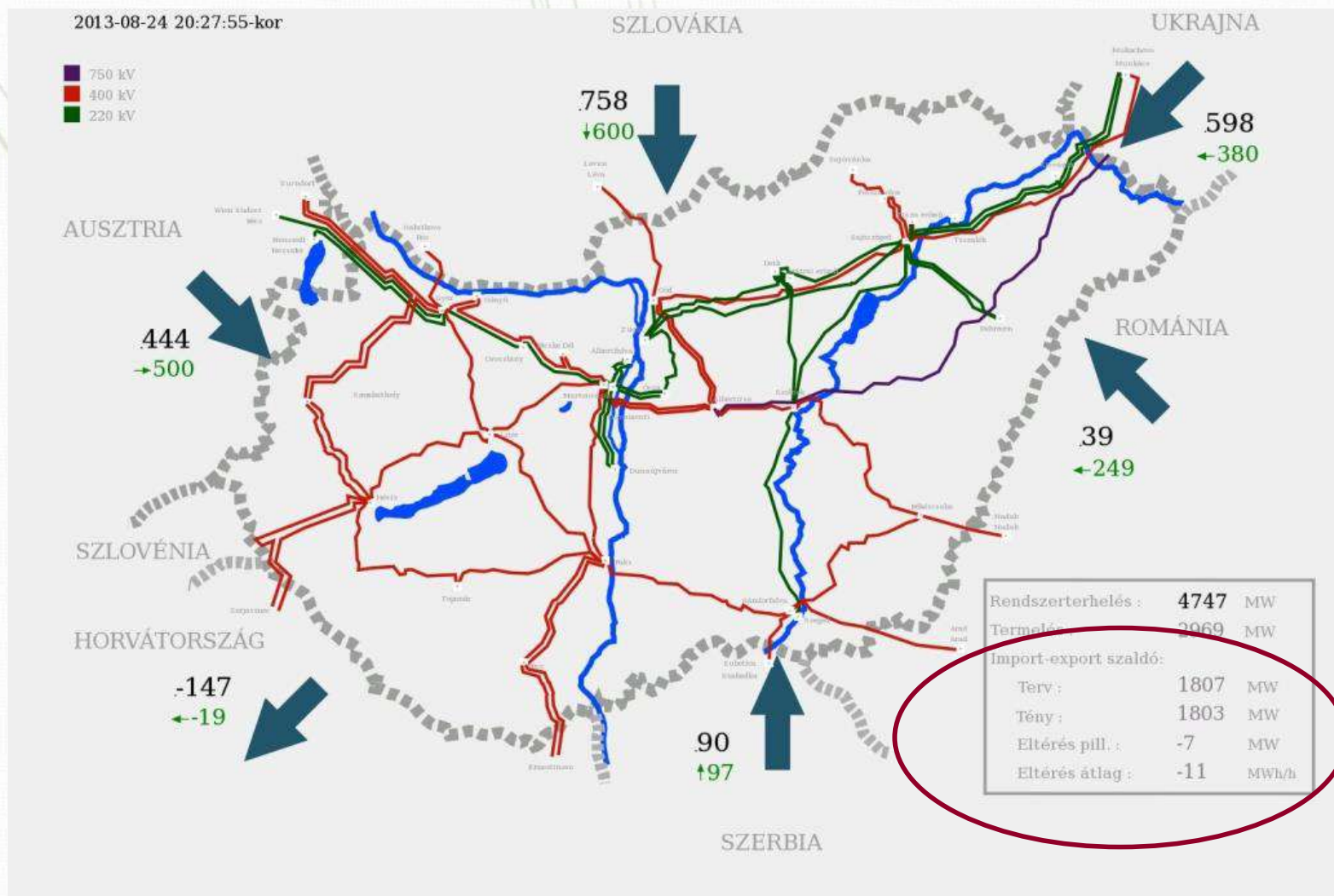
# Hatásos teljesítmény szabályozás

- A hatásos teljesítmény-egyensúly megbomlásának a jele:
  - Frekvenciaváltozás
  - Import-export szaldó megváltozása
- E két tényezőből képezhető egy teljesítmény-hibajel (ACE),

$$ACE = \Delta P_{\text{menetrend}} + k * \Delta f$$
$$k_{\text{HU}} \approx 200 \text{ MW/Hz}$$

- A rendszerirányító köteles nulla közelében tartani
- Az erőművek teljesítményének le-, ill. fel irányú automatikus szabályozásával

# Hatásos teljesítmény szabályozás



# Szabályozás és kiegyenlítés

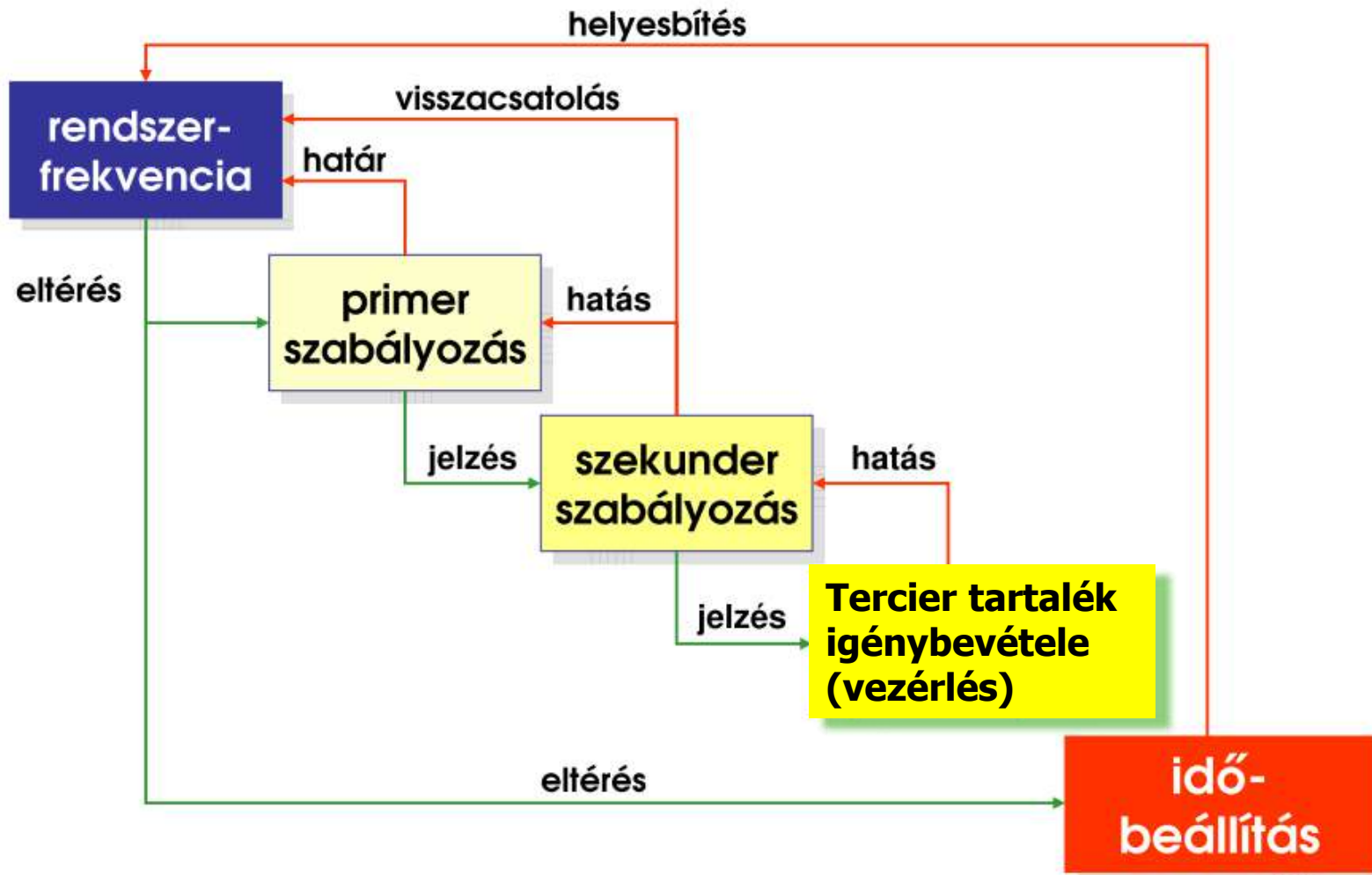
## Teljesítményszabályozás

- Szabályozási területenként, a fizikai eltérésekre
- Valós idejű, fizikai
  - Az erőművek teljesítményének szabályozása
- Cél:
  - a határon mért import-export szaldó, menetrendi értéken és a névleges frekvencia tartása (ACE  $\rightarrow$  0)

## Menetrendi kiegyenlítés

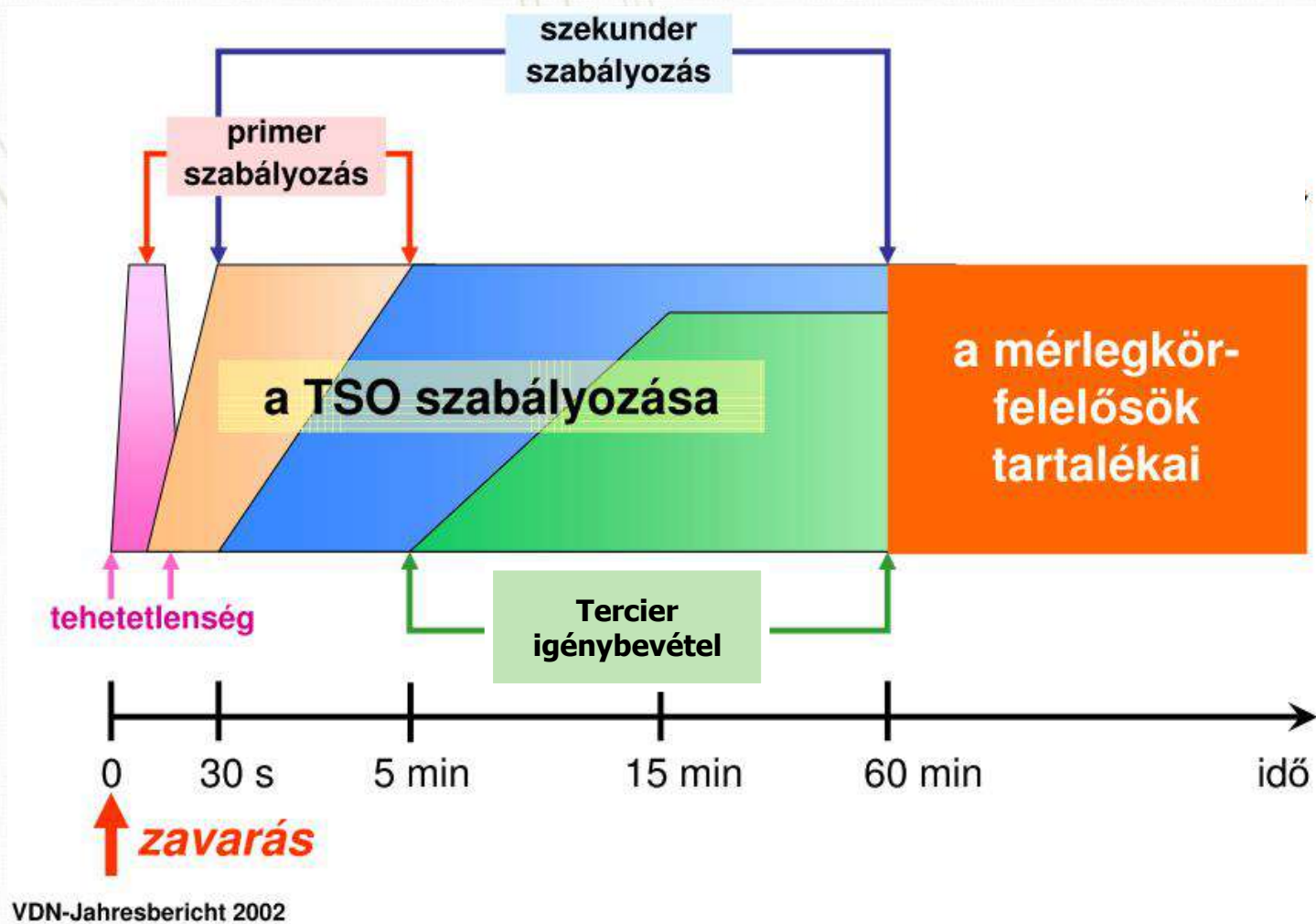
- Mérlegkörönként, a mért menetrendi eltérésekre
- Utólagos elszámolás, pénzügyi teljesítés
- Cél:
  - a szabályozási költségek szétosztása
  - ösztönzés a pontosabb menetrend adásra

# Szabályozási hierarchia: felépítés





# Szabályozási hierarchia: aktivációs idők hagyományosan



# EU-s szabályozás

- Együttműködő, **szinkron** hálózat
  - Közös szabályok kellene

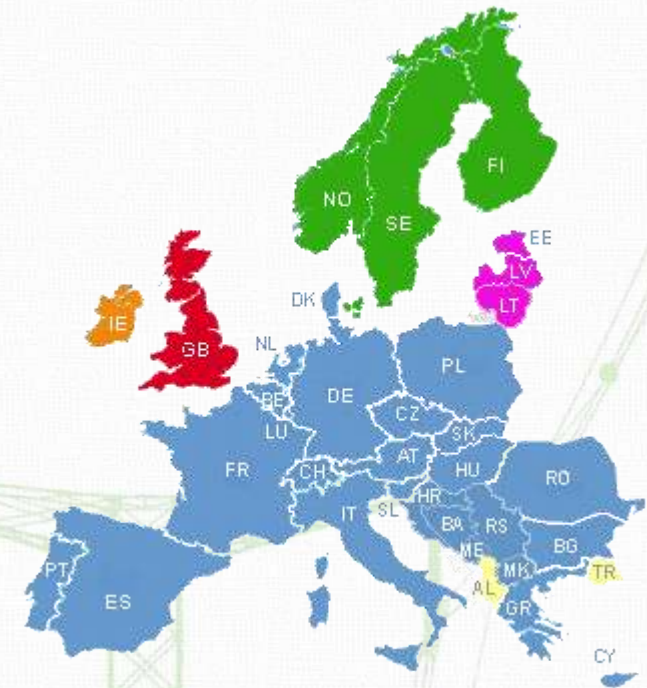
Korábban: UCTE Operation Handbook

- Primer, szekunder, tercier

Ma: System Operation Network Code

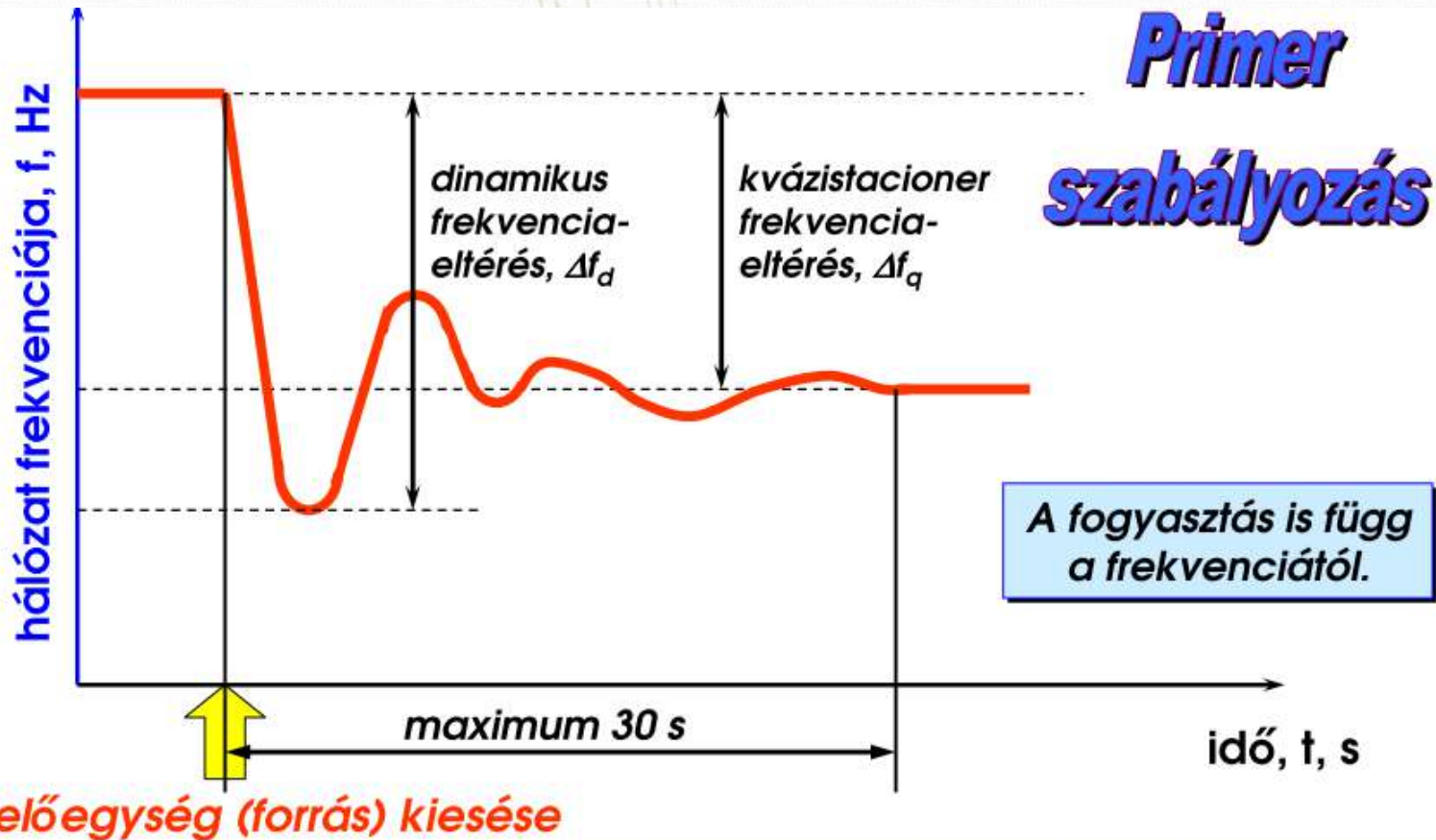
## Új fogalmak:

- **FCR: Frequency Containment Reserve**
  - ~primer
- **FRR: Frequency Restoration Reserve**
  - aFRR: automatic FRR ~ szekunder
  - mFRR: manually activated FRR ~ gyors tercier
- **RR: Replacment Reserve**
  - ~ lassabb tercier



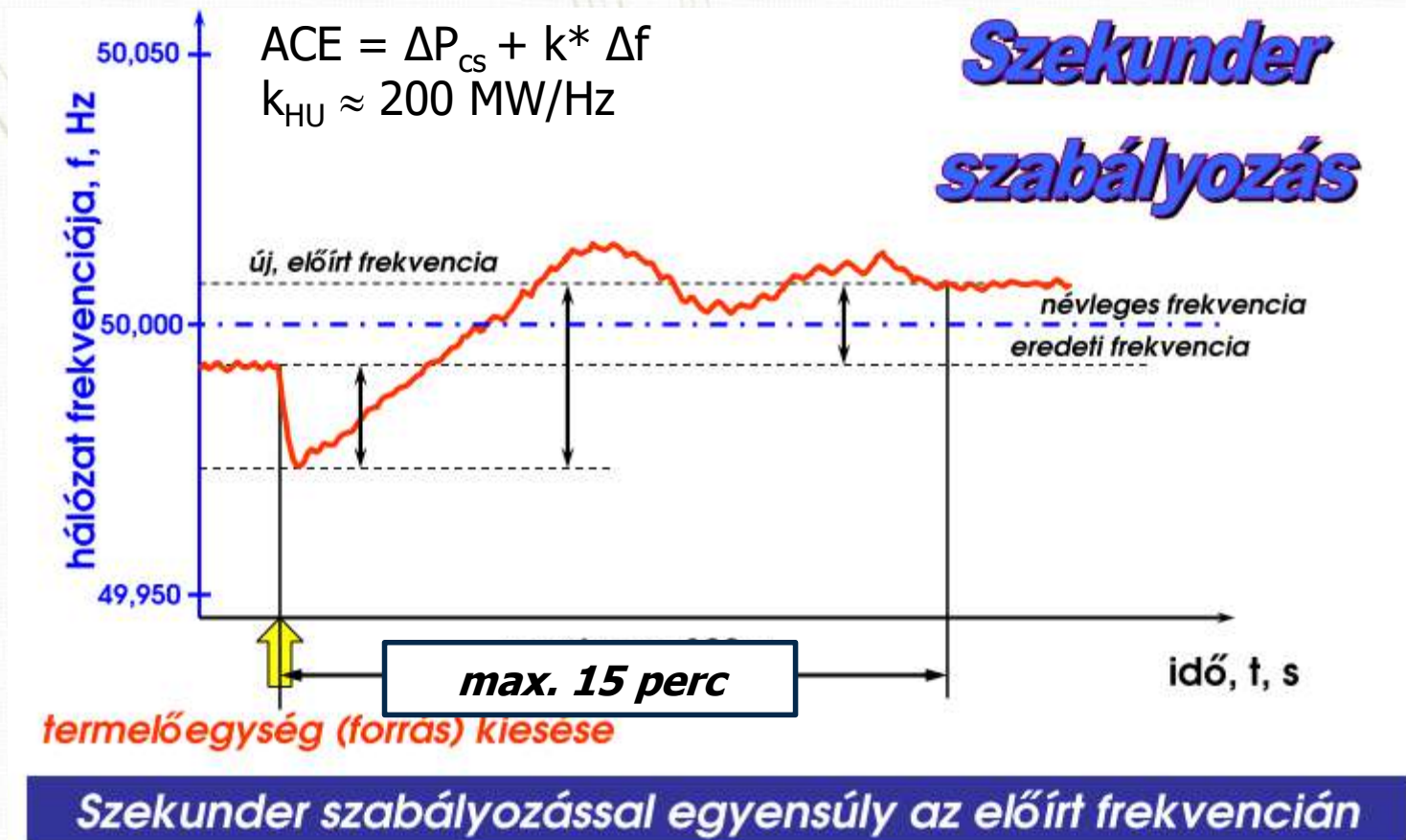
EU szinten egységes  
definíciók, termékek –  
felkészülés a  
piacnyitásra!

# Primer (FCR) szabályozás folyamata



**Primer szabályozással új egyensúly új frekvencián**

# Szekunder (aFRR) szabályozás folyamata

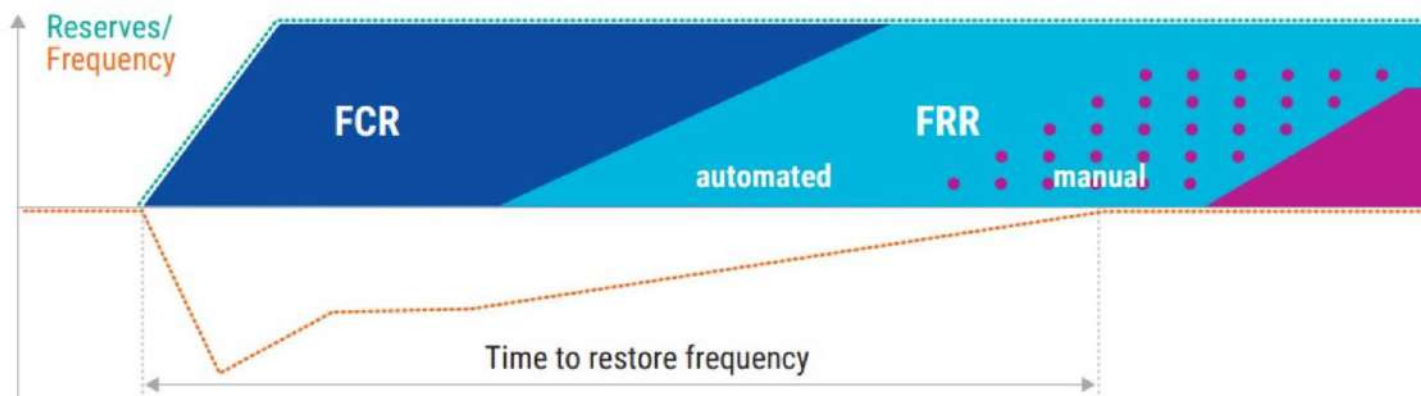


# Tercier (mFRR/RR) szabályozás

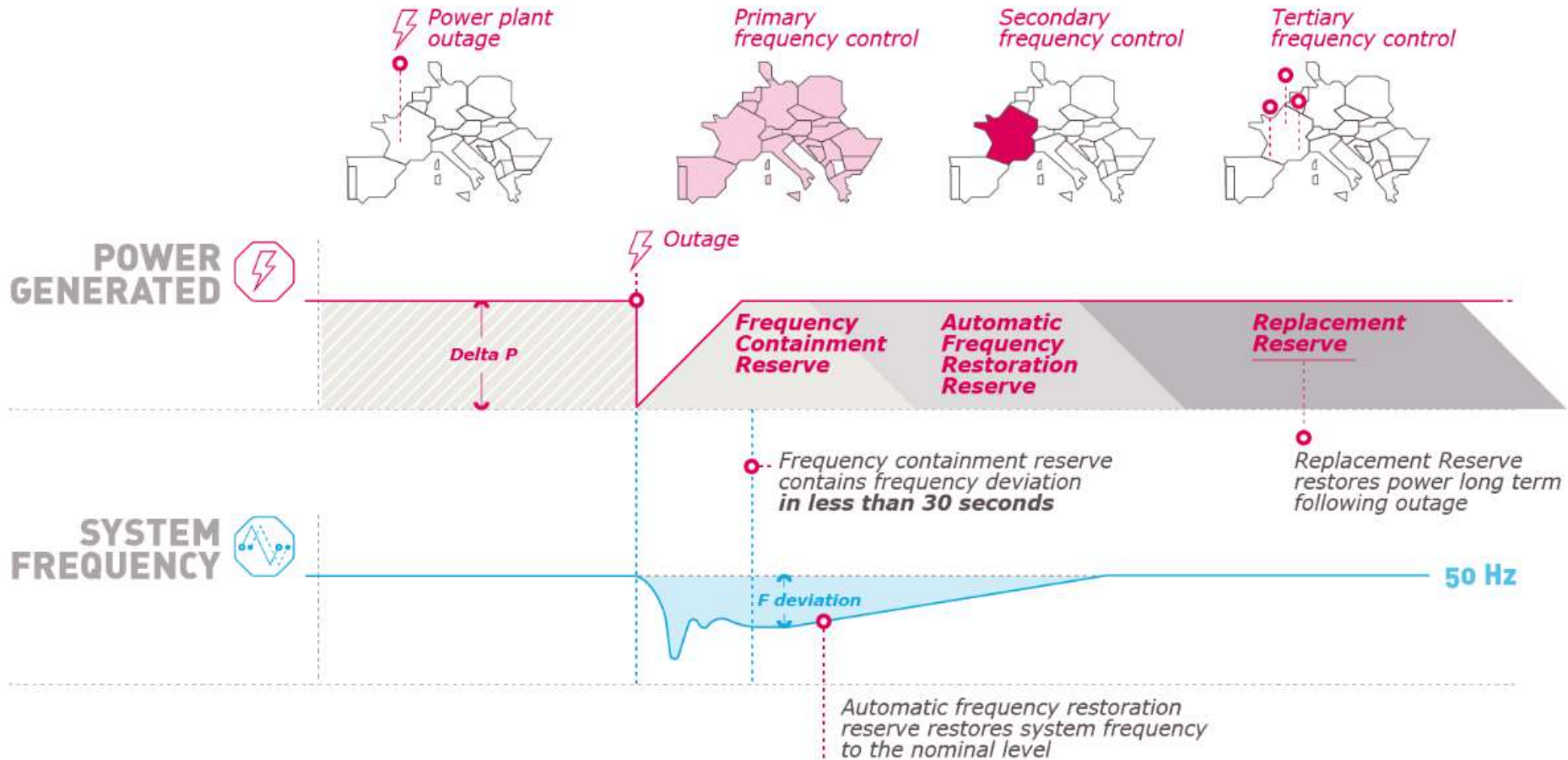
- A tercier tartalék igénybe vétele kézi/gép-gép kapcsolatú **vezérlés alapján** történik
  - A kimerülő szekunder szabályozási tartomány pótlására
  - Hirtelen forráskiesés esetén a teljesítményegyensúly visszaállítására
- A tartalék a szabályozás által igénybe vehető teljesítménytartomány (fel, illetve le irányban)
- A tercier szabályozás legkisebb elszámolási ideje **15 perc**
- **2023-tól aktiválási elvárás: 12,5 perc!**
- **2023-tól csak gép-gép kapcsolatú kommunikáció!**  
→ **mFRR 12,5 piac**

# Termékek összefoglalása

- Primer szabályozás (FCR)
  - Decentralizált (gépegységenkénti)  $\Delta f$  arányos szabályozás
  - 1 termék: Fel- és le irány együtt
- Szekunder szabályozás (FRR)
  - Zárt hurkú, rendszerirányító által szabályozott  $\Delta P$ - $\Delta f$  beavatkozás
  - Külön termék fel és le irányban
  - mFRR közelít az aFRR-hez  $\rightarrow$  mFRR 12,5 perces piac
- Tercier (perces) szabályozás (RR)
  - Nyílt hurkú, TSO által manuálisan utasított  $\Delta P$  szabályozás
  - Külön termék fel és le irányban

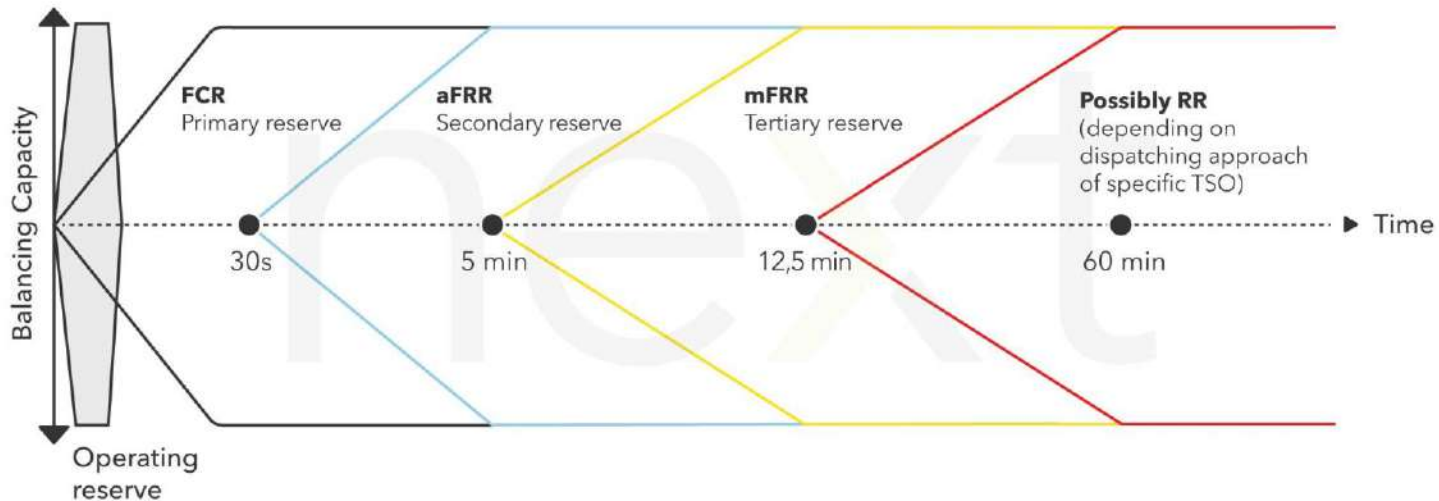


# Termékek összefoglalása (RTE)



# Termékek összefoglalása (Next Kraftwerke)

## Balancing Services According to the System Envisaged by ENTSO-E

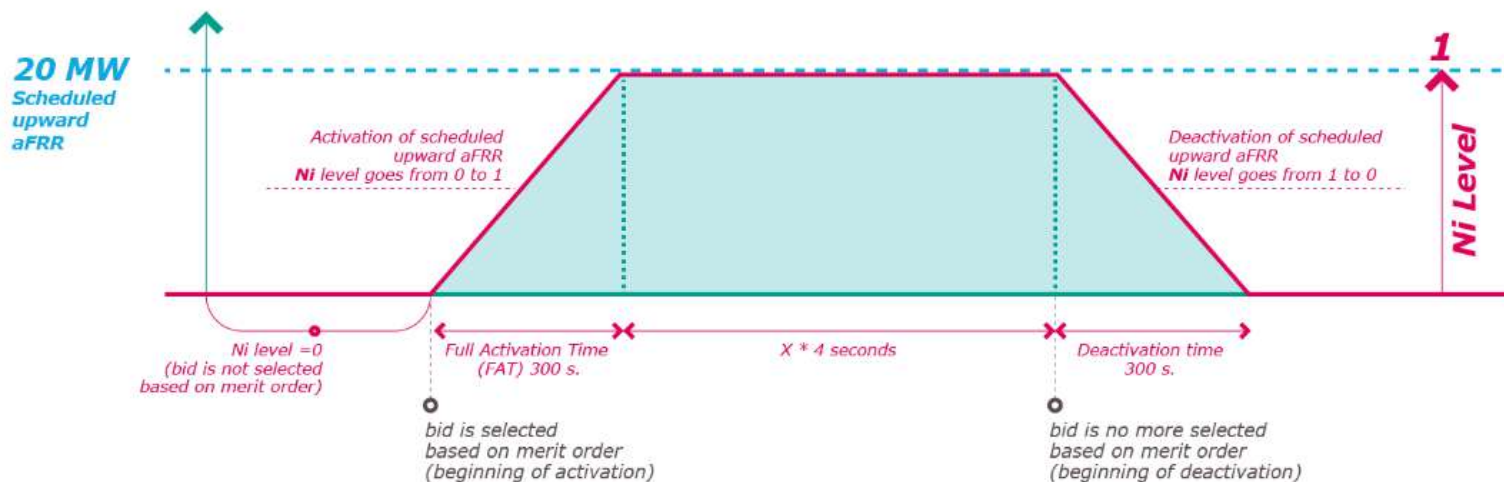


ENTSO-E célmodell:  
aFRR 5 perces full activation time  
mFRR 12,5 perces full activation time



# Termékek összefoglalása (RTE)

Example : activation of a 20 MW upward energy



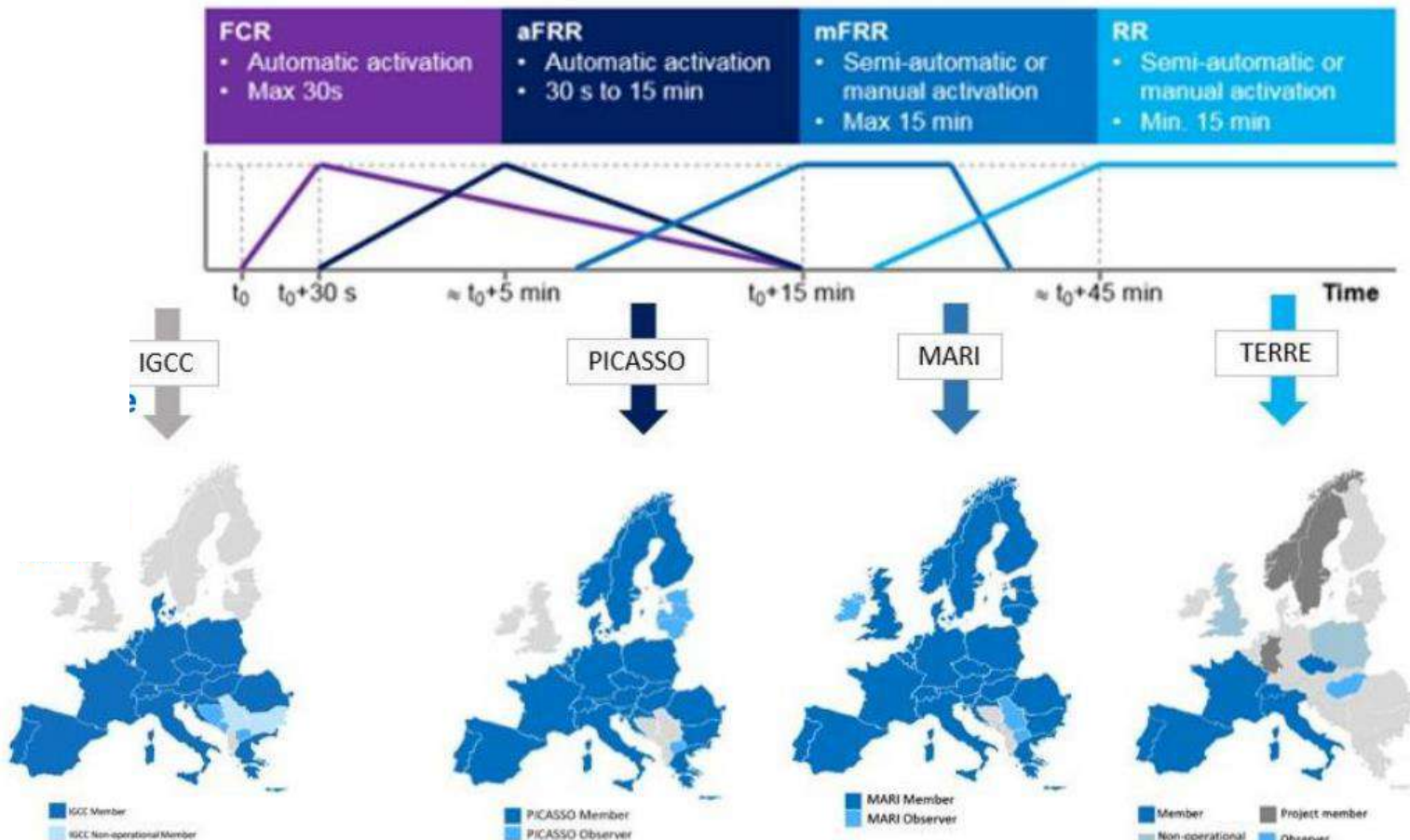
ENTSO-E célmodell:

aFRR 5 perces full activation time

+ PICASSO, MARI, TERRE szabályozási energia összekapcsolások – EU szinten

# Szabályozási energia összekapcsolódások 2024?

## European Platforms At A Glance



# Tartalékok mennyisége – jelenleg (új módszertan)

- ENTSO-E ad előírást a tartalékok mennyiségére
  - 2023-tól az új módszertannal, dinamikus tartalékigény meghatározás
  - [Hosszú távú tartalékigény - MAVIR - Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt.](#)
  - Új, HT/LT és órás differenciálások!
- FCR: teljes szinkronterületre arányosan elosztva
  - Magyarországra:  $\pm 40/41$  MW,  $\pm 200$  mHz tartományban
- aFRR tartalék
  - Statisztikai alapú megközelítés, mindig kiszabályozható legyen az ACE (97%)
  - Legnagyobb erőművi egység teljesítménye
  - HU: fel kb. 100-300 MW, le kb. 160-300 MW
- mFRR tartalék
  - aFRR-rel együtt 99%+ a kiegyenlítetlenség eloszlásban
    - mFRR+ 300-400 MW, mFRR-  $\sim 50$ -250 MW
- A magyar VER-re megállapított össz. tartalék:  $\sim 1400$  MW
  - FCR, aFRR, mFRR
  - + **5% további mint maradó teljesítmény lenne az elvárt** (a teljes beépített teljesítmény arányában)

# Tartalékok mennyisége – jelenleg (új módszertan)

KIEGYENLÍTŐSZABÁLYOZÁSIKAPACITÁS BESZERZÉSI TERV - 2023.09.12.

Termékek	
BL	Base Load - Zsinór termék (00:00-24:00)
PL	Peak Load - Csúcs termék (08:00-20:00)
H01-H24	Órás termék (00:00-01:00;...;23:00-24:00)

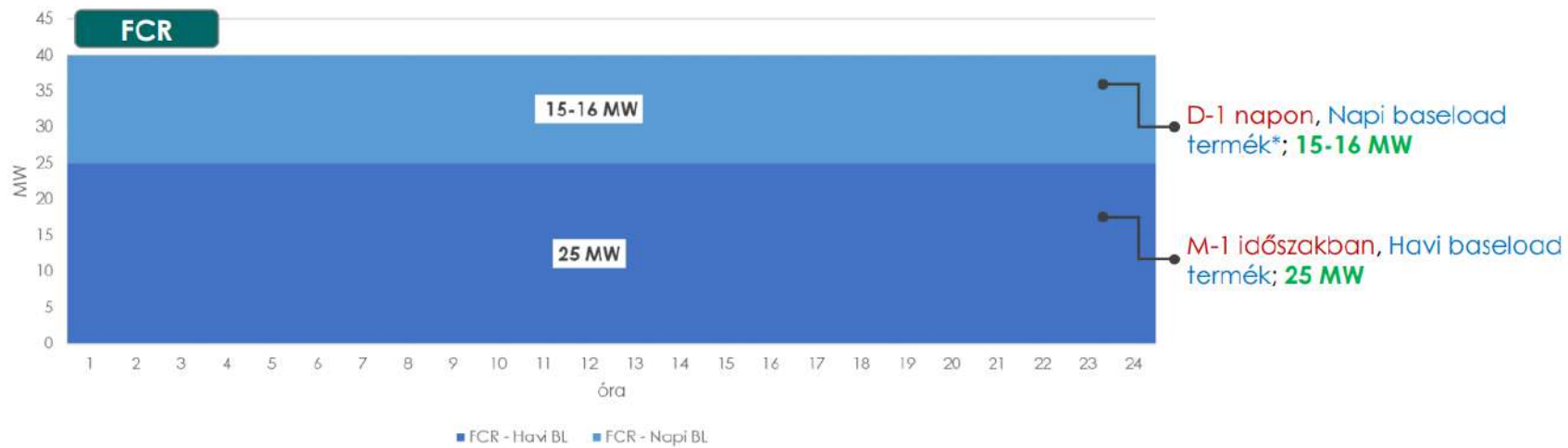
Beszerzésenkénti felosztás		2023. november			2023. december			2024. január			2024. február			2024. március			2024. április				
pozitív irány	aFRR	Havi (BL)	100			100			120			120			120			120			
		Havi (PL)	100			100			90			90			90			90			
		Napi (Órás; MIN-MAX-ÁTLAG)	0	140	58	0	140	59	0	150	60	0	150	66	0	170	63	0	170	76	
	Átlag aFRR pozitív:		208			209			224			230			227			240			
	mFRR 12,5	Havi (BL)	200			200			200			200			200			200			
		Napi (Órás; MIN-MAX-ÁTLAG)	0	200	96	0	190	92	0	180	93	0	180	82	0	180	83	0	190	84	
Átlag mFRR 12,5 pozitív:		296			292			293			282			283			284				
negatív irány	aFRR	Havi (BL)	150			150			200			200			200			200			
		Havi (PL)	50			50			0			0			0			0			
		Napi (Órás; MIN-MAX-ÁTLAG)	0	150	62	0	140	49	0	90	26	0	90	30	0	90	30	0	110	42	
	Átlag aFRR negatív:		237			224			226			230			230			242			
	mFRR 12,5	Napi (Órás; MIN-MAX-ÁTLAG)	20	201	147	40	200	142	37	177	100	34	180	106	35	198	113	0	183	98	
		Átlag mFRR 12,5 negatív:		147			142			100			106			113			98		
FCR		Havi (BL)		39			39			40			40			40			40		

Tenderek				
Időtáv	Tender lefolytatása	Termék típusa	Termék felbontása	Egyéb információ
Havi	H-1	BL	hétköznap-hétféje*	A MAVIR honlapon publikált Pályázati felhívás szerinti menetrend alapján
		PL	hétköznap-hétféje	A MAVIR honlapon publikált Pályázati felhívás szerinti menetrend alapján
Napi	D-1	H01-H24	napi (órás)	A BOSs RSZ modulban publikált mennyiségi adatok alapján, FRR (közös aFRR-mFRR) tenderként futtatva

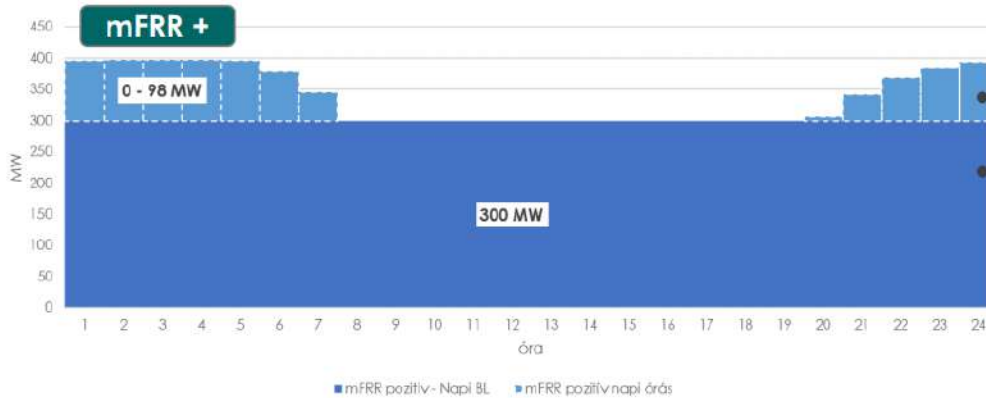
\* FCR termék esetén napi.

A 2023-ban tervezetten bevezetésre kerülő fogyasztói termék mennyiségi értékeit jelen táblázat nem tartalmazza.

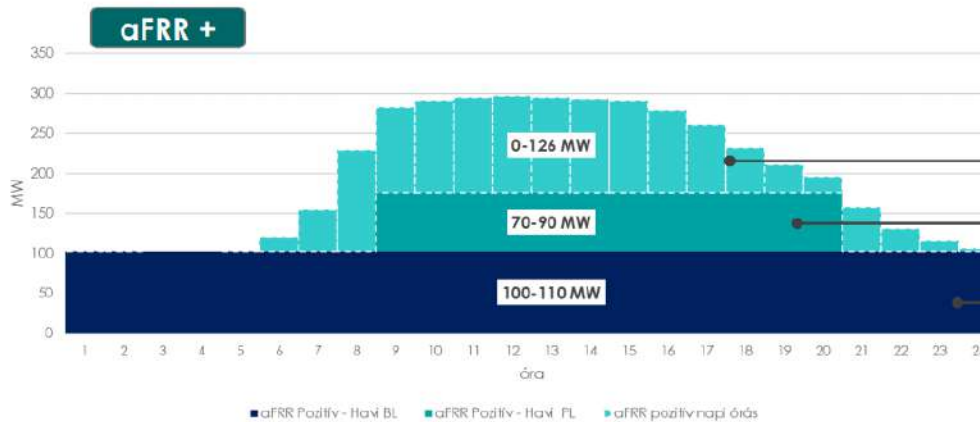
## FCR kapacitás beszerzési struktúra



## mFRR pozitív és aFRR pozitív kapacitás beszerzési struktúra\*

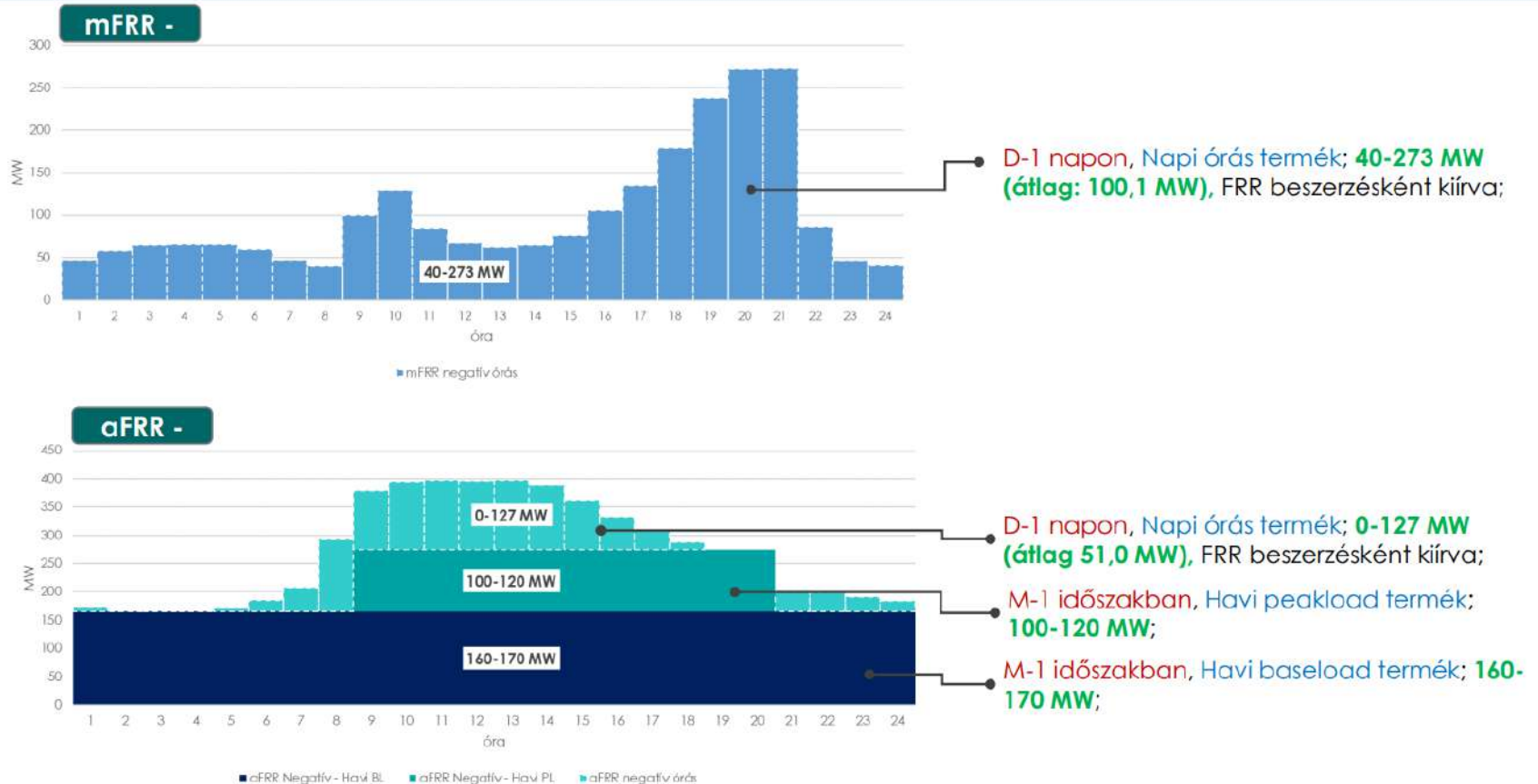


- D-1 napon, Napi órák termék; **0-98 MW (átlag: 41,3 MW)**, FRR beszerzésként kiírva;
- D-1 napon, Napi baseload termék; **300 MW**



- D-1 napon, Napi órák termék; **0-126 MW (átlag 58,9 MW)**, FRR beszerzésként kiírva;
- M-1 időszakban, Havi peakload termék; **70-90 MW**;
- M-1 időszakban, Havi baseload termék; **100-110 MW**;

## mFRR negatív és aFRR negatív kapacitás beszerzési struktúra\*



# Tartalékok mennyisége – hosszú prognózis

	2021		2022		2023		2024		2025		2026	
	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
aFRR poz [MW]	250	420	250	530	210	640	200	750	200	900	200	900
aFRR neg	250	360	250	490	180	640	200	800	200	950	200	950
mFRR poz	500	500	500	500	290	540	300	650	300	700	300	700
mFRR neg	150	250	150	350	150	470	150	600	150	750	150	750
hálózati tartalék poz					150		150		150		150	

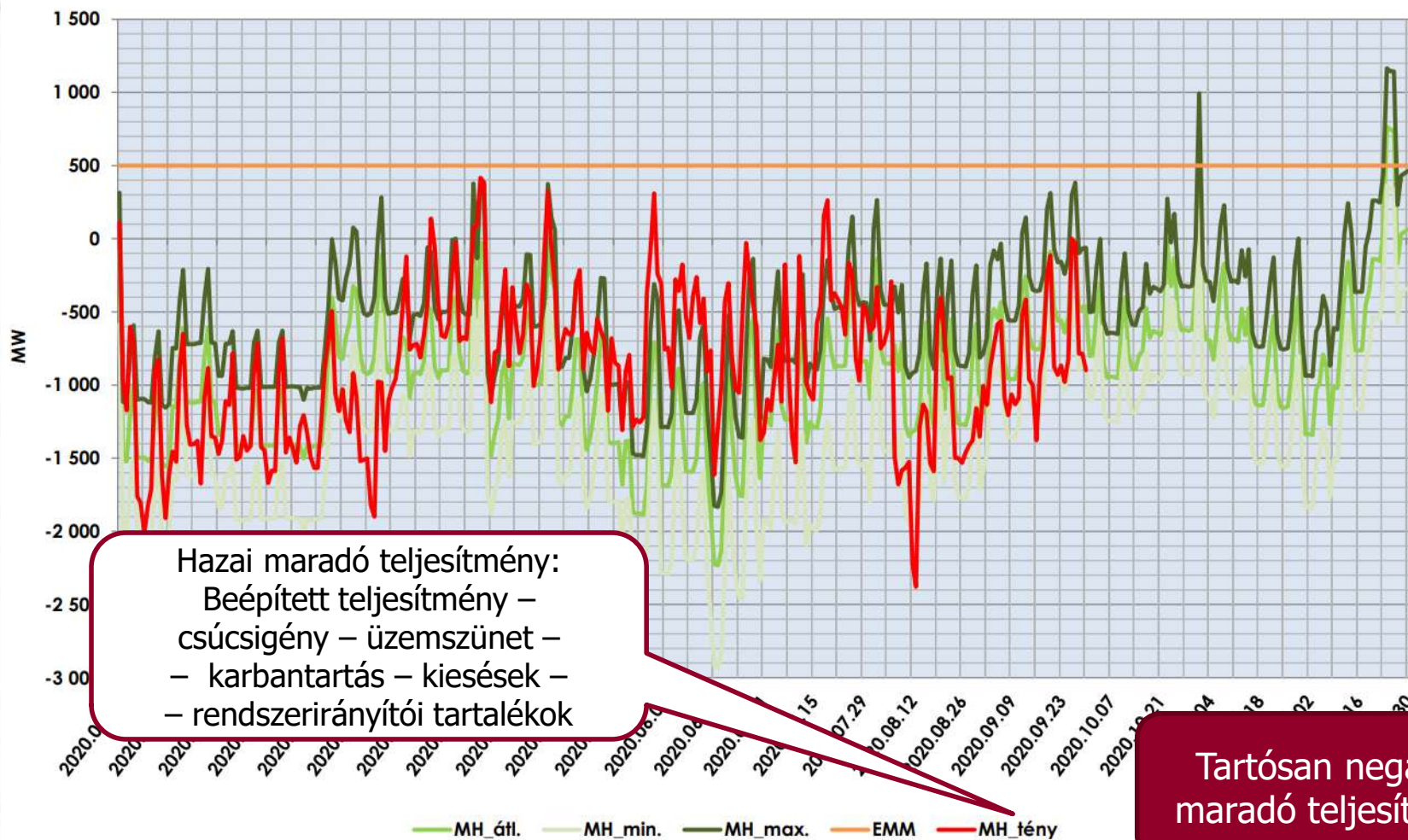
Rendszer szinten üzemelő PV BT az egyes években [MW]

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RES BU	2485	3630	4775	5920	7065	7188	7311	7434	7557	7680
RES TD	2006	2449	2892	3334	3777	4312	4848	5383	5919	6454



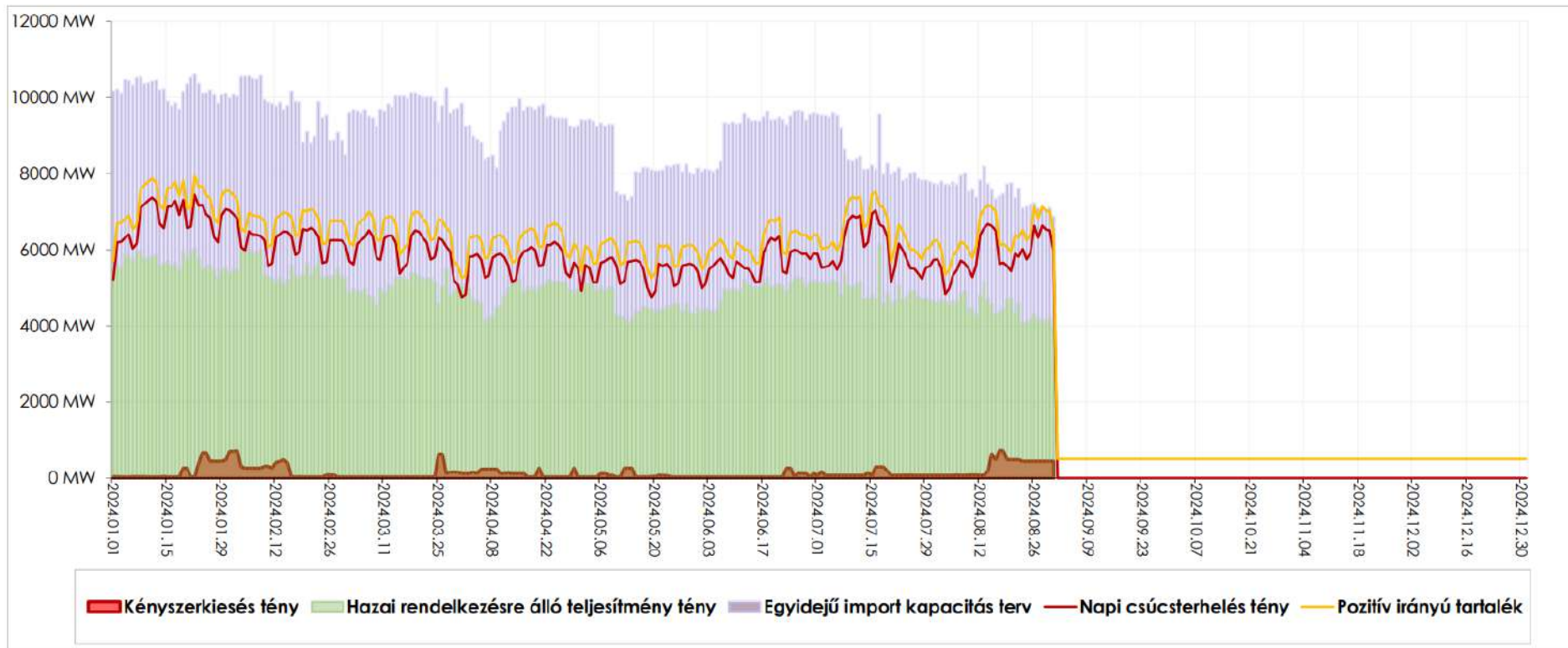
# Van-e elég kapacítástartalék itthon?

4. Hazai maradó teljesítmény várható és tény adatai az előírthoz képest – 2020.



# Van-e elég kapacítástartalék itthon?

## 2. Teljesítőképesség – 2024



- i) Feszültség- és meddőteljesítmény szabályozás*
- ii) Üzembiztonsági szolgáltatások*
- iii) Kiegyenlítő szabályozás*
- iv) **Hálózati átviteli keresztmetszetek, metszések kezelése***

# Szűk keresztmetszetek kezelése

---

Ld.mMásik előadásokban

Átvitel és elosztás - hálózati korlátok

# Szabályozási tartalékok beszerzése

## – I.

---

„Hosszú távú” - havi tenderek

# Beszerzési módszer

- Az FCR és FRR szabályozási tartalékok beszerzése is **versenytárgyalás** keretében történik
  - A versenytárgyalás három részből áll
    - Ajánlattételi dokumentáció leadása
    - Műszaki ajánlatok megadása
    - Ártárgyalás
  - A versenytárgyalás időben egymás után egy-egy termékre szorítkozik
  - Termékek: FCR (szimmetrikus), aFRR+, aFRR-, mFRR+, mFRR-
    - + várható: mFRR fogyasztói piac

# Beszerezési módszer - Versenytárgyalás

- 0) FCR / aFRR / mFRR, +/- (fel ill. le) irányban külön-külön
  - **HAVI** (és napi) tenderek (nincs éves, negyedéves és heti!)
- 1) Ajánlati dokumentáció
  - Nyilatkozatok, biztosítékok (bankgarancia), igazolások (akkreditáció), stb.
- 2) Műszaki ajánlatok
  - Felajánlott kapacitás mértéke [MW]
    - Sávosan, 5, illetve 10 MW lépcsőkkel
  - Gradiens (szabályozás sebessége) [MW/15perc]
  - Energiadíj maximuma [Ft/kWh]
- Teljesítési időszakok: napcsoportok
  - Hétköznap/hétvége+ünnepnapok
  - Teljes 24 órára vonatkozóan!

# Beszerzési módszer - Versenytárgyalás

- 3) Ártárgyalási szakasz – licit
  - **Licit tárgya: rendelkezésre állási díj [Ft/MW/h]**
    - Jelenleg csakis az RÁ alapján rangsoroltak az ajánlatok
  - A legolcsóbb ajánlatok nyernek
    - Degresszív árazás (nagyobb kapacitás, olcsóbb egységár)!
    - Egy ajánlattevő egyszerre több mennyiségre ad ajánlatot!
  - Több licitálási forduló
    - A körök között az ajánlati rendelkezésre állási díj csökkenthető (minimális árlépcső)
    - Az egyes körök után visszajelzés, ki lenne elfogadva

# Beszerezési módszer - Versenytárgyalás

## 4) Licit eredménye:

- Nyertesek: **market makeri** szerződés
  - Kötelező ajánlatot adniuk a napi tartalékpiacra a nyertes mennyiséggel
  - A tenderbeli ajánlati árak árplafont írnak elő a napi piaci ajánlatra
  - A nyerteseknek garantáltan tartaniuk kell a szabályozási képességüket, nem adhatják el ezt az erőművi kapacitásukat energiának
  - MAVIR garantáltan leköti őket a napi piacon
- Nem nyertesek: **opciós** szerződés
  - Kötelező ajánlatot adniuk a napi tartalékpiacra (de ez lehet nulla teljesítményérték is!)
  - De: nem kötelező fenntartaniuk a szabályozási tartományukat
  - A tenderbeli ajánlati árak árplafont írnak elő a napi piaci ajánlatra
  - Nincs garantált lekötés



# 2015-ös eredmények: primer

## 1. Primer szabályozási tartalék szolgáltatás beszerzése

Ajánlati kód	2015	
	Karakterisztika	Rendelkezésre állási díj
	MW	[Ft/MW/h]
PRIMER1	+5/-5	24 500
PRIMER2	+10/-10	24 500
PRIMER3	+3/-3	36 000
PS-2015-TEMD	+10/-10	145 000
BSP123V	+10/-10	32 000

# 2016Q4 eredmények: primer

RSZ 2016

8/1

Primer (Q4, min. 28 MW)

Dátum	Termék száma	Ajánlat kódja	Lekötött kapacitás [MW]	Rendelkezésre állási díj [Ft/MW/h]
2016.10.01.	275	2TIZ490	20	19900
2016.10.01.	275	AD12RU6S	3	15000
2016.10.01.	275	NABVYUN	5	37123
2016.10.02.	276	2TIZ490	20	19900
2016.10.02.	276	AD12RU6S	3	15000
2016.10.02.	276	NABVYUN	5	37123
2016.10.03.	277	2TIZ490	20	19900
2016.10.03.	277	AD12RU6S	3	15000
2016.10.03.	277	NABVYUN	5	37123
2016.10.04.	278	2TIZ490	20	19900
2016.10.04.	278	AD12RU6S	3	15000
2016.10.04.	278	NABVYUN	5	37123
2016.10.05.	279	2TIZ490	20	19900
2016.10.05.	279	AD12RU6S	3	15000

# 2016Q4: szekunder fel 2x100 MW

RSZ 2016 1/4 I. Szekunder fel irány

Dátum	Termék száma	Ajánlat kódja	Lekötött kapacitás [MW]	Rendelkezésre állási díj [Ft/MW/h]
2016.10.01-02	79	KCEM2387	15	2890
2016.10.01-02	79	SIHLZTU	20	3000
2016.10.01-02	79	4EJBC77	30	2900
2016.10.01-02	79	A587XXC	30	2900
2016.10.01-02	79	ZS4RYGT	5	3187
2016.10.03-07	80	ICTKVGA	45	2300
2016.10.03-07	80	KCEM2387	15	2290
2016.10.03-07	80	SIHLZTU	20	2300
2016.10.03-07	80	4EJBC77	20	2569
2016.10.08-09	81	KCEM2387	15	2884
2016.10.08-09	81	17PWQ2D	20	3200
2016.10.08-09	81	SIHLZTU	20	3200
2016.10.08-09	81	ZB61K5P	35	3200
2016.10.08-09	81	007J4MI	5	3200
2016.10.08-09	81	BD5R5T6	5	3283
2016.10.10-14	82	ICTKVGA	45	2272
2016.10.10-14	82	KCEM2387	5	2300
2016.10.10-14	82	SIHLZTU	20	2264
2016.10.10-14	82	ZB61K5P	30	2300

RSZ 2016 1/4 II. Szekunder fel irány

Dátum	Termék száma	Ajánlat kódja	Lekötött kapacitás [MW]	Rendelkezésre állási díj [Ft/MW/h]
2016.10.01-02	79	8L03RQ9	100	3354
2016.10.03-07	80	ICTKVGA	45	3200
2016.10.03-07	80	4AA91BB	15	2900
2016.10.03-07	80	A587XXC	30	3200
2016.10.03-07	80	BD5R5T6	5	3459
2016.10.03-07	80	SPCTR07	5	3200
2016.10.08-09	81	8L03RQ9	100	3699
2016.10.10-14	82	ICTKVGA	45	3200
2016.10.10-14	82	4AA91BB	15	2900
2016.10.10-14	82	BD5R5T6	5	3494
2016.10.10-14	82	SPCTR07	5	3200
2016.10.10-14	82	VGHJ777	30	3200
2016.10.15-16	83	KCEM2387	10	4990
2016.10.15-16	83	17PWQ2D	10	8000
2016.10.15-16	83	E2I8V3G	20	4000
2016.10.15-16	83	4AA91BB	15	3499
2016.10.15-16	83	A587XXC	30	6000
2016.10.15-16	83	SPCTR07	10	6000
2016.10.15-16	83	ZYVATAR	5	6000
2016.10.17-21	84	ICTKVGA	50	2600
2016.10.17-21	84	E2I8V3G	10	2645
2016.10.17-21	84	4AA91BB	15	2595
2016.10.17-21	84	ZB61K5P	25	2750

# 2016Q4 tercier fel eredmények

Dátum	Termék száma	Ajánlat kódja	Lekötött kapacitás [MW]	Rendelkezésre állási díj [Ft/MW/h]
2016.10.01-02	79	8L03RQ9	80	4000
2016.10.01-02	79	HDB3345	145	4286
2016.10.01-02	79	TILDT5C	135	4367
2016.10.01-02	79	AT3K1BH16	10	3919
2016.10.01-02	79	17PWQ2D	20	4000
2016.10.01-02	79	HIJAMA12	25	2000
2016.10.01-02	79	LELZKI98	25	2000
2016.10.01-02	79	4AA91BB	15	3499
2016.10.01-02	79	A587XXC	5	3500
2016.10.01-02	79	BD5R5T6	5	3490
2016.10.01-02	79	TPCTR07	10	4000
2016.10.01-02	79	CSAPOS4	25	2650
2016.10.03-07	80	8L03RQ9	145	3061
2016.10.03-07	80	AVURIHV	155	3578
2016.10.03-07	80	TILDT5C	135	3578
2016.10.03-07	80	AT3K1BH16	10	3483
2016.10.03-07	80	17PWQ2D	15	4000
2016.10.03-07	80	4AA91BB	5	3499
2016.10.03-07	80	A587XXC	5	3500
2016.10.03-07	80	WR3STL3	5	3500
2016.10.03-07	80	CSAPOS4	25	2650
2016.10.08-09	81	8L03RQ9	35	4000
2016.10.08-09	81	HDB3345	120	4286
2016.10.08-09	81	TILDT5C	130	4367
2016.10.08-09	81	LA8TLWS	120	4365
2016.10.08-09	81	AT3K1BH16	10	3918

# Szabályozási tartalékok beszerzése

## – II.

---

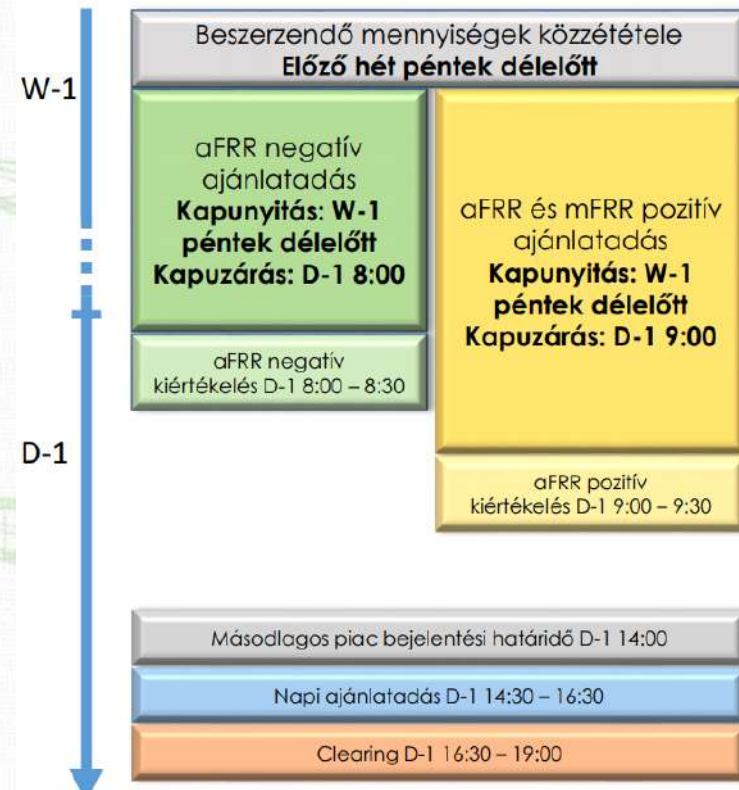
Napi tartalékpiac

2020-tól két lépésben: napi tender + napi tartaléktervezés

# Beszerzési módszer: napi tartalékpiacon I.

## 2020-tól két lépésben

1. **Napi aukció: hasonlóan a hosszú távúhoz, de nincs árlejtési kör**
  2. **Napi ajánlatadás – tartaléktervezés: Fizikai ajánlatok, összekötve a menetrendezéssel**
- Miért? Tiszta Energiacsomag!
    - Default beszerzés a napi
    - Max. 1 napra előre → legkorábban D-1
    - Lehet eltérni, de max. két évig
    - Min 30% így is a napi tenderen!
  - Napi aukción: irányonként külön kiértékelés
    - aFRR / mFRR helyettesítés lehetséges!



## Beszerzési módszer: napi tartalékpiac - ajánlatadás

- Minden nap a menetrend-beadás végéig (D-1 14:30) napi **ajánlattétel** a tartalékpiacra
  - Az éves szerződésben maximált árak szerint
  - Azok csak lefelé módosíthatók
- D-1 délutáni ajánlatadáson / tartaléktervezésen mindenkinek kötelező részvétel!
  - A beérkező ajánlatokból a market makerit le is kötik, opcióst nem biztos!
- Ajánlat-kiválasztás korlátai
  - Egy terméktípusból egy gépegységre csak egyet
    - aFRR/mFRR ajánlat nem kerülhet egyszerre elfogadásra
    - De két irány már lehetséges!
  - Részleges/teljes ajánlat elfogadás:
    - Van lehetőség részleges elfogadásra, ha az ajánlatadó nem jelölte másként az ajánlatát

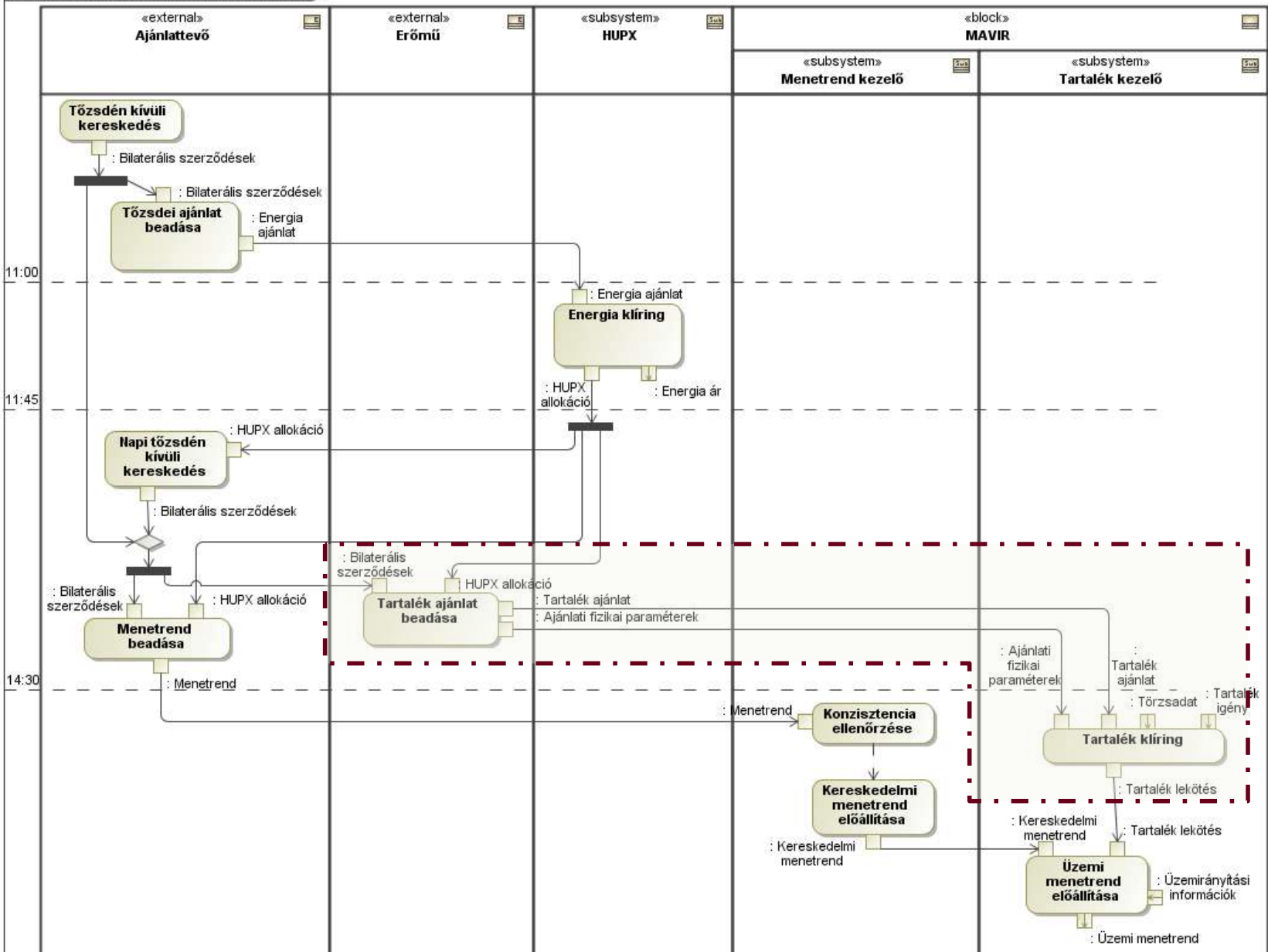
# Beszerezési módszer: napi tartalékpiac

## Ajánlatok kiválasztása: **RÁ szerint növekvő sorban**

- Elsődleges cél: költségminimalizálás
- Korlát: műszaki paraméterek teljesítése
  - Pl.: energia + fel irányú tartalék < a gép maximális teljesítőképessége
  - Pl.: előírt tartalékmennyiség lekötése, rendszerszintű szabályozási sebesség minimum (gradiens)
- A kiválasztott ajánlatok lekötésre kerülnek
  - Jogosultak RÁ-ra, és fenn is kell tartaniuk a szabályozási képességüket
    - Lehet a tenderen opciós szerződéssel rendelkezőtől származó ajánlat is!
- Többi ajánlat: opciósan igénybe vehető az üzem során
  - De csak akkor, ha ténylegesen rendelkezésre áll



act [Activity] Jelenlegi folyamat [ Jelenlegi folyamat ]





# Szabályozási tartalékok igénybevétele

---

# Igénybevétel és elszámolás - FCR

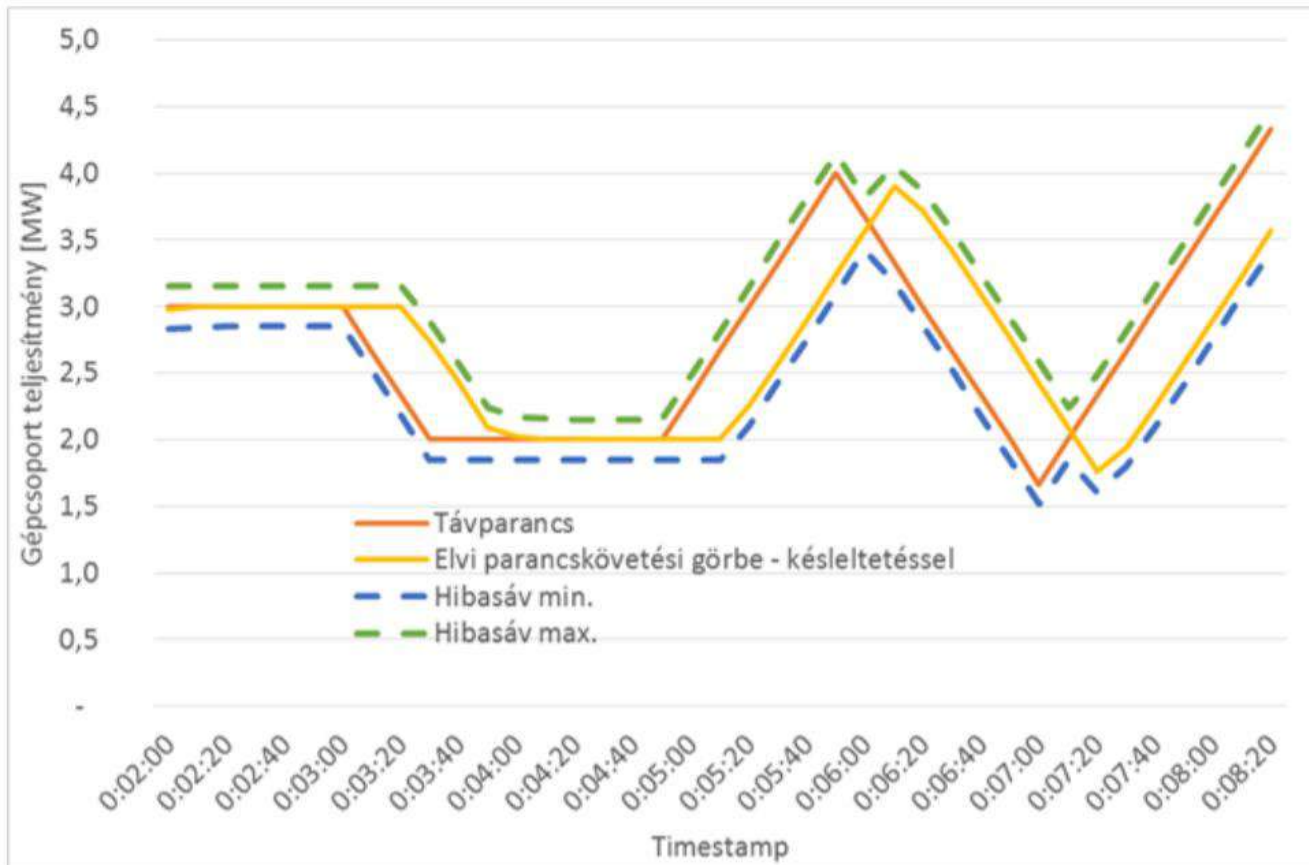
- A rendszerirányító utasítást ad a primer szabályozó bekapcsolására
- Konkrét szabályozás a frekvencia változásából adódik, autonóm, helyi aktiválás
- Térítés: csak rendelkezésre állási díj
- A rendelkezésre állást a rendszerirányító köteles ellenőrizni:
  - Óránként legalább 3 negyedórán belül kell teljesítenie, különben nem jár RÁ
- Kiegyenlítő elszámolásban nem számít utasított eltérésnek
- A rendszerhasználati díj biztosítja a forrását

# Igénybevétel és elszámolás – aFRR/mFRR

- A rendszerirányító a szabályozási **energiadíj** sorrendjében kezdeményezi az igénybevételt
  - A napi piacon lekötött tartalékokra jár RÁ is!
  - Jogosult nem lekötött (opciós) tartalék igénybevételére is  
→ nem jár rendelkezésre állási díj
- aFRR parancskövetés minősítése
  - Követő:  
Hiteles menetrend, Szabályozás bekapcsolva és követi a parancskövetési görbét (szabályozási alapjel)
  - Részben követő:  
Hiteles menetrend, Szabályozás bekapcsolva, Követi a parancskövetési görbe „előjelét”
  - Nem követő
- mFRR teljesítés minősítése
  - A rendszerirányítói utasítás „kerek” 15 perctől értendő, legalább 15 perccel előtte értesíteni kell. A mérés/menetrend eltérése szerint (utasított eltérés) elszámolva.

# Követő/nem követő minősítés

- Hibasávon belül kell teljesíteni, 2 perc után kizárás a szabályozásból
- Holtsáv (%-ban) + 1 tárolós késleltetés



# Igénybevétel és elszámolás – aFRR kapacitás

- Minden elszámolási mérési intervallum, fel- és le irányban külön-külön
- Rendelkezésre álló szabályozási teljesítmény meghatározása:  
Elfogadott szabályozási mennyiség ( $P_{acc}$ ) és a ténylegesen rendelkezésre álló teljesítmény ( $P_{disp}$ ) közül a kisebb.

$$RM = \frac{P_{disp}}{P_{acc}}$$

Ha  $RM < 0,75 \rightarrow$  nem áll rendelkezésre, ekkor az RÁ térítés nulla!

- MAVIR RHD fedezi az RÁ (kapacitásdíj) térítést

# Igénybevétel és elszámolás – aFRR energia

- A fel/leszabályozási **energia** az elszámolási mérés és az üzemi menetrend közötti energiakülönbségből adódik

- Parancskövetési (szabályozási energia-) díj:

$$WD = WA \cdot W$$

$WA$ : a parancskövetés egységára [Ft/kWh]

$W$ : a fel/leszabályozási energia [kWh]

- A parancskövetés minősítése
  - Követő: rendelkezésre állási díj és parancskövetési díj jár
  - Részben követő: csak parancskövetési díj jár
- Utasított eltérésnek számít,  
a KE-ből származó bevétel fedezi.

# Igénybevétel és elszámolás – mFRR

- Minden elszámolási mérési intervallum, fel- és le irányban külön-külön
- Rendelkezésre állási térítés csak ha legalább 75%-ban teljesít → MAVIR tarifa fedezi

- Energiadíj térítés:

$$WD = WA \cdot W \cdot M$$

$WA$ : az energia díj egységára [Ft/kWh]

$W$ : a megrendelt fel/leszabályozási energia [kWh]

$M$ : értéke 1, ha rendelkezésre állt

- Utasított eltérésnek számít, a KE-ből származó bevétel fedezi



# Kitekintés

---

# Magyarországi RSZ piac gondjai

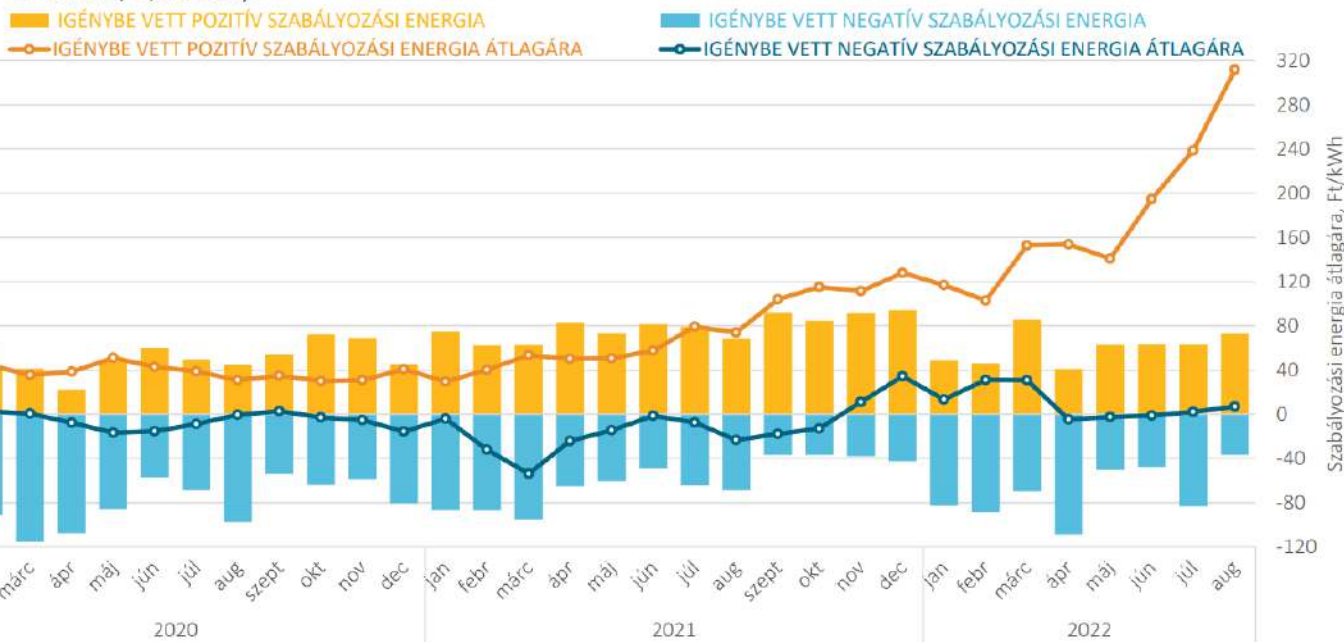
- A magyar VER forrásoldali összetétele következtében hagyományosan rugalmatlan
  - + a tulajdonosi kör koncentrált
  - A szabályozási tartalékot itthon szinte kizárólagosan hőerőművekből lehet biztosítani
- Az utóbbi évek tendenciái tovább nehezítették a szabályozási piac feltételeit:
  - A fogyasztói igények stagnálása következtében kiszorulnak a drágább, szabályozható erőművek
  - A villamosenergia-import (akár >30% feletti import részarány!)
  - A KÁT és elosztott termelés bővülése tovább merevíti a rendszert
  - Az atomerőművi egységek teljesítmény növelése (470→500MW)
  - Többlet igény a napelemek miatt

**A fentiek évek óta nehezítik a VER üzemeltetését.  
2021-től új szintre emelkedett a probléma.**

## 28. AZ IGÉNYBE VETT SZABÁLYOZÁSI ENERGIA HAVI MENNYISÉGE ÉS ÁTLAGÁRA

ÁBRA

Harmadik hónapja tart a pozitív irányú aktivált szabályozási energia árának meredek emelkedése, miközben a pozitív irányú aktiválások mennyisége nem változott érdemben az előző hónaphoz képest. A negatív irányú átlagára maradt a pozitív előjelű oldalon. E tényezők eredőjeként a kiegyenlítő szabályozási energia költségek 50%-kal, azaz 3,7 Mrd Ft-tal emelkedtek az előző hónaphoz képest. Augusztusban az elérhető kiegyenlítő szabályozási kapacitások megfelelő szintjének biztosítása érdekében a korábbi hónapokhoz, illetve az aktivált szabályozási energia mennyiségéhez képest is jelentős rendszerirányítói menetrend-módosítás történt. Összesen 6 nap során közel 4,5-4,5 GWh fel, illetve le irányú, akár a 135 MW-ot is elérő aktiválásokra került sor. (Június: 3 nap, 40 MW, 0,4 GWh, július: 1 nap, 120 MW, 0,4 GWh).



### POZITÍV SZABÁLYOZÁS

VOLUMEN	ÁR
<b>36,4</b>	<b>311,8</b>
GWH	FT/KWH

### NEGATÍV SZABÁLYOZÁS

VOLUMEN	ÁR
<b>18,5</b>	<b>6,9</b>
GWH	FT/KWH

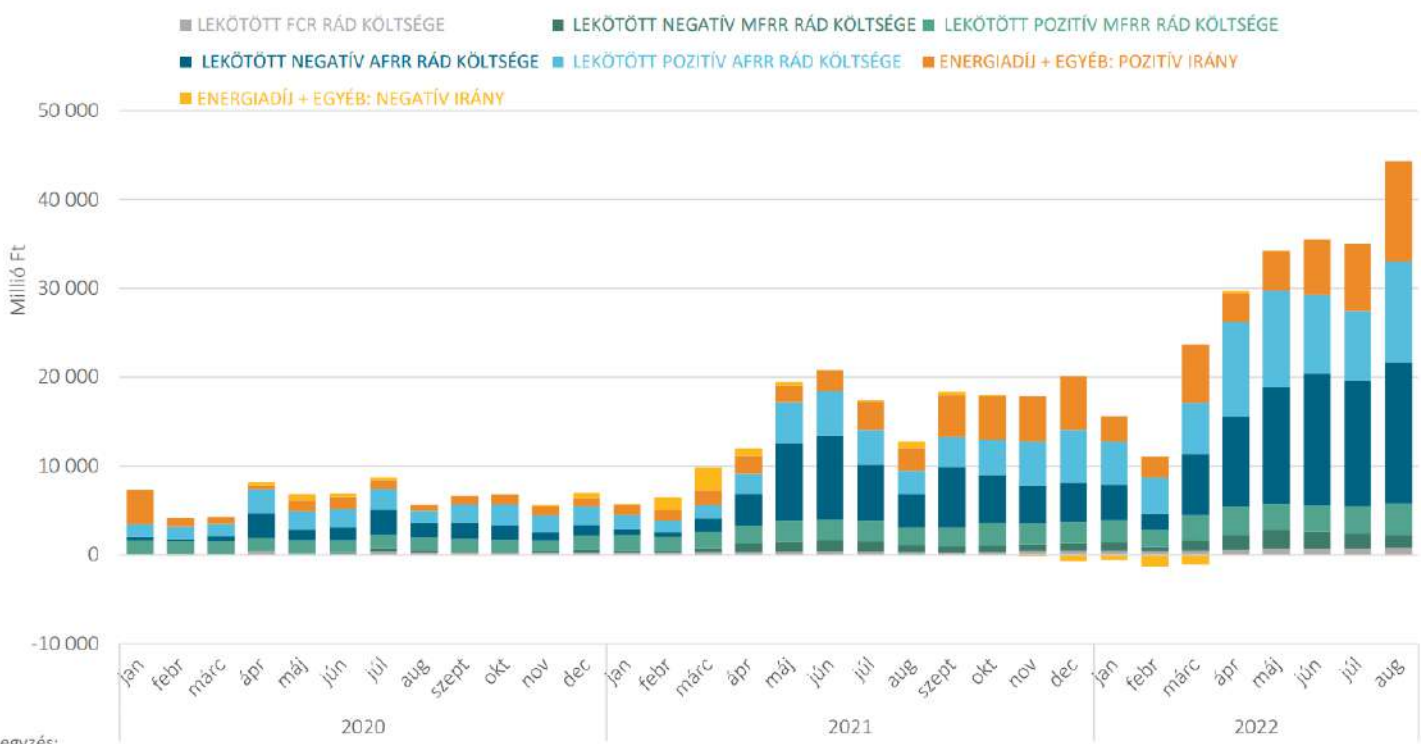
Megjegyzés:  
GCC-t is beleszámítva.  
Energiaár: igénybe vett mennyiséggel súlyozott havi átlagok, a GCC, rendszerirányítói menetrend módosítás, nemzetközi kiegészítés az aFRR-mFRR átlagáron számolva  
Az adatok nem tartalmazzák a redispatch-et.

Forrás: [www.mavir.hu](http://www.mavir.hu)

# 27. A RENDSZERIRÁNYÍTÓ ÁLTAL IGÉNYBE VETT SZABÁLYOZÁS HAVI ÖSSZKÖLTSÉGE

Az összköltség 26%-kal, 44 Mrd Ft-ra emelkedett, a pozitív kiegyenlítő szabályozási energia és az aFRR kapacitások drágulása miatt.

ÁBRA



RENDELKEZÉSRE  
ÁLLÁSI DÍJAK  
HAVI KÖLTSÉGE

**32 979**

MILLIÓ FT

ELŐZŐ HÓNAP **↗** 27 492    ELŐZŐ ÉV **↗** 9 456

ENERGIADÍJ + EGYÉB  
HAVI KÖLTSÉGE

**11 213**

MILLIÓ FT

ELŐZŐ HÓNAP **↗** 7 487    ELŐZŐ ÉV **↗** 3 326

Megjegyzés:  
Az FCR adatok csak 2020-tól szerepelnek az ábrán.  
RÁD: a MAVIR által a rendszerszintű szolgáltatásokban részt vevők számára fizetett rendelkezésre állási díj.  
Energiadíj+egyéb összesen: aFRR és mFRR energiadíjak, GCC, rendszerirányítói menetrend módosítás, nemzetközi kisegítés mennyisége az aFRR-mFRR súlyozott átlagárával összegezve  
Az energiadíj költségek nem tartalmazzák a kiegyenlítő szabályozással összefüggésben felmerült redispatch költségeket.

Forrás: MEKH Adattár, [www.mavir.hu](http://www.mavir.hu)

**Jelentőssé vált az RSZ piac költsége  
– a korábbi 50-60 Mrd Ft/évről 350+(?) Mrd Ft/év → +10 Ft/kWh RHD?**

# Magyarországi RSZ piac gondjai és megoldások

- Kiegyenlítő energia csak a szabályozási energia költséget fedezi!
- A lekötött tartalékok díját RHD fedezi
- A MAVIR-nak ez *elvileg* megtérített költség
- Létezik rezsinyomás – ne kelljen emelni a végfelhasználói tarifákat
  
- Megvalósult:
  - Napi opciós többlet lekötésekkel a tartalék termékek átcsoportosítása
  - Kiserőművek bevonása az RSZ piacába (szabályozási központok)
    - Virtuális erőművek, aggregált kis termelők
- Terv:
  - A szomszédos rendszerirányítókkal közös tartalék piac kialakítása
    - Részben már teljesült: IGCC kooperáció a szabályozási energia nettósítására
    - aFRR/mFRR közös platformok indulása energiára (PICASSO, MARI) – közös EU-s energiabeszerezés, valós időben – ehhez közös termék kell
  - Új erőművek (?), ügyesebb menetrendezés (?)
  - Az „okos” technológiák fokozatos bevezetése
  - Kutatási irány: a villamosenergia- és tartalékpiacon közös optimalizálása (**kooptimalizálás**)

# Piaci struktúrák bemutatása

---

Hazai és az észak-amerikai példa

# A piac felépítése: EU és Észak-Amerika

## Európa

- Önmenetrendező piac, önkéntes részvétel a szervezett piacon
- VER legfőbb döntési területei külön:
  - Energiapiac
  - Szabályozási tartalékok piaca
  - Átviteli kapacitások piaca
- Integrációs törekvések
  - Térben és részpiacok között is

## Észak-Amerika

- Központosított piac, központi erőművi menetrendezés
- A döntési területek integrált kezelése
  - Energia, erőművi indulások
  - Átviteli kapacitások, veszteség
  - Szabályozás, kiegyenlítés
- A napi időtávon rendszerszinten optimalizált megoldás

# Központi unit-commitment

---

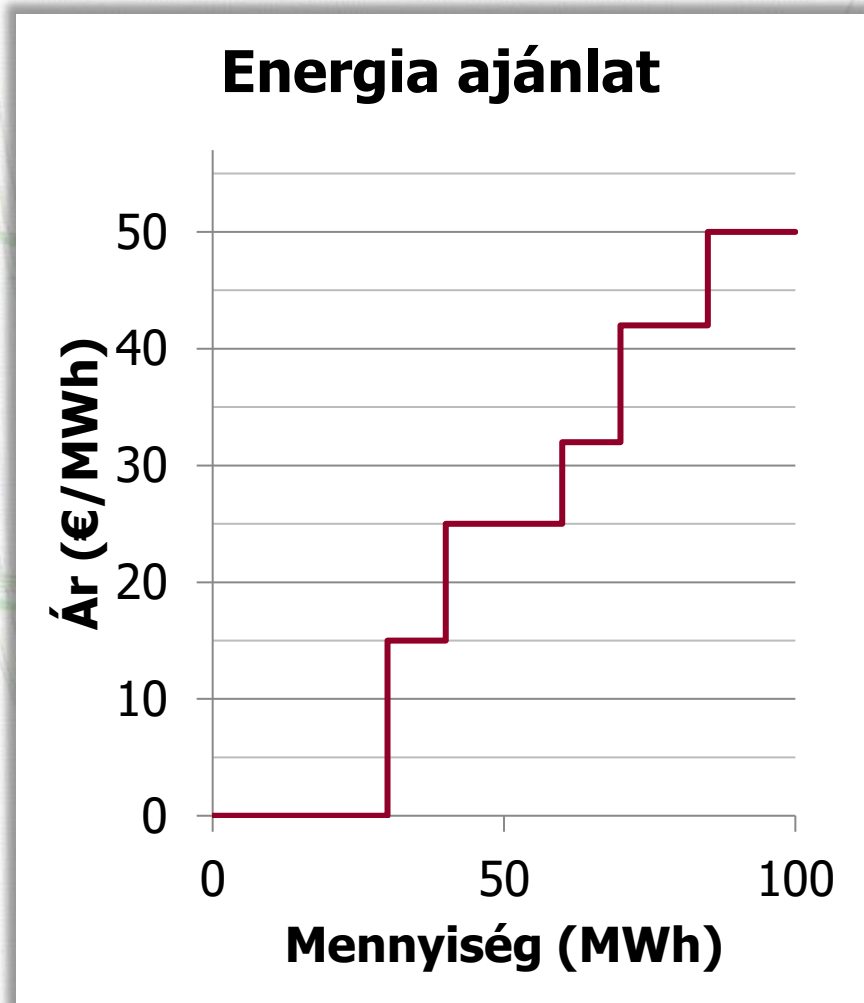


# Központi unit-commitment

- Az erőművek üzemének eldöntése napi klíring része.
- Cél: olyan allokáció, mely rendszerszinten éri el a költségminimumot, ideértve:
  - Az elfogadott energia és tartalék ajánlatok
  - Erőművi **indítások, leállítások** költségeit
- Korlátozó feltételek betartása mellett
  - Műszaki korlátok
  - Időbeli kötöttségek
  - Rendszerszintű üzembiztonsági előírások

# Erőművi ajánlatok

- Ajánlatok tartalma (*three-part-bid*)
  - Indulási költség (*start-up cost, SUC*)
  - Minimális terheléshez tartozó költség (*minimum load cost, MLC*)
  - Energiaajánlat a minimális terhelés feletti részre
    - Az erőmű az energiaajánlatát minden nap megadja.



# Erőművi korlátok

- Műszaki jellemzők:
  - Minimális és maximális terhelés
    - Akár hőfokfüggően (CCGT)
  - Maximális fel/leterhelési sebesség, gradiens
  - Terhelési tartomány tiltott részei (pl.: stabilitási okokból)
  - Napi maximális energiatermelés (pl.: üzemanyag vagy CO<sub>2</sub> kvóta miatt)
- Intertemporális korlátok:
  - Indítási időszükséglet (forró/meleg/hideg állapotból)
  - Minimális üzemidő
  - Üzemen kívüli időszak minimális időtartama
  - Egy napon belüli indítások számának maximuma
- Kiesések, karbantartások bejelentése

# Erőművi kötöttségek

- Csak megadott időközönként lehet módosítani
  - a fizikai és intertemporális kötöttségeket
  - a minimális terheléshez tartozó költségeket
- Cost based és bid based price
  - Van egy transzparens tüzelőanyagárhoz kötött ár is (*cost based*)!
  - Maximalizált az ettől való *bid price* eltérés
- Egy kereskedési nap minden órájára azonos tartalmú ajánlatot kell beadni
- Cél: az ajánlati árak a ténylegesen felmerülő költségeket tükrözzék

# Bid cost recovery

- A piac tehát nem fizet az erőművi indulásért és a minimális terhelésért
  - Az ajánlatok árazása csak a marginális költségeken alapul(hat)!
  - MLC, SUC nem jelenik meg az energia/tartalékárakban
  - Hogyan lép így a piacra egy a nagy indítási költségű, drága csúcserőmű?
- Ajánlati költségek megtérítése (*bid cost recovery*)
  - Ha a piaci árak az adott napon nem nyújtanak fedezetet a fix költségekre
  - Garantált az ajánlatban szereplő költségek és ajánlati árak megtérítése → csökkenő kockázat
  - Fedezet: energiát vásárlókra vonatkozó árnövelés (*uplift*)

# Kooptimalizáció

---

- Együttes optimalizálás
- Tartalékok árazása? Mit ér a rendelkezésre állás?
- Energia és tartalék ajánlatok egymásra hatása az alternatívaköltségek elismerésével

# Kooptimalizált tartalékbeszerezés

- Energia és szabályozási tartalékok együttesen optimalizált beszerzése
  - Azonos eladó
  - Erőművi teljesítőképesség áll mögöttük  
→ részben helyettesítő termékek
  - Kombinált ajánlattétel
- Piaci algoritmus dönt: energia vagy tartalék
  - Gépegységi műszaki korlátok
  - Szűkös erőforrások hatékonyabb allokációja
- Cél: rendszerszintű költségoptimum elérése
  - Társadalmi jólét

# Mi a szabályozási tartalék?

- Opció, garancia
- Legyen a valós időben megfelelő szabályozási képesség, igénybe vehető szabályozási energia
- Költsége van az opciónak
  - Rendelkezésre állási díj
- Mennyit kell fizetni érte? Miért?
  - Növekvő fajlagos tüzelőanyag fogyasztás, működési és karbantartási költségek növekedése a szabályozással, stb.
  - **Más? → szoros kölcsönhatás az energiaárral!**



# Alternatíva költség – 1. példa

A

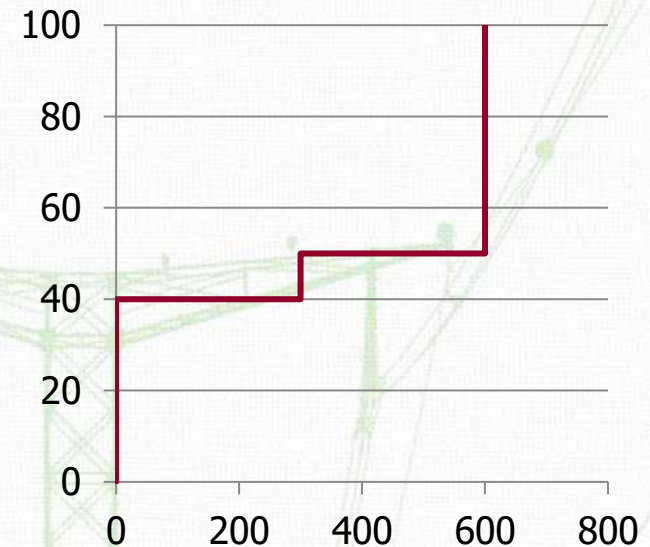


300MW @ 40 €/MWh

B



300MW @ 50 €/MWh



- Szükséges energia igény: 400MWh,  
Tartalék igény: 200 MW
- Két erőmű ad be ajánlatot

# Alternatíva költség – 1. példa

A

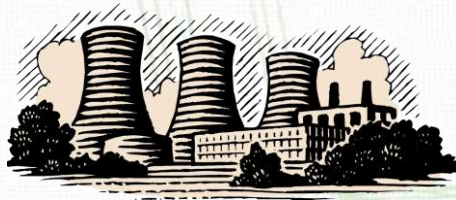


300MW @ 40 €/MWh

300MWh

0MW

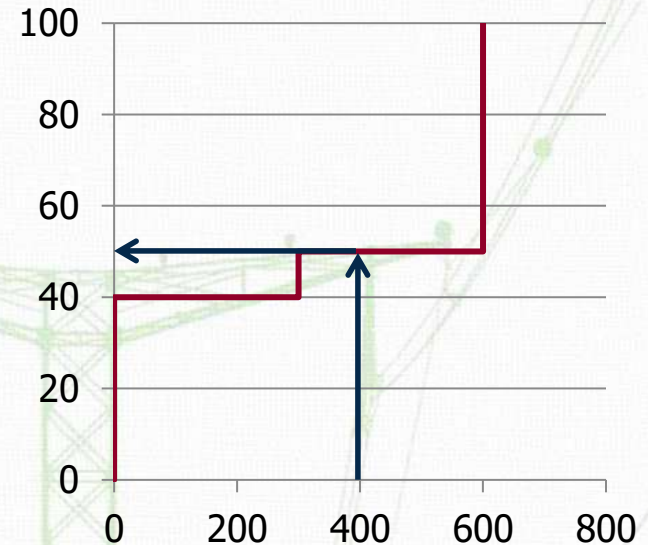
B



300MW @ 50 €/MWh

100MWh

200MW



## 1. eset: Nincs korlátozó tényező (pl. gradiens)

MCP = 50€/MWh (B marginális ára)

A B erőműre allokált tartaléknak nincs alternatíva költsége, mert a 200MW a kapacitást az energia piacon nem tudta volna értékesíteni.

# Alternatíva költség – 1. példa

A

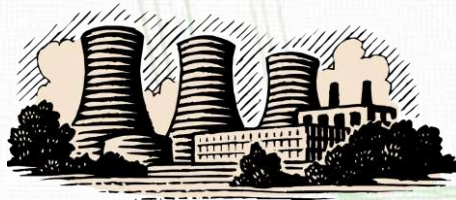


300MW @ 40 €/MWh

200MWh

100MW

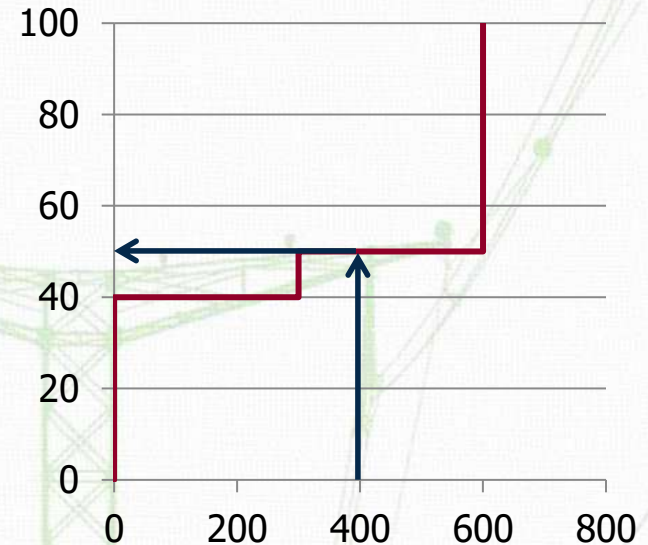
B



300MW @ 50 €/MWh

200MWh

100MW



2. eset: Gradiens miatt A és B együtt kell a tartalékhoz

MCP = 50€/MWh (B marginális ára)

Az A erőműre allokált tartaléknak alternatíva költsége van, mert a 100MW kapacitásával óránként  $50 - 40 = 10 \text{ €/MWh} \times 100 \text{ MWh} = 1000 \text{ €}$  **profitot termelt volna**. Ezt a költséget az A erőműnek meg kell téríteni!

## Egy gépegység esetén – 2. példa

Kiindulás:

- 100 MW-os gépegység
- Akkreditált (tercier) fel irányú tartalék biztosítására
- Egyéb műszaki kötöttségtől eltekintünk
- Valós termelési költségeket tükröző ajánlati árgörbét adott meg

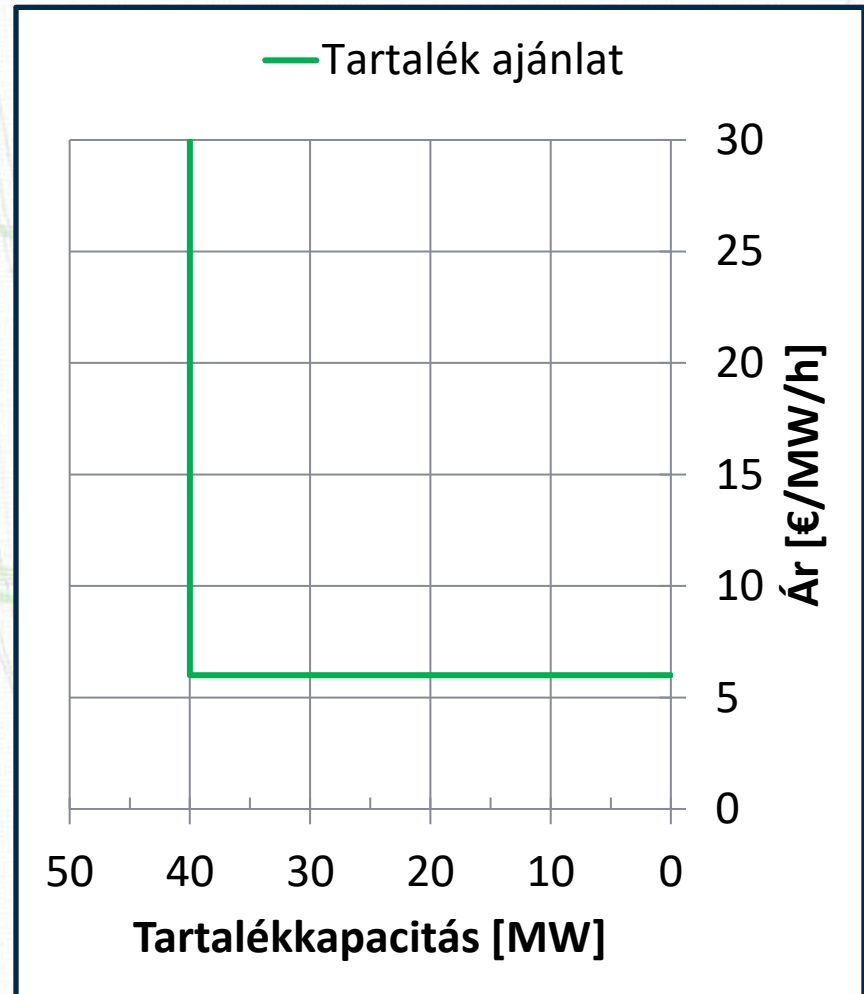
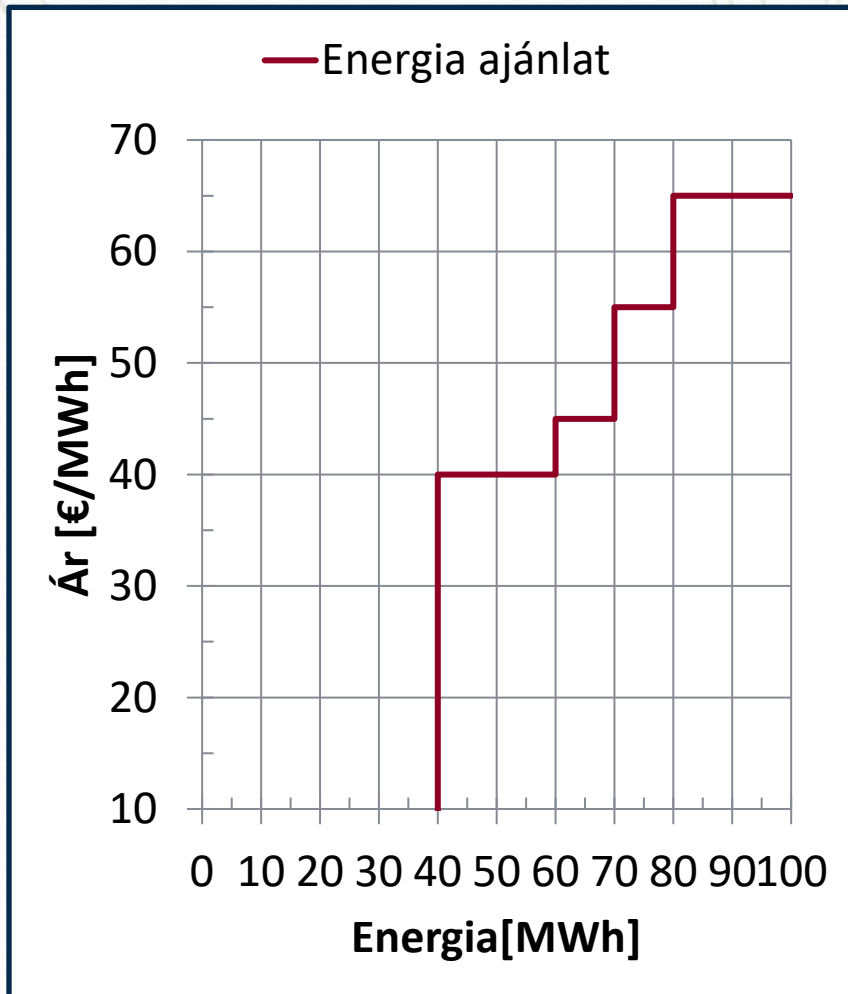
Piaci árak

- Feltételezzük, hogy a piaci elszámoló árakat a vizsgált gépegység ütemezése nem befolyásolja:
- Energia ár: MCP = 60 €/MWh
- Tercier tartalék, rendelkezésre állási díj: ASMCP = 10 €/MW/h

Hogyan befolyásolja az erőműre allokált energia/tartalék mennyiség aránya az erőmű nyereségét?

Milyen stratégiát érdemes követnie?

# Költség alapú ajánlati görbék



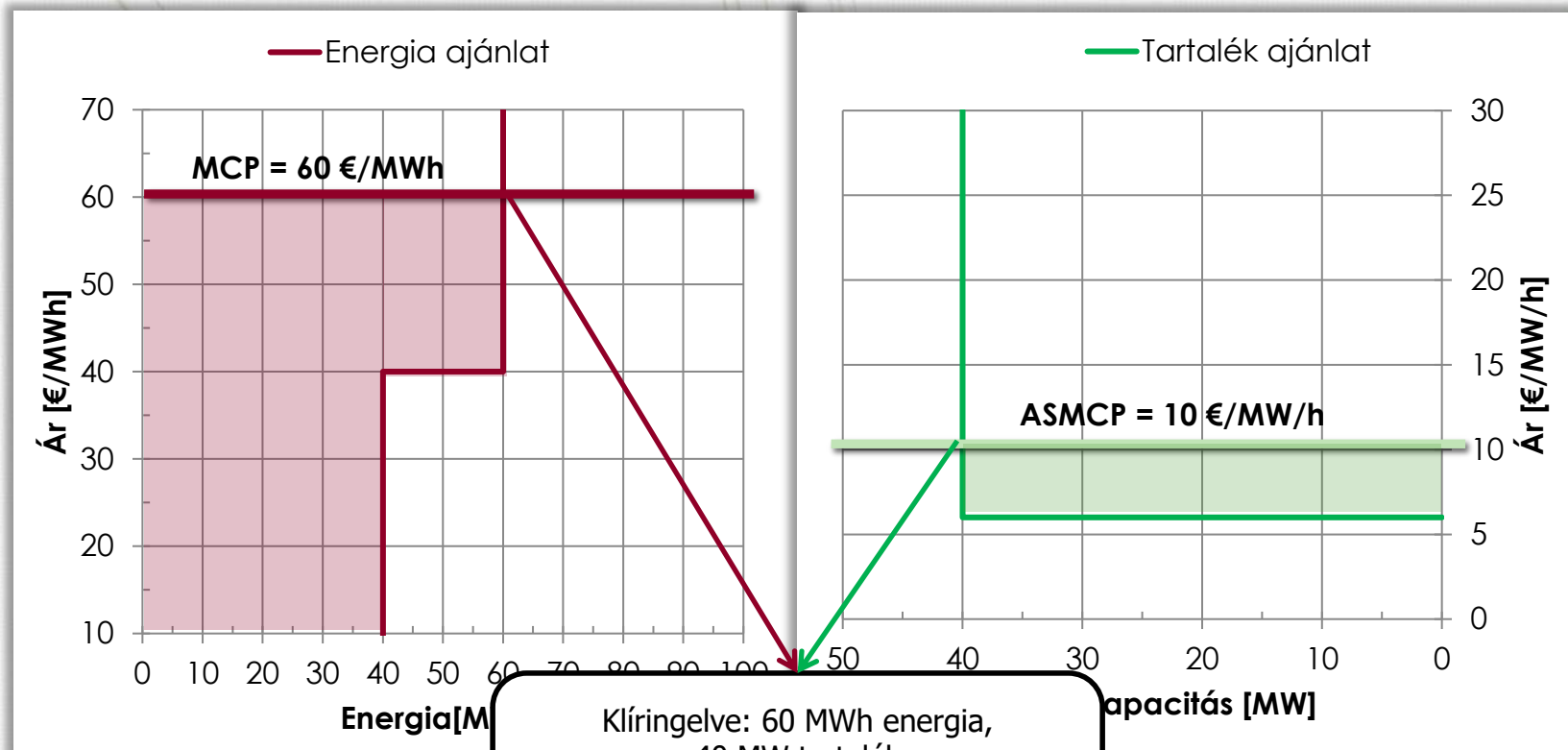
# Legegyszerűbb koopt. mennyiségi korlát

Energia menetrend + Fel irányú szabályozás  
 $\leq$  Gépegységi max. terhelés

- A texasi (ERCOT) piacon tényleg ennyire triviális a korlát
  - Gradienst a felhasználóra bízunk

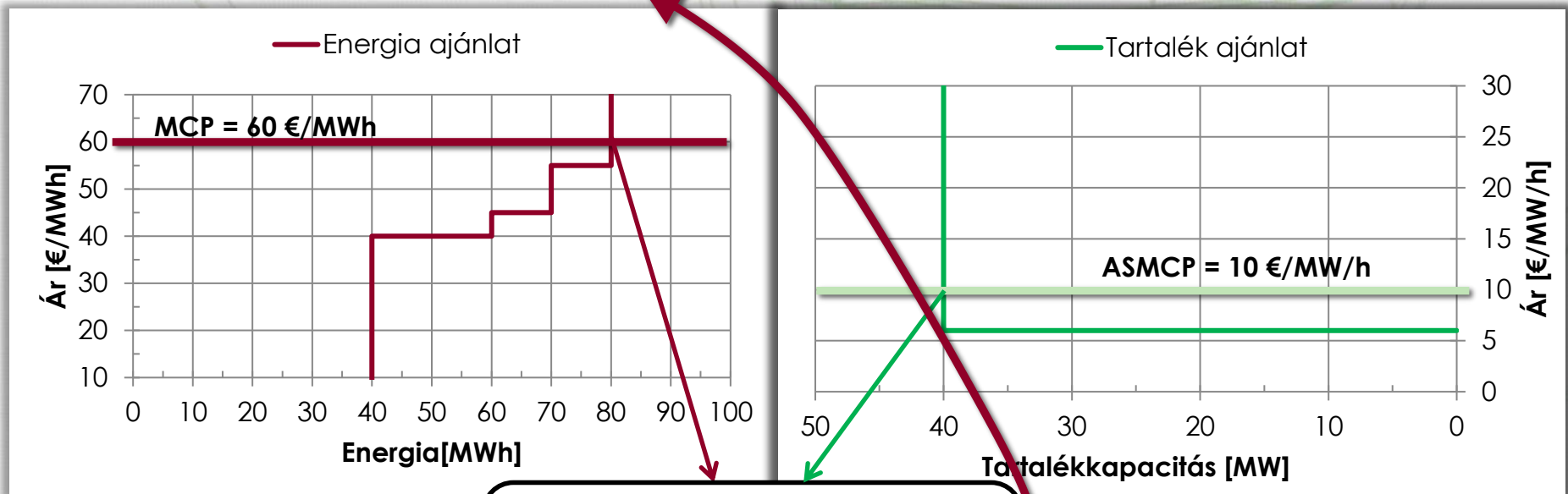
# Példa a kooptimalizációra 1.

- 60 MWh energia- és 40 MW tartalékajánlat
  - Nincs átfedés, nincsen lehetőség az optimalizációra a termékek között



# Példa a kooptimalizációra 2.

- 80 MWh energia- és 40 MW tartalékajánlat
  - Átfedés: kooptimalizációs lehetőség 80/20...60/40 felosztás között!
  - Alternatíva költséget is figyelembe kell venni → „all in price”

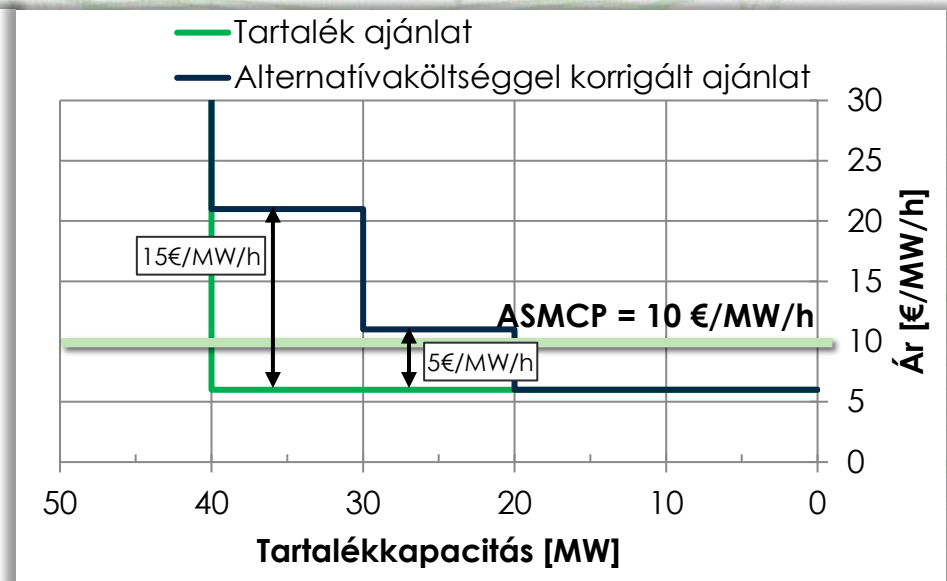
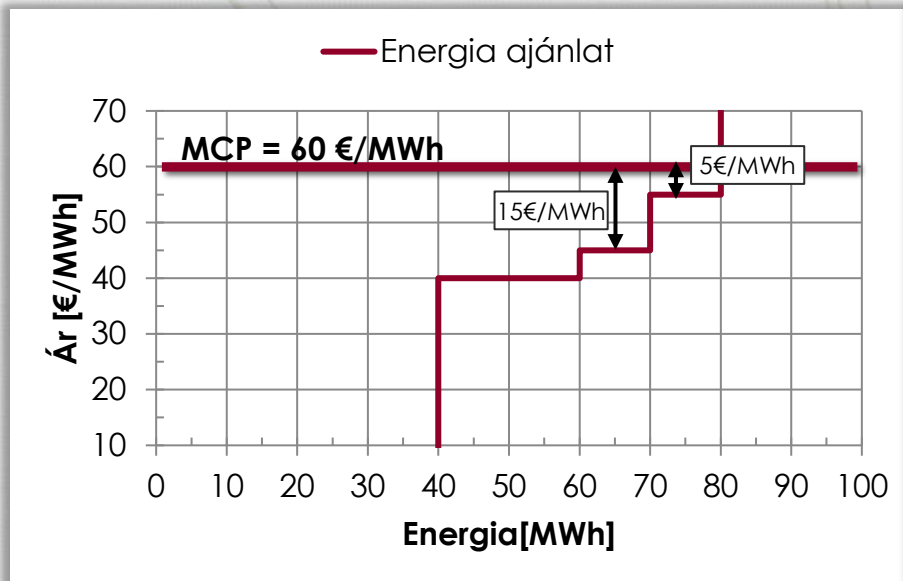


80 MWh energia + 40 MW tartalék >  
100 MW kapacitás!  
**Dönteni kell a két alternatíva közül**



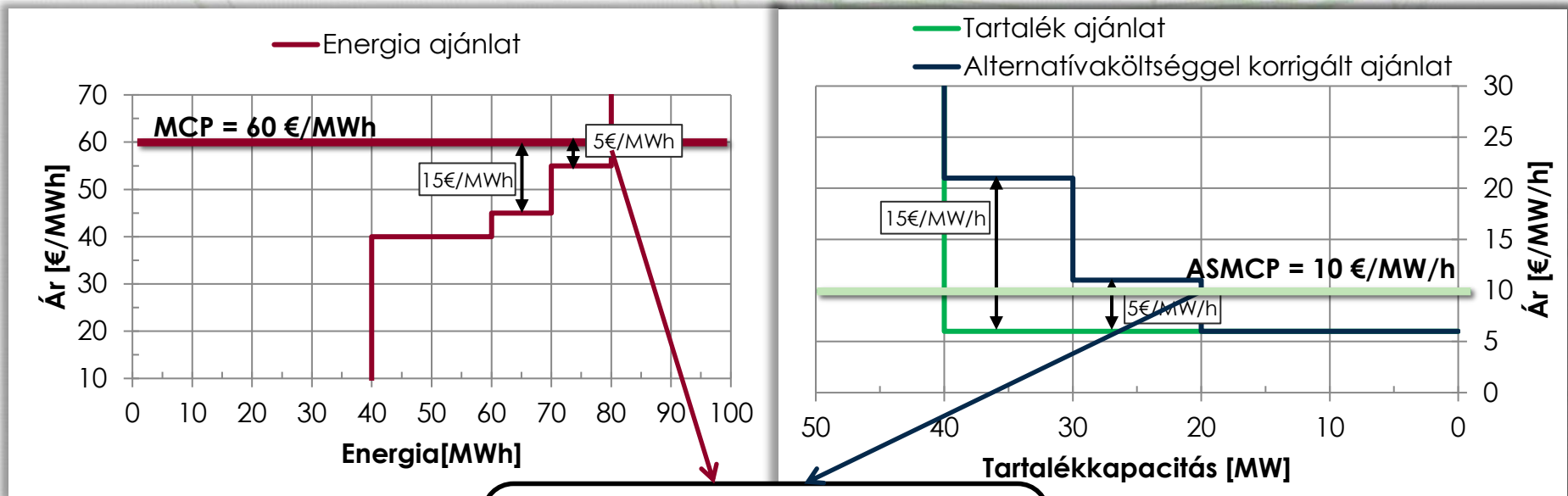
# Példa a kooptimalizációra 2.

- 80 MWh energia- és 40 MW tartalékajánlat
  - Átfedés: kooptimalizációs lehetőség 80/20...60/40 felosztás között!
  - Alternatíva költséget is figyelembe kell venni → „all in price”



# Példa a kooptimalizációra 2.

- 80 MWh energia- és 40 MW tartalékajánlat
  - Átfedés: kooptimalizációs lehetőség 80/20...60/40 felosztás között!
  - Alternatíva költséget is figyelembe kell venni → „all in price”



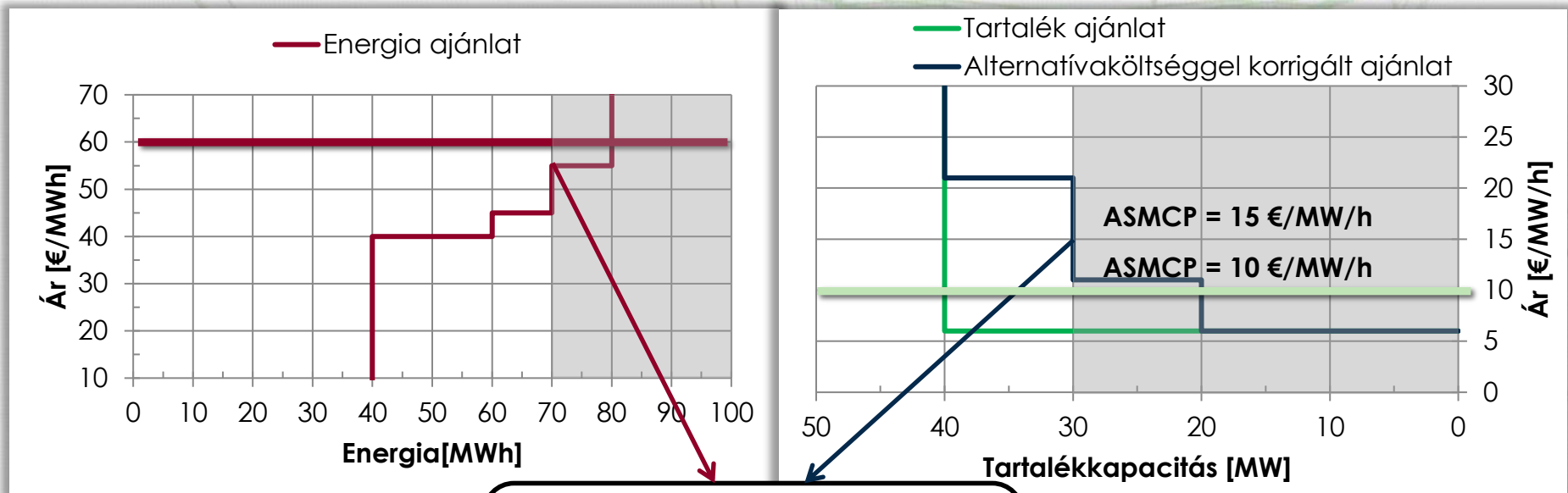
Klíringelve: 80 MWh energia,  
20 MW tartalék  
Összes bevétel: 5000 € (vs. 4000)  
Termelői többlet: 3080 € (vs. 2960)

## Példa a kooptimalizációra 3.

- 80 MWh energia- és 40 MW tartalékajánlat
  - Átfedés: kooptimalizációs lehetőség 80/20...60/40 felosztás között!
- Legyen nagyobb igény a tartalékra: **ASMCP = 15 €/MW/h**

# Példa a kooptimalizációra 3.

- 80 MWh energia- és 40 MW tartalékajánlat
  - Átfedés: kooptimalizációs lehetőség 80/20...60/40 felosztás között!
- Legyen nagyobb igény a tartalékra: **ASMCP = 15 €/MW/h**



Klíringelve: 70 MWh energia,  
30 MW tartalék  
Összes bevétel: 4650 € (vs. 5000)  
Termelői többlet: 3220 € (vs. 3080)

# A kooptimalizáció eredménye

- A megnövekvő tartalékigény hatására → árváltozás
  - Megváltozik az energia-tartalék allokáció
  - Azonos ajánlatok mellett!
- Az algoritmus a termelő számára legjobb allokációt adja  
A tényleges alternatíva költségeket elismerve  
profitkiesés nélkül beadható a tartalékajánlat
- Miért jó ez a rendszerirányítónak?
  - Több ajánlat → nagyobb verseny
  - Erőművek részéről nincs szükség előzetes döntésre, hogy energia vagy tartalék
  - Termelői kockázat csökkenése → árak csökkenése
  - Szoros piacmonitoring lehetősége



# Köszönöm a megtisztelő figyelmet!

---

[sores.peter@vet.bme.hu](mailto:sores.peter@vet.bme.hu)

# Források

- MAVIR kereskedelmi szabályzat
- [MAVIR: Éves kapacitásterv](#)
- [ENTSO-E Operational Handbook](#)
- [ENTSO-E: Network Code on Load Frequency Control and Reserves](#)
- Dr. Stróbl Alajos: A magyar VER teljesítmény szabályozása
- [Zerényi József: Rendszerhelyreállítás](#)

# Hátrасorolt diák

---



# Piaci struktúrák bemutatása

---

Hazai és az észak-amerikai példa

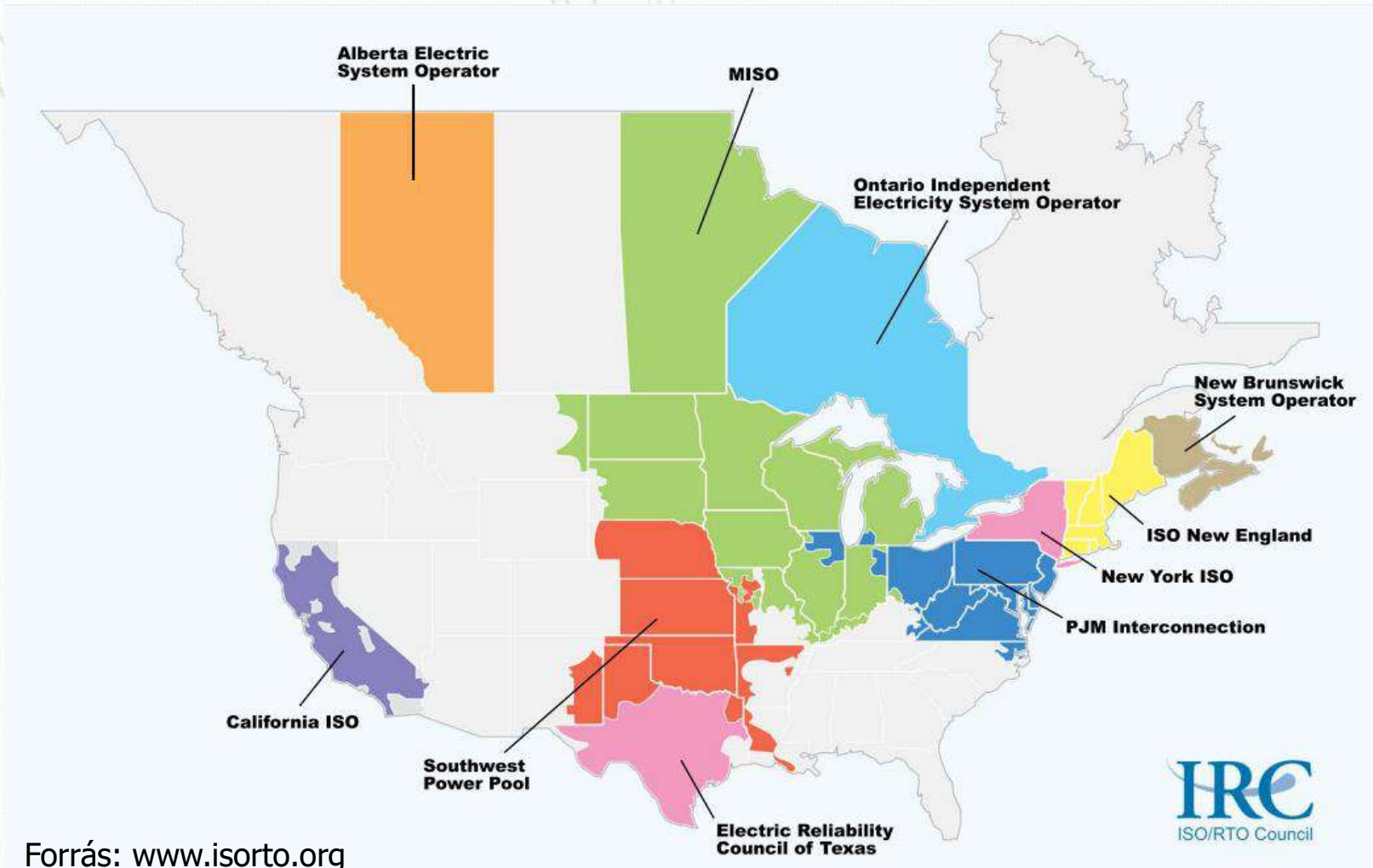
# Magyarország: Önmenetrendezés

- A piaci struktúra alapelvei:
  - Önmenetrendező piac (self-scheduling market):  
A termelők/mérlegkörfelelősök saját menetrendjüket maguk alakítják ki.
- A döntési területek, részpiacok egymástól független (ill. részben integrált) piacként működnek:
  - Hosszú távú energiapiac (OTC, futures)
  - Hosszú távú (havi, éves) kapacitásjog-piac (aukció, OTC)
  - Napi energiapiac, részben piac-összekapcsolás
  - Tartalékpiac (éves, napi)
  - ...

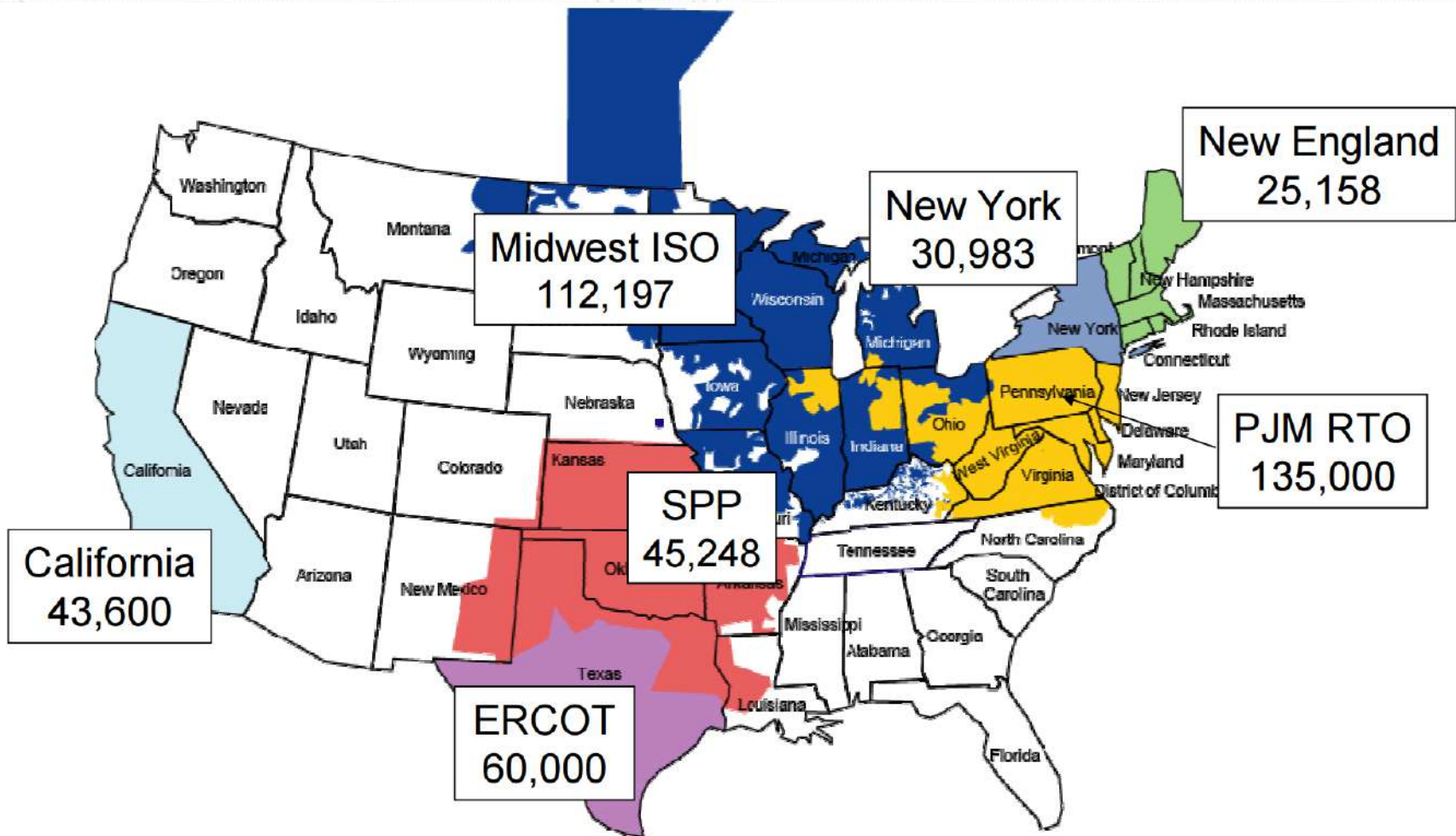
A piac félreárazásait, hatékonytalanságait a részpiacok közötti arbitrázs lehetőségek megjelenése jelzi.

Ezen kihasználása az árakat a hatékony **versenyár** felé közelíti.

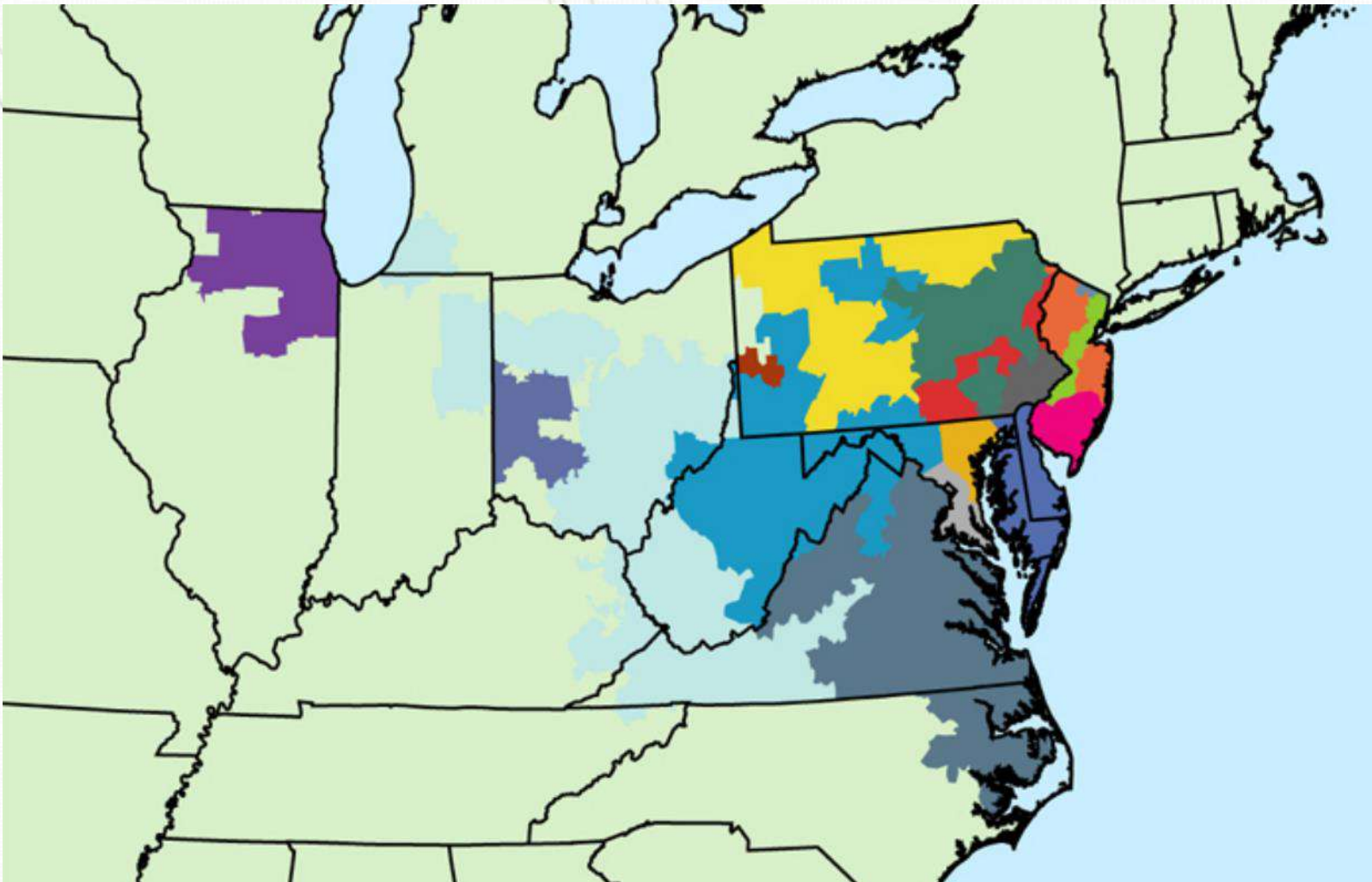
# Észak-Amerika: Independent System Operators



# Észak-Amerika: Independent System Operators



# PJM: Átviteli hálózati operátorok



# Észak-amerikai „standard” piac alapvető jellemzői

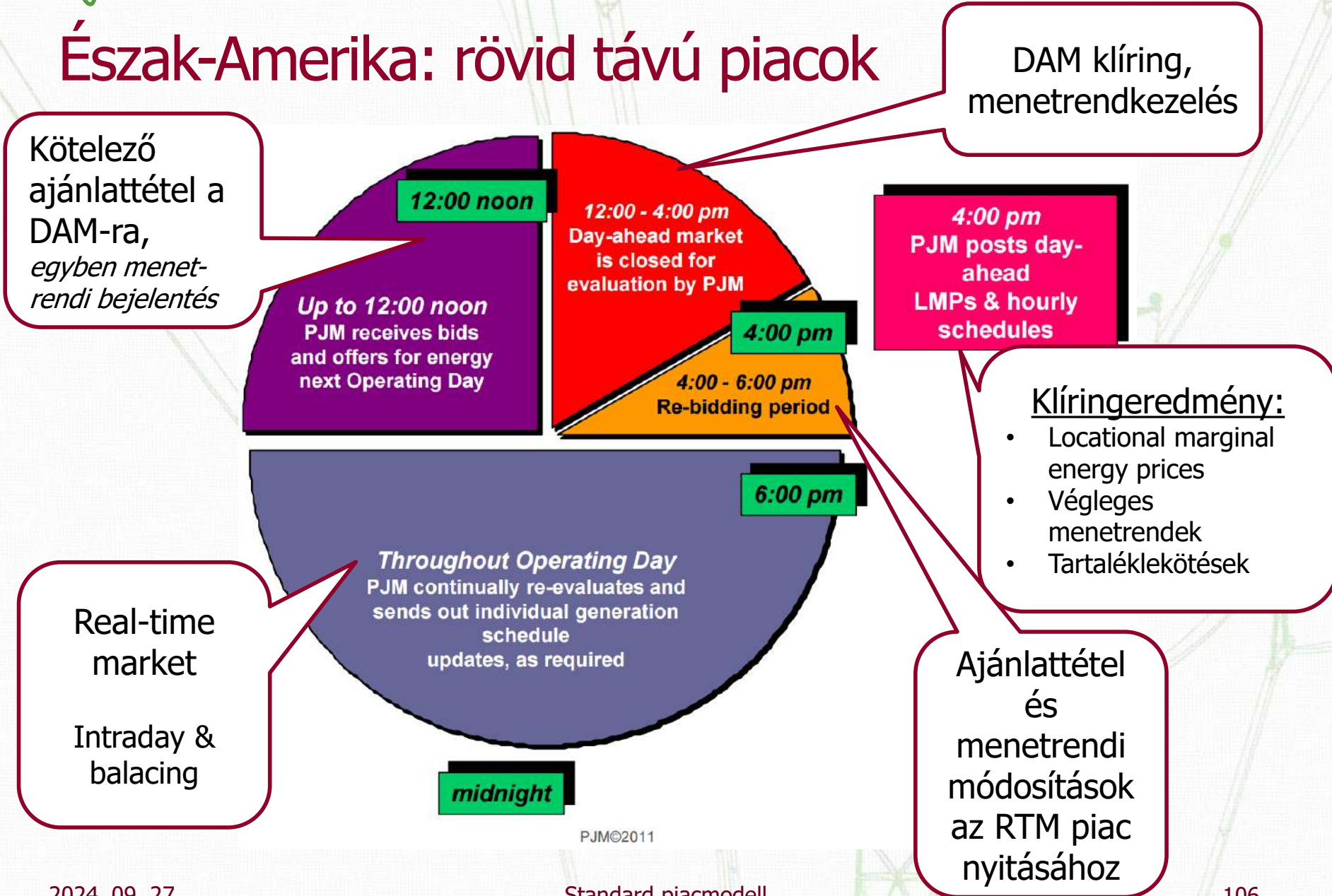
- Központosított napi és valós idejű piac (DAM és RTM)
  - Kötelező (pool típusú)
  - Egyetlen nagy optimalizációban
  - Kooptimalizált tartaléklekötés
  - Uniform és marginal pricing
- Központi erőművi menetrendezés (unit commitment)
  - Cél: rendszerszintű költségminimum
  - Gépegységi és rendszerszintű korlátok
- Szűk keresztmetszetek kezelése: gyűjtősínenkénti árazás (nodal pricing) – locational marginal pricing)



# Észak-Amerika: rövid távú piacok

- Valós idejű piac (real-time market, RTM):
  - Az energia **fizikai** teljesítésének elszámoló piaca, mérés alapján
  - **5 perces** időbeli felbontású árazás
  - A szabályozási és a kiegyenlítő energia is azonos, RTM áron kerül elszámolásra
- Napi piac (day-ahead market, DAM):
  - **Pénzügyi** teljesítés, az RTM órás felbontású határidős piaca
  - Másnapi **menetrendek** költségoptimum szerinti kialakítása
  - Szabályozási tartalékok kooptimalizált beszerzése
- RTM és DAM piac között speciális pénzügyi termékek teszik lehetővé a kereskedést
  - Ld. Következő előadás

# Észak-Amerika: rövid távú piacok





# Észak-Amerika: hosszú távú piacok

- Tőzsdei energiakereskedés (havi, negyedéves, éves)
- Átviteli kapacitások:
  - A kockázatok fedezésére pénzügyi termékek:
    - Financial transmission rights (FTR)
- Kapacitás piac – Reliability pricing model
  - Erőművi kapacitás piac a beruházások ösztönzésére és a tőkeköltség megtérítésére
  - Rendszerirányító rendezte aukciók 3 évre előretekintően
  - Az erőművi teljesítőképesség után járó díj
  - Kiterjesztik más csúcsterhelést csökkentő beruházásokra is

# Standard piacmodell előnyei, hátrányai

- Határköltséget tükröző piaci árak
- Likvid részpiacok
  - Ajánlatok fizikai és pénzügyi termékekre
- Termelők kockázatai minimálisak
  - Garantált bevétel, költségeket tükröző árak, kockázat kiárazódása
- Tartalék lekötése kevesebbe kerül
  
- A piacok összekapcsolásának módja nem megoldott
  - Ez baj!
- A hosszú távú ösztönzés módja nem teljesen kiforrott
  - Nálunk sem (?!)
- Bonyolult, kötött, „bürokratikus”

# Energiatermelés, energiapiaci trendek

*Primer energiahordozók piaca, villamosenergia-termelői környezet*

Villamosenergia-piac (BMEVIVEM05)  
2024. október 18.

Sörös Péter Márk, tanársegéd

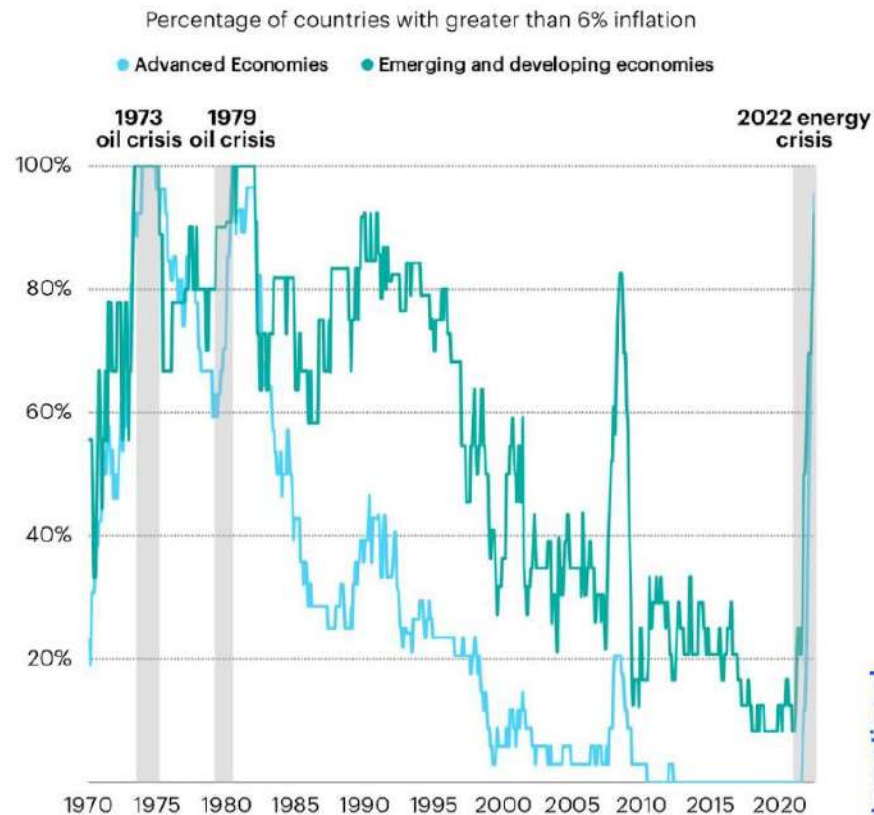
*sores.peter@vik.bme.hu V1.404*



# Tartalom

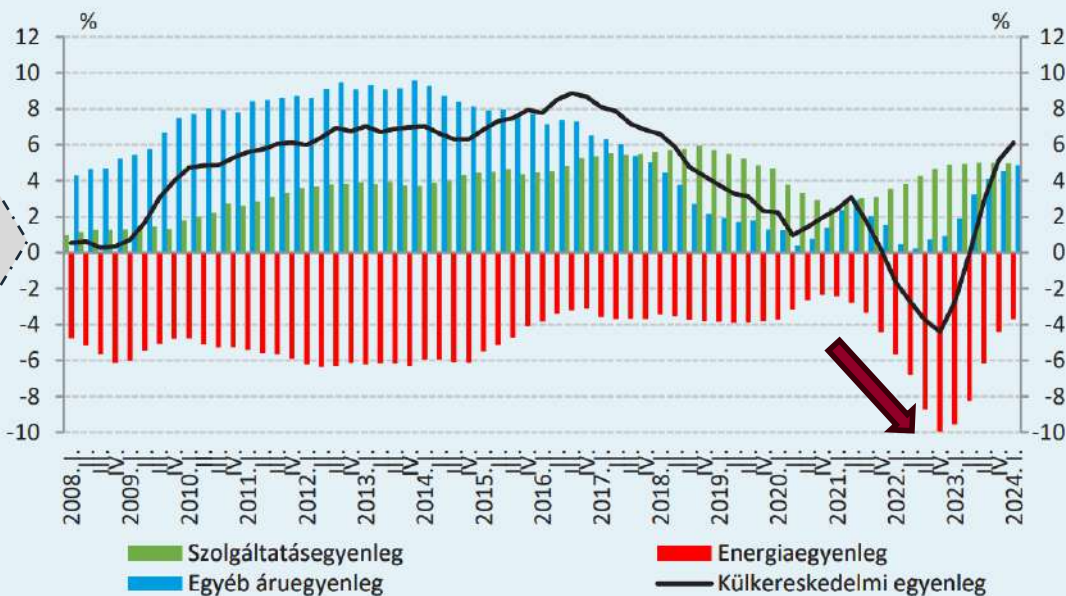
- A világ energiaforrásai
  - Globális trendek
  - Primer energiahordozók
  - Tulajdonságok, készletek, piaci jellemzők
  - Termelői piacok, sajátosságok
- Energiapolitika fogalma, jelentősége

## High energy prices have stoked inflation, creating a **looming risk** of global recession



# Az energiapiac a teljes gazdaságra kihatással van – a magyarországi szereplők jövedelemkiesése révén

3. ábra: A külkereskedelmi egyenleg és tényezőinek alakulása (négy negyedéves értékek a GDP arányában)



A Magyar Kormány 2022. július 13-án energia-veszélyhelyzetet hirdetett.

- TTF ~ 160 EUR/MWh,  
Brent ~ 95 USD/bbl,  
EURUSD = 1,0 + másodkörös hatások

+10%/GDP nettó import  
– évente 5-6 heti jövedelmét elveszítette  
Magyarország

- Egyensúlyvesztés (HUF árfolyam, folyómérleg)
- Egyszerre fiskális és monetáris szigorítás
- Infláció, gazdasági lassulás

Forrás: MVM elemzés, MNB Fizetési Mérleg Jelentés – 2023. február

A nemzetgazdaság szintjén az energiaár-robbanást csak fundamentális, műszaki, hatékonysági és használati szokásokat befolyásoló megoldásokkal lehet kezelni

Mérnöki problémamegoldás, összetett folyamatok, rendszerben gondolkodás!

# Mit válasszunk?

- Mit lehet?
    - Helyi adottságok, erőforrások
    - Technológia
    - Szállítás, import-export
    - Hosszú távú ellátásbiztonság
  - Környezetvédelmi szempontok
  - Politikai-szavazói preferencia
- Mibe kerül?
    - Világpiaci ár
    - Infrastruktúra, szerződések



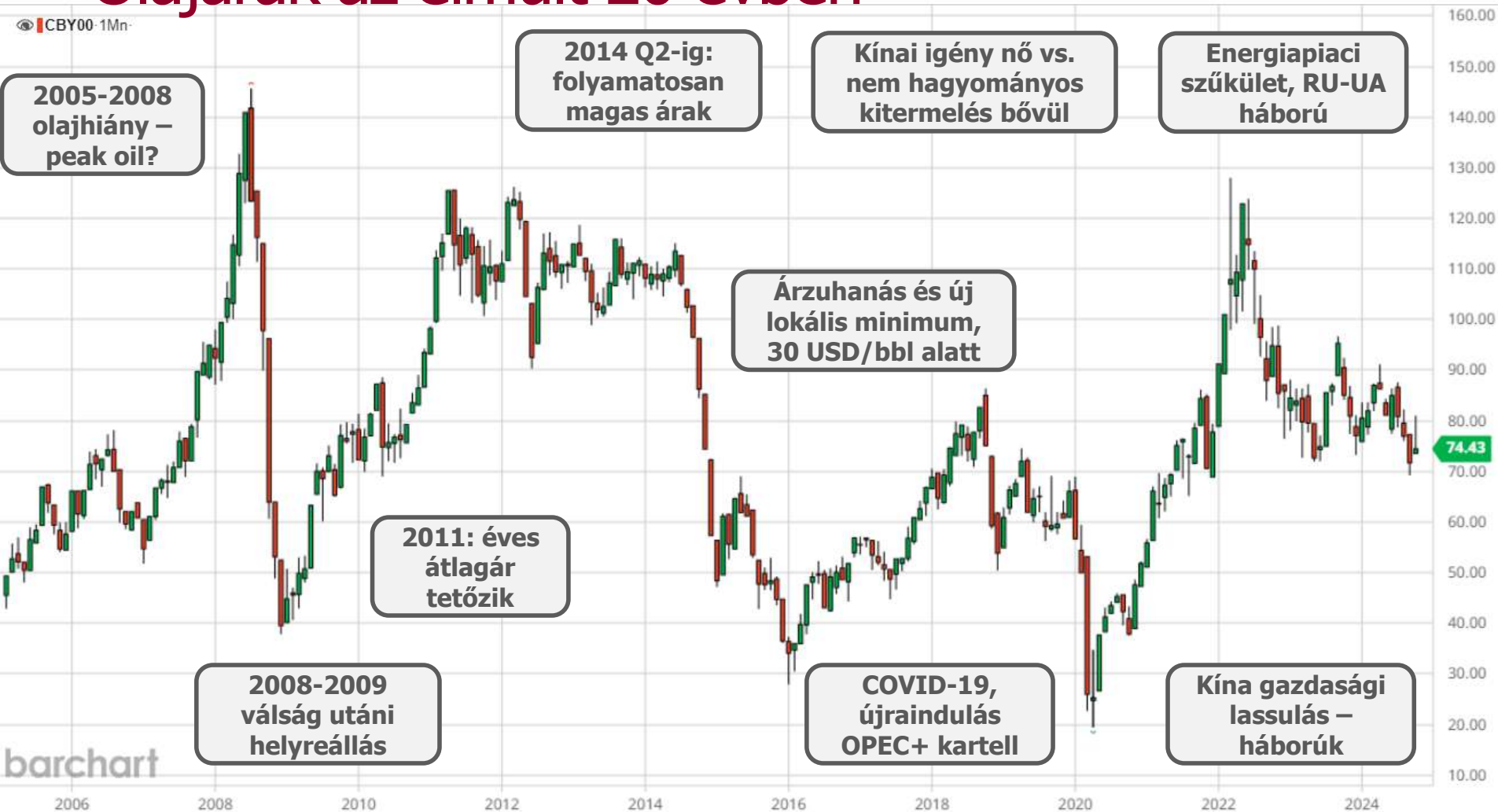
**Mit mond a piac?**

# Kőolaj, mint energiahordozó

- Legszélesebb körű felhasználás
  - Energetikai hasznosítások (villamos energia, fűtés)
  - Vegyipari alapanyag
  - Közlekedés, *légi közlekedés*
- Könnyű szállíthatóság és tárolhatóság
  - ~egységes piac és világpiaci ár, néhány helyi szűk keresztmetszet
  - tengeri szállítás – *általában olcsó szokott lenni*
- Nagy energiasűrűség
  - Gázolaj: kb. 10 kWh/liter → tankolás: 25-40 MW-os teljesítmény-átvitel!
- Olcsó (volt/van/**lesz?**)
- Alkalmazásonként speciális finomítási igények
- Korlátozott készletek (peak oil?), CO<sub>2</sub>
- Nem konvencionális kitermelési módok



# Olajárak az elmúlt 20 évben



Source: <https://www.barchart.com/futures/quotes/CBY00/interactive-chart>



# Példa: árváltozás hatása Magyarországon

## - szokásos változások

- Kőolaj nettó import: kb. 110 ezer hordó/nap
- 2014. május
  - Forint: 215 Ft/\$ | Brent: 110 \$/bbl; 23650 Ft/bbl
- 2017. október
  - Forint: 260 Ft/\$ (+21%) | Brent: 57 \$/bbl (-48%); 14820 Ft/bbl (-37%)
  - Összesen: ~**355 Mrd Ft** (40 M \* 8,8 kFt) **megtakarítás** / év
    - (1 db 4-es metró, 3\*felsőoktatás, kb. a 2022-23-as tél földgáz rezsicsökkentésének 25%-a)
- 2023.11.06-án (85,6 USD @ 354 Ft/USD) **360 Mrd Ft/év több, mint 2014 májusában** → ma évente kb. 1220 Mrd Ft az országos olajimport számla
- Az olaj árváltozásai meghatározzák a földgáz, a szén, az áram és az emissziós kvóta árváltozásait is!

**A legfontosabb árupiaci energiatermék  
(commodity) továbbra is az olaj**

# Példa: árváltozás hatása Magyarországon - mai extrém árkörnyezet és geopolitikai kockázatok az olajellátásban



GAZDASÁG

## Leállhat a Barátság kőolajvezeték? Itt a Mol reakciója

Portfolio

2024. augusztus 30. 12:17

Az ukrán elnök tanácsadója bejelentette, hogy 2025 elejétől leáll a Barátság II. kőolajvezeték, Szijirtó Péter pedig már Oroszországban van és energiaellátás-biztonsági kérdésben tárgyal az orosz vezetőkkel. Legfrissebb fejleményként a Mol is reagált.

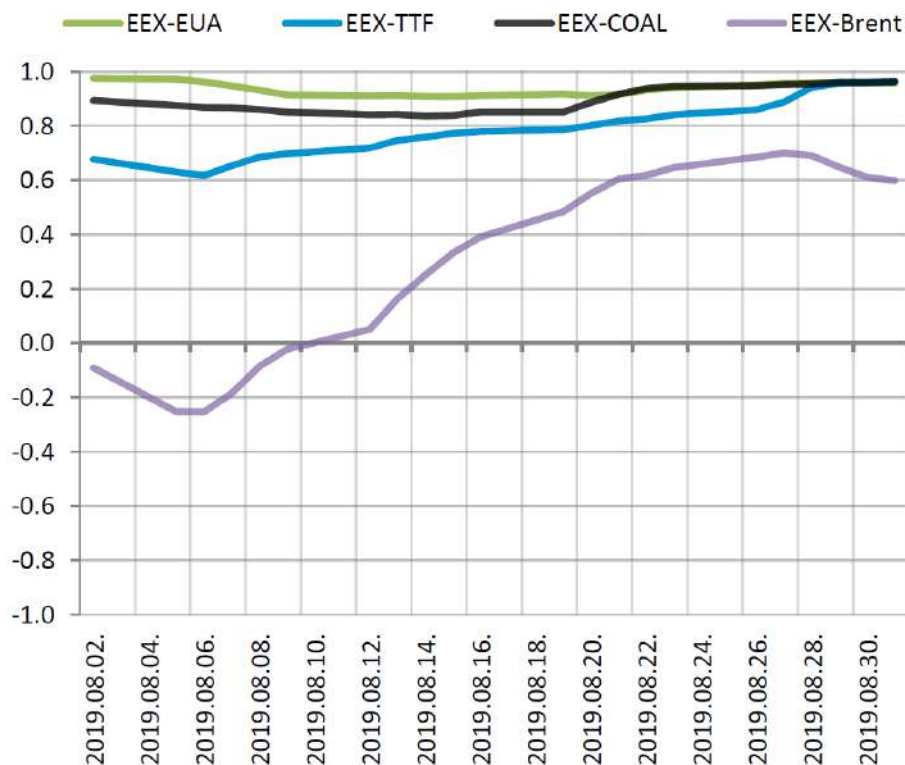
Ahogy arról mi is [beszámoltunk](#), az ukrán elnök tanácsadója, Mihajlo Podoljak egy új interjúban bejelentette, hogy

2025. JANUÁR 1-TŐL LEÁLL A BARÁTSÁG II. KŐOLAJVEZETÉK, AMELY MAGYARORSZÁGOT, SZLOVÁKIÁT ÉS CSEHORSZÁGOT LÁTJA EL OROSZ NYERSOLAJJAL.



# A főbb energiatermékek ára gyakran korrelál ha az olaj változik, a többi is

Bivariate correlation of main commodities  
Pearson Correlation Coefficient



Legfontosabb európai tőzsdei termékek:

- EEX – német villanyár a European Energy Exchange-en
- EUA – európai CO2-kvótaár European Emission Allowance
- TTF – holland földgázár Title Transfer Facility
- COAL – feketekőszén (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) ARA
- Brent – északi-tengeri kőolaj

**A leglikvidebb tőzsdei termékek árai hasonlóan változnak**

# Földgáz - a „kék fűtőanyag”

- Széles körben alkalmazható
  - Energetikai célra (CCGT: >55% hatásfokkal!)
  - Kényelmes vezetékes energiahordozó
  - Akár a közlekedésben is
- Megoldott tárolhatóság
- Korlátozottabb szállíthatóság
  - Drágább, mint az olajé, nagyobb veszteségek
  - Infrastruktúra (LNG) hiányzik sok esetben

→ **Nincsen egységes** piaca,  
sem **világpiaci ára!**

- Tiszta, minimális CO<sub>2</sub> a fosszilizsek közül



# Gázkereskedelem teljes átalakulása: LNG



- LNG mára elérhető áruvá vált, még a tenger nélküli, korábban kizárólagosan csővezetékes ellátású országok számára is, a magasabb szállítási költségek ellenére
- Magyarország
  - Az MVM CEEnergy 1 mrd m<sup>3</sup> (bcm) / év visszagázosító kapacitást és vezetékes szállítási kapacitást kötött le a horvát Krk LNG Terminalban, mely 2021 óta működik
  - 1 bcm kb. a hazai igények 10%-a
  - Új források: Azerbajdzsán, Törökország, görög LNG terminál
- <http://www.magyarfoldgazkereskedo.hu/2020/06/15/hungarys-historical-involvement-in-the-krk-lng-terminal/>

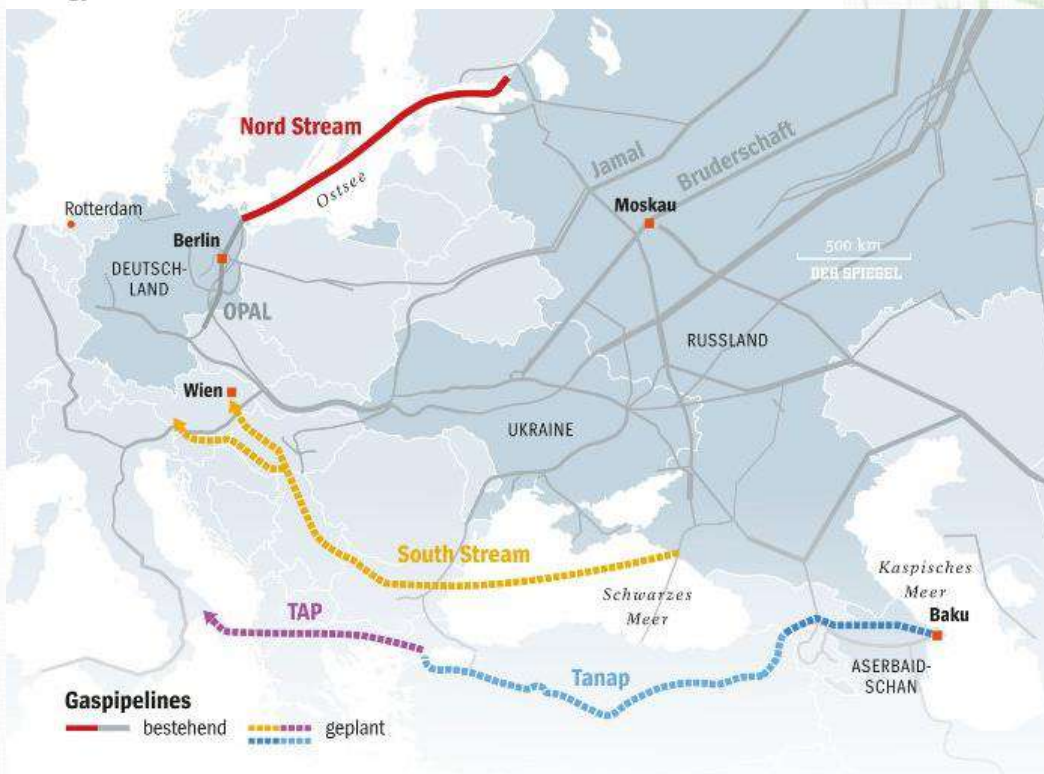
**A földgáz ellátási útvonalak diverzifikációja a régió kulcs törekvése volt, s így a dekarbonizációjában kulcs szerepet játszó földgázt szállító infrastruktúra kiépült.**

# Regionális földgázhálózat – déli korridor

Hosszú távra elkötelezné Magyarországot az orosz gáz mellett a kormány

MTI 2017. október 4. 13:19 Ajánlom 6 Megosztás

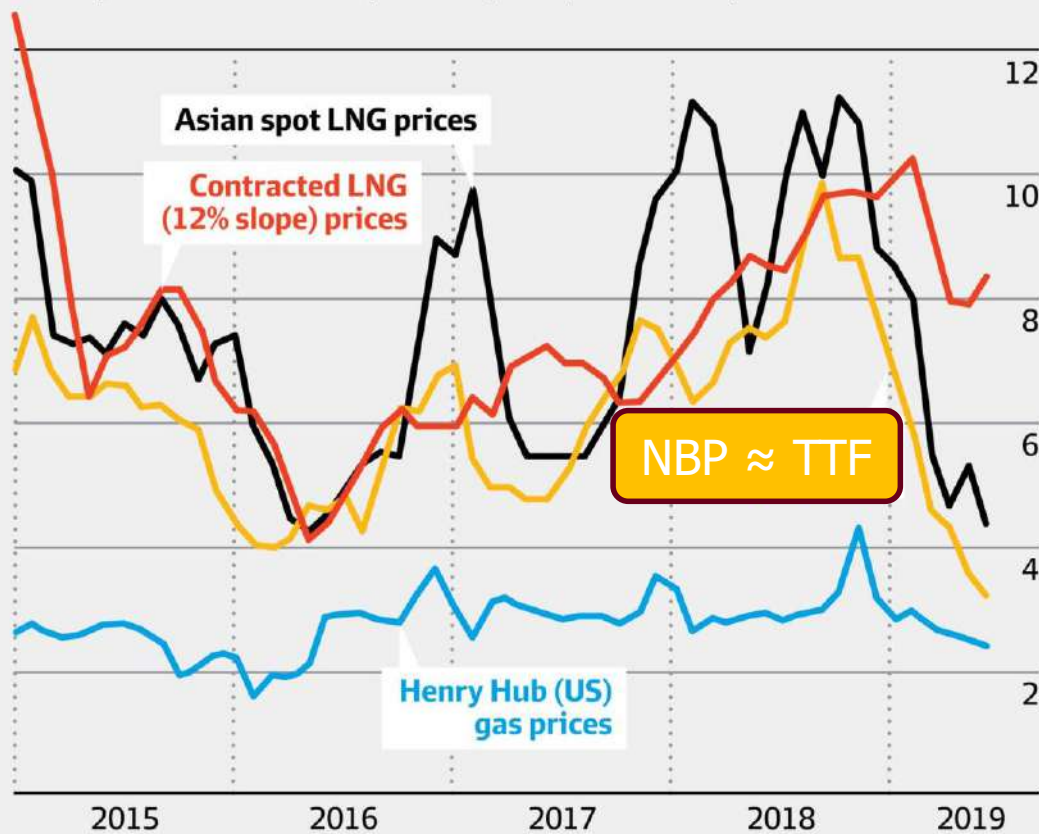
Új gázszállítási megállapodással váltja majd a 2021-ben lejáró szerződést Magyarország a Gazprommal - mondta Szijjártó Péter külgazdasági és külügyminiszter.



- Hosszú távú orosz szerződés
- 2021.10.01-től 10+5 évre
- Összesen 4,5 mrd m<sup>3</sup>/év
  - 3,0: Dél felől SRB 3 +
  - 1,5: Nyugat felől (UA-SK-) AT
- Kb. az éves igény 45-50%-a
- Piaci árhoz indexált
- A 2006-ban kötött 10 éves, és a take-or-pay-ben el nem fogyasztott gázzal meghosszabbított szerződést váltja fel
- Újabb gáz kontingensek TR, RU és AZ felől

# 2019-ben 10 év után először közeledtek a régiós gázárak, majd teljes piaci fordulat 2020-21-től

Comparison of LNG prices (\$US/mmbtu\*)



\*One million british thermal units

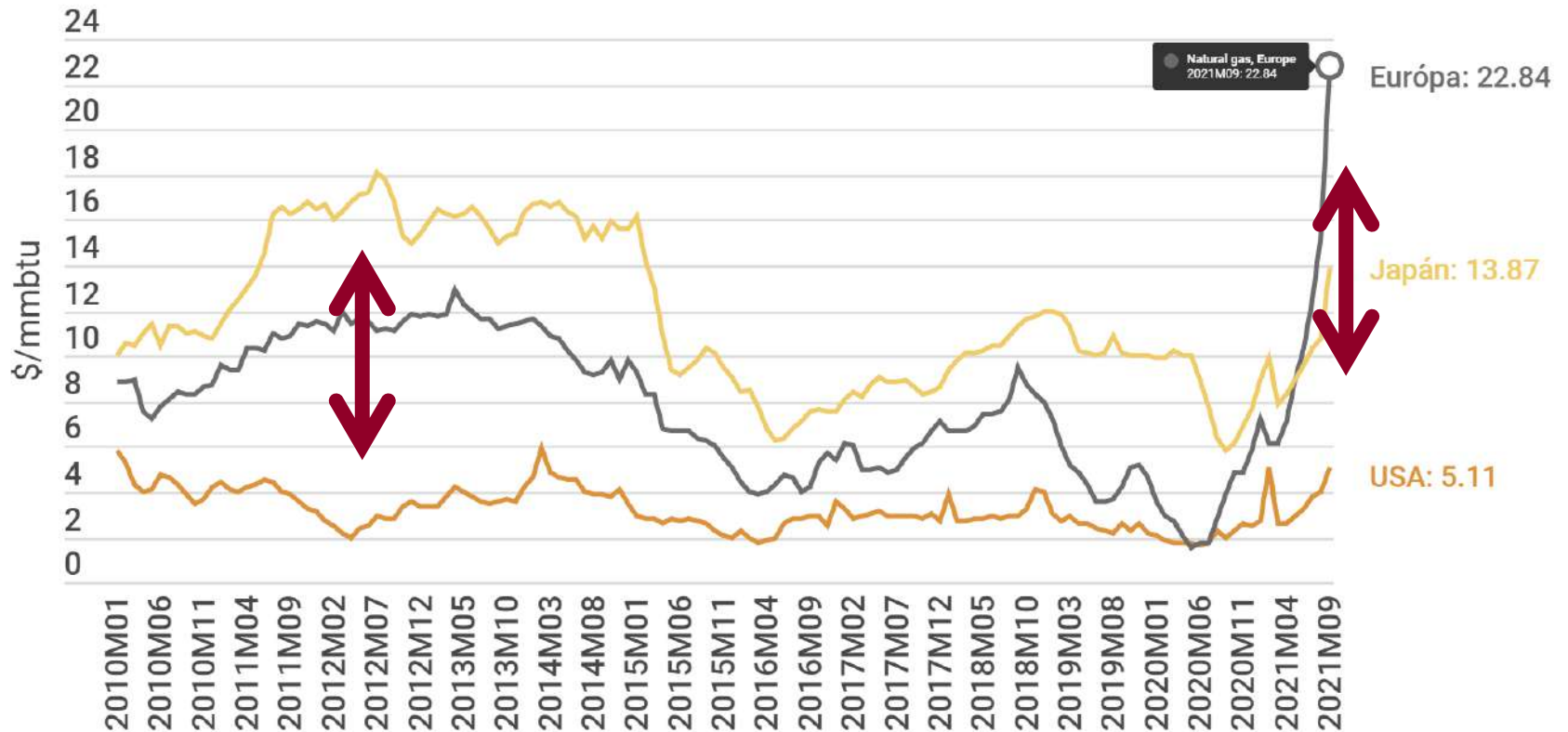
SOURCE: RBC CAPITAL MARKETS

Legfontosabb gáz tőzsdei termékek:

- LNG – cseppfolyós földgáz
  - Spot – azonnal
  - Contracted – hosszú távú (akár kedvezőbb ár, sokszor olajár indexált)
- NBP – UK földgáz, National Balancing Point
- Henry Hub – USA (LA) földgáztőzsde

# Elsődleges probléma: olcsó gáz hiánya Európában, illetve az LNG által meghatározott piacokon

A földgázárak alakulása világszerte havi bontásban (2010-)



Megjegyzés: , forrás: Világbank, Concorde

Share

CONCORDE blog



# Földgáz ár (TTF) 6x-oztak 2022-ben, óriási volatilitással



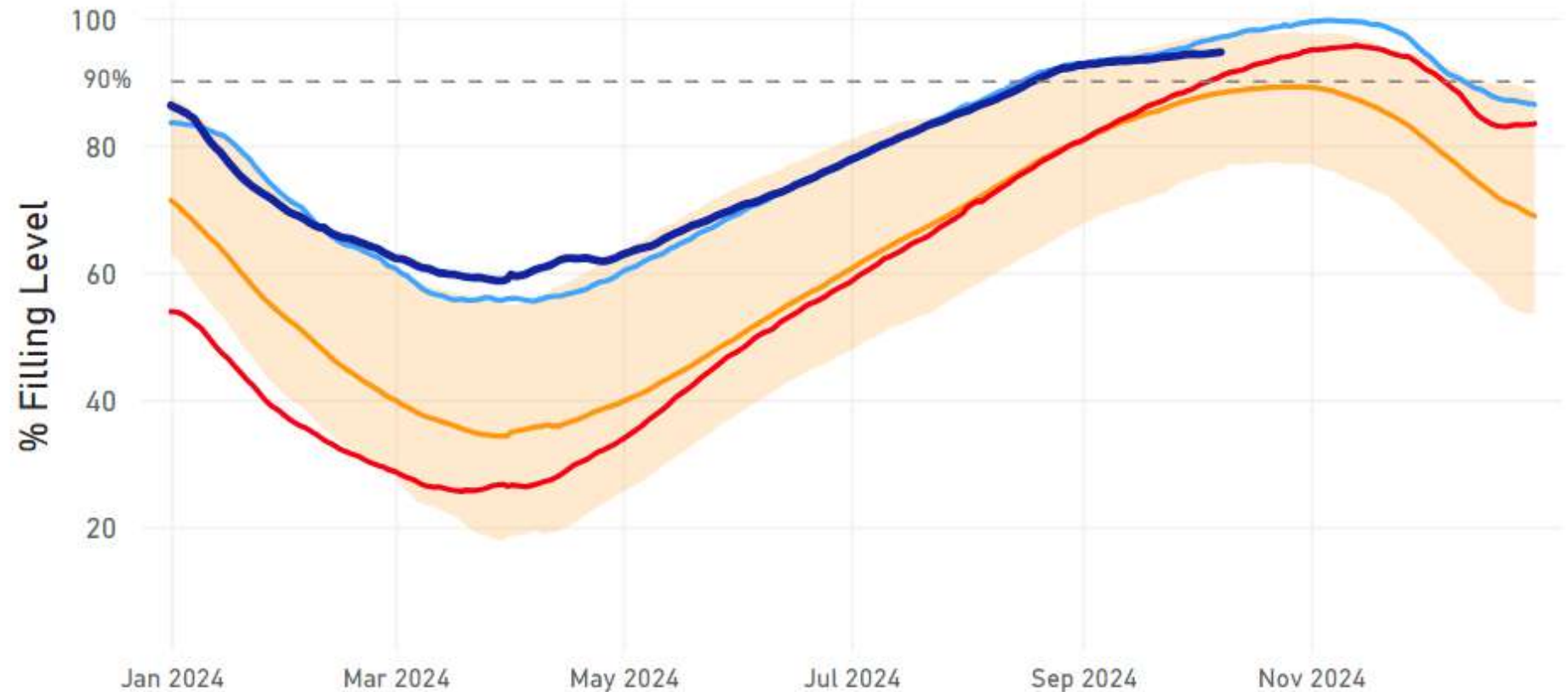
**Teljes krízis volt az európai gázpiacon. Azóta a korábbi árszintek 2-3x-osán stabilizálódott a gáz ára.**

# Európai földgáztárolók töltöttsége

[link](#)

Gas in Storage: daily filling level

● 2016-2021 
 ● 2022 
 ● 2023 
 ● 2024 
 ● Filling level 90%

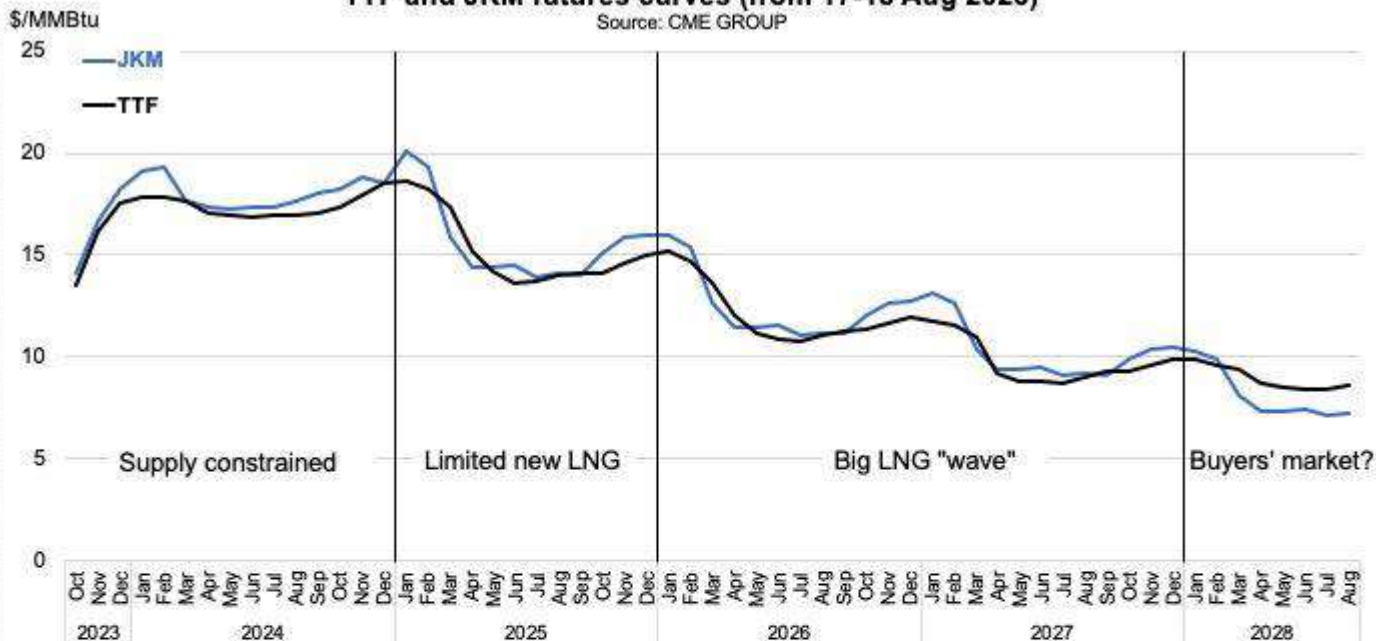


**Távlatosan a csővezetékes útvonalak kockázata magas.**

**Emellett LNG túlkinálat lehet a földgázpiacon**

**TTF and JKM futures curves (from 17-18 Aug 2023)**

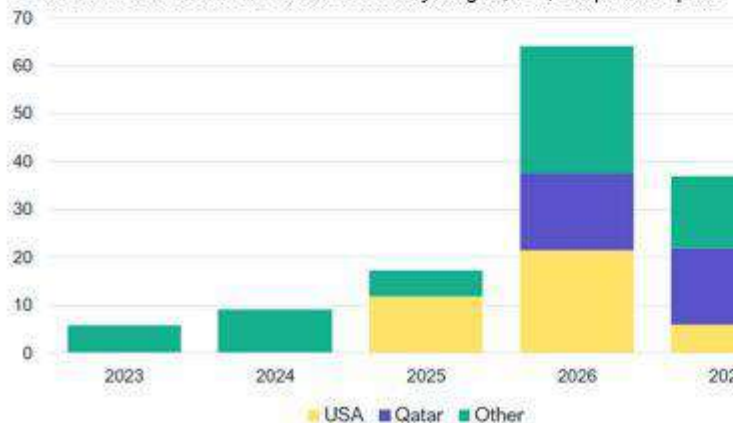
Source: CME GROUP



Note: TTF quotes converted from Euro/MWh to USD/MMBtu using European central bank exchange rate as 18 Aug 2023  
 EUR 1 = USD 1.09 and conversion factor 1 MMBtu = 3.412 MWh. TTF quotes from 18 Aug 2023, JKM quotes from 17 Aug 2023

**Forecasted Liquefaction Capacity Additions (mtpa)**

Source: IEEFA based on S&P Global Commodity Insights, IGU, companies' reports



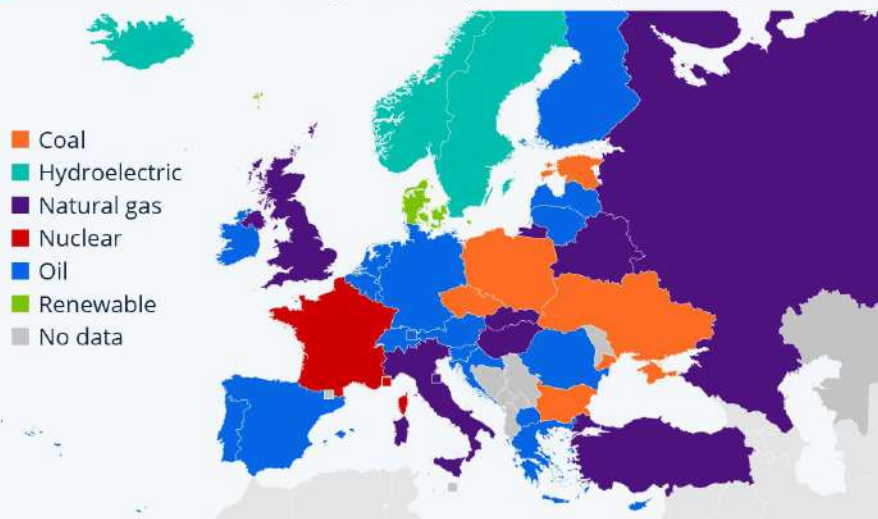
**Key observations**

- General trend: market is expected to "cool down" as new LNG capacity comes online
- JKM & TTF in double-digit territory until 2027
- Buyers will need to absorb big LNG wave with prices plunging below 10\$ in 2027-2028
- JKM premium not stable, sometimes negative
- Seasonality to remain strong but winter-summer spreads soften as prices decrease

# Ugyanakkor jelentős a földgázfüggőségünk

## The Most Used Energy Sources in Europe

Most consumed energy source per country in Europe



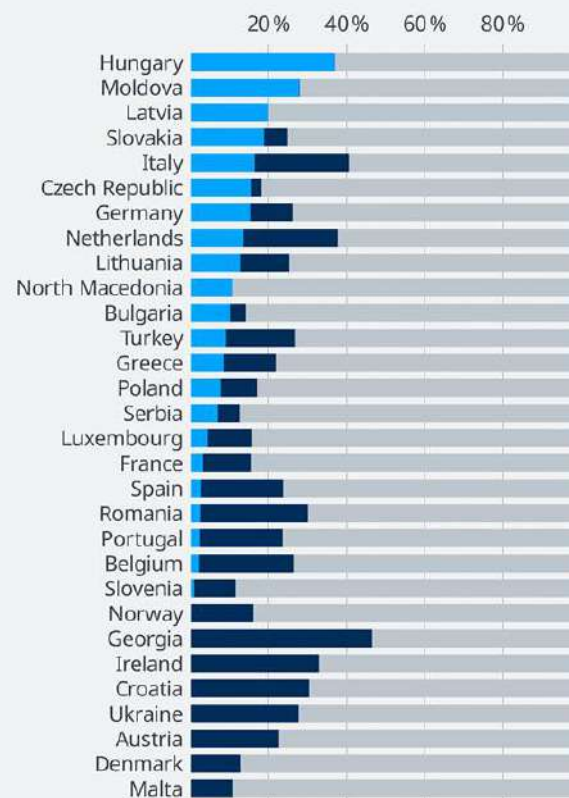
Source: bp Statistical Review of World Energy 2021



statista

## The European countries most dependent on natural gas from Russia

Share in energy mix of natural gas from Russia, gas from other sources, and other energy types



Source: Eurostat (NRG\_TI\_GAS, NRG\_BAL\_C) 2020. Includes European countries with at least 10% natural gas in gross available energy

**A gázfogyasztás jövője és a forrásoldal biztosítása is kérdéses**

# Energiakrízis?

Szinte bizonyosan, előjelek is láthatóak voltak

## Energy crises – an anatomy

- ❖ Britain's winter energy crisis (electricity, coal and gas) in Q1 1947
- ❖ U.S. oil shock in 1973/74
- ❖ Britain's energy crunch in 2021

### (1) Pre-crisis erosion of spare production capacity and/or inventories

- ❖ Tightening U.K. coal supplies from 1943 onwards and ultra-low stocks by winter 1946
- ❖ Erosion of spare oil production capacity in United States from late 1960s/early 1970s
- ❖ Tightening global gas market and increasing reliance on wind/gas generation in 2021

### (2) Failure to appreciate increasing risk and take timely preventive action

- ❖ United Kingdom fortunate to get through winter 1946, stagnating coal production
- ❖ United States becomes increasingly reliant on imports from early 1970s, heating oil then gasoline shortages earlier in 1973
- ❖ Asia LNG prices spike in Q1 2021 and European gas inventories fall to unusually low levels in Q2 2021

### (3) Short-term trigger that turns potential shortage into actual shortage

- ❖ United Kingdom experiences unusually prolonged cold weather in Jan-Feb 1947
- ❖ Arab oil embargo declared in October 1973
- ❖ U.K. wind farm output dwindles during still weather in Aug-Sep 2021

### (4) Panicked reaction

# Szén, mint energiahordozó

- Az első fosszilis
  - kiforrott technológia és infrastruktúra
- Nagy tömegben elérhető
- Villamosenergia-termelés
- Nehézipar, kohászat
  
- Változatos fűtőérték
  - (tőzeg), lignit, barna- és feketekőszén, antracit (18-40 MJ/kg)
- Nehézkes kezelés (szállítás, tüzeléstechnika, hamu)
- Környezetszennyezés
  - Bányászat
  - Kéntartalom, por → modern erőművekben leválasztással kezelhető



**CO<sub>2</sub>**

# Kvótaköltségek – EU-ETS piaci árak 2019 óta újra effektív korlátot jelentenek

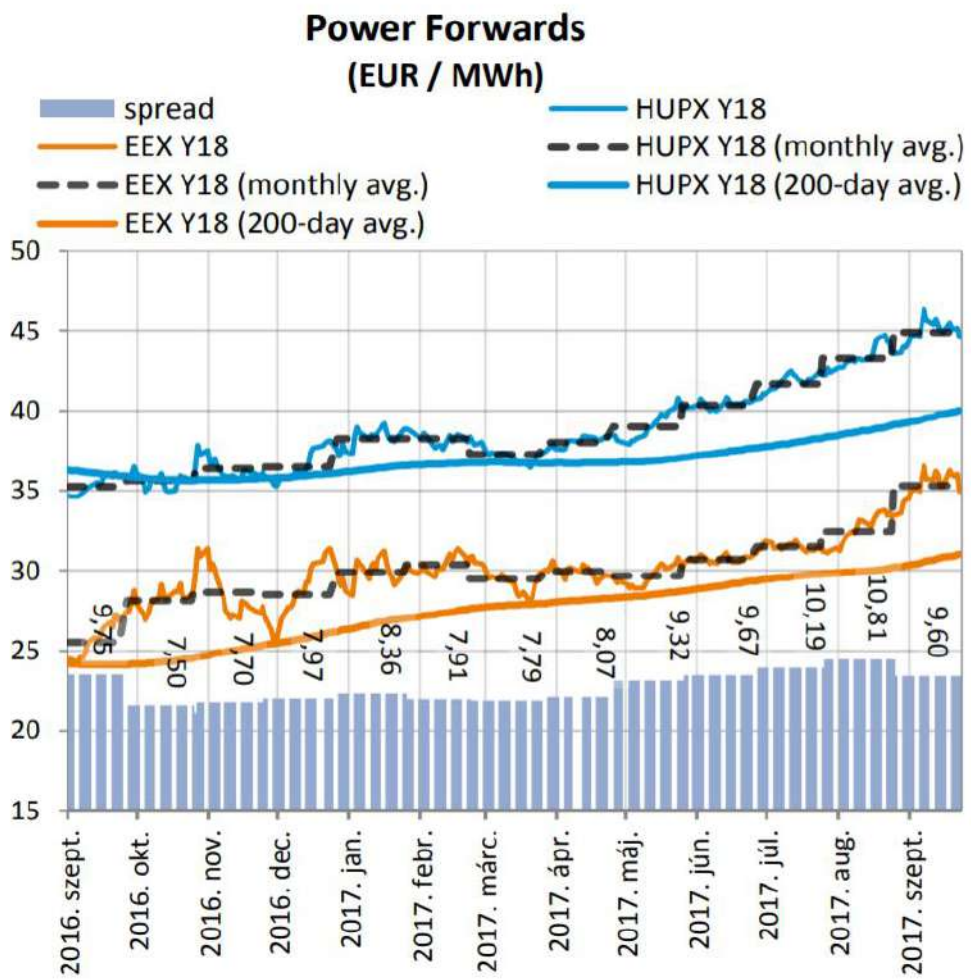


**Ma ~65 EUR/t, jelentős volatilitás 2022 óta – fontos szempont lett a kvótaköltség a dekarbonizációban**

# Villany éves baseload, 2016-2017 HUN

**2017-es slide!**

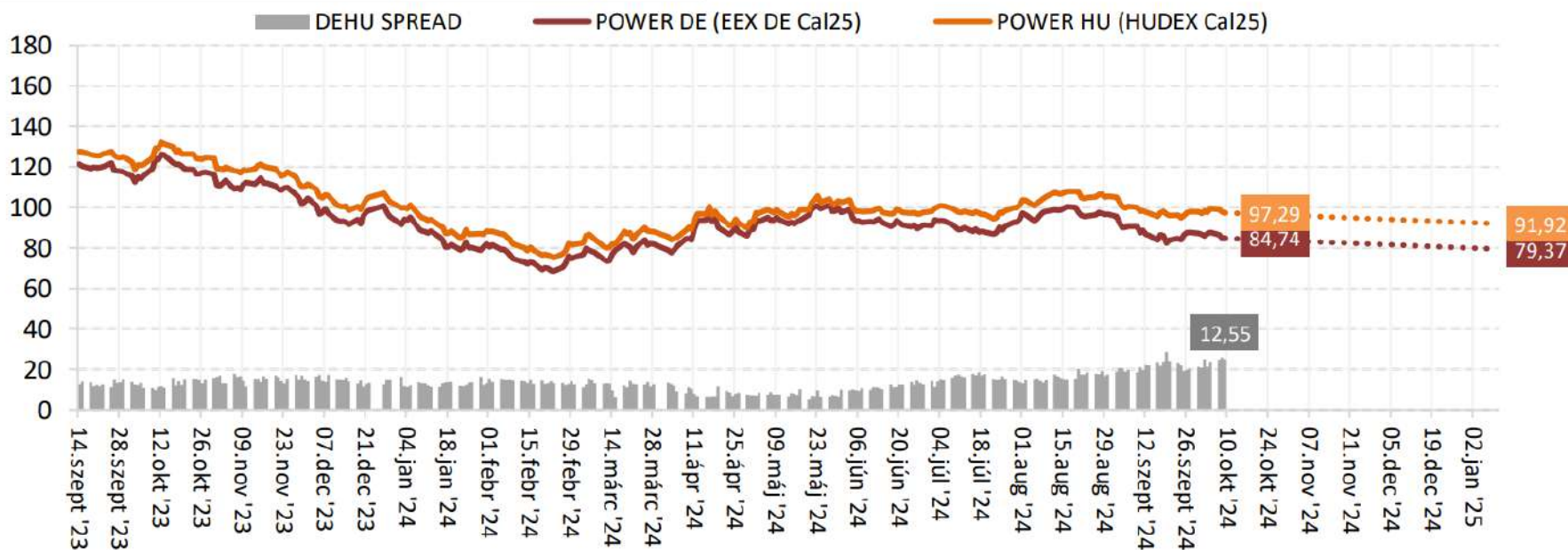
Évtizedes mélypontjáról korigálnak a nagykereskedelmi árak!





# Villany éves baseload termékek Németország (EEX) - Magyarország (HUDEX)

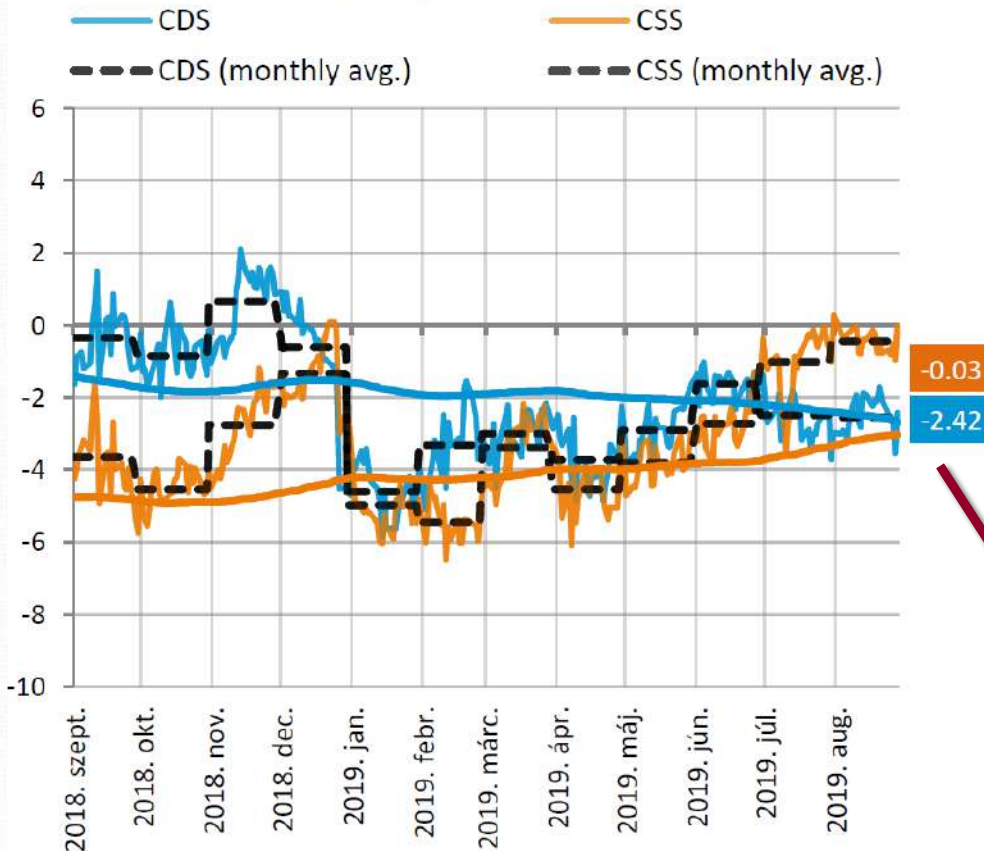
EEX DE and HUDEX benchmarks, spread (EUR/MWh)



**Erős együttmozgás, de újra növekszik az árkülönbség – magasabb a hazai árszint**

# Miből termeljük villamos energiát?

Clean Spreads - Germany  
CDS, CSS (EUR / MWh)



- Spread: árkülönbség
  - Villanyár  
mínusz tüzelőanyag költség  
mínusz emissziós kvóta
  - Kb.: üzemi eredményesség egy megtermelt MWh-ra
- Clean Spark Spread (CSS) – gázerőmű
- Clean Dark Spread (CDS) – szénerőmű

**Semmiből?  
Csak veszteséggel?**

Gas-fired Rate: 46.3% CO2 Rate: 43.4% Coal-fired Rate: 35.1% CO2 Rate: 103%  
CDS (DE base y+1, API 2 Coal y+1, EUA Dec18) CSS (DE base y+1, TTF gas y+1, EUA Dec18)

# Termelés jövedelmezősége

- CO2 kvóta: EUA = 70 EUR/t
- Földgáz: TTF = 40 EUR/MWh
- Villany: EEX = 100 EUR/MWh
- Feketeszén: ARA = 120 USD/t ( $\sim 3,3$  MWh/t)
- EURUSD = 1,08
- Gas CO2 rate = 0,4t/MWh, efficiency = 45%
- Coal CO2 rate = 1,0t/MWh, efficiency = 35%
  
- Mennyi a spark spread? Clean spark spread?
- Mennyi a dark spread? Clean dark spread?
- Mennyi a Mátrai Erőmű clean dark spreadje?
  - Szén ár  $\sim 15$  EUR/MWh, CO2rate = 1,2 t/MWh  
efficiency = 28%, HUDEX = 130 EUR/MWh

# Erőművek a piacon – honnan jön a bevétel?

- 2000-es években folyamatos, hosszú távú energiaeladási szerződések adták a bevételek gerincét
  - kWh-k értékesítése
  - OTC szerződések, hosszútávún
  - Stabil, lassan változó árszintek a villamosenergia-piacon
- Ma: több forrásból kell a szükséges bevételt összeállítani
  - A zsinór villamosenergia-termelés sok esetben nem profitábilis (=CSS/CDS negatív), esetleg néhány
  - De az energiatermelés megnyit más bevételtermelési lehetőségeket
    - flexibilis termelés: pl. csúcsórák, egyes időszakok termelésben
    - rendszerszintű szolgáltatások (frekvenciaszabályozás – kapacitáslekötés)
    - Kapacitásmegfelelési piacok, szolgáltatások - korábbi kereslethiányos időszakban jelentős volt

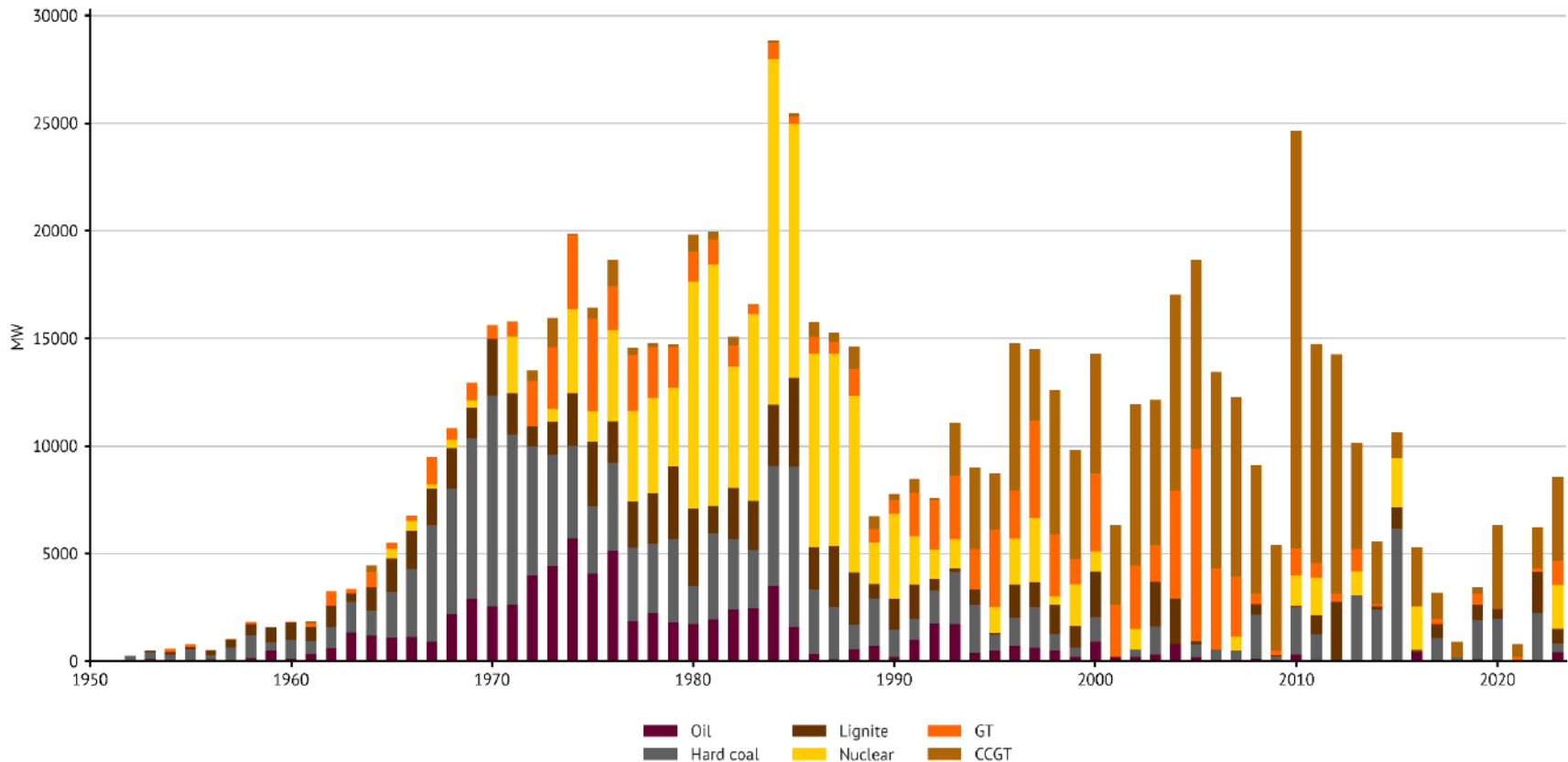


# Hogyan tovább energiaszektor?

---

# Energiapolitika az Európai Unióban

Energy Brainpool  
– part of the MONTEL GROUP



**30-50 éves erőművi blokkok adják a fosszilis alapú erőművi termelés zömét Európában.**

# Energiapolitika az Európai Unióban

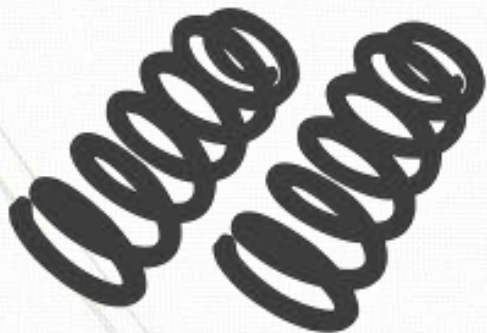
- Három kihívás
  - Fenntarthatóság, környezetvédelem
  - Piac versenyképesség
  - **Energiabiztonság**



Az uniós válasz: öt prioritás az energiapolitikában:

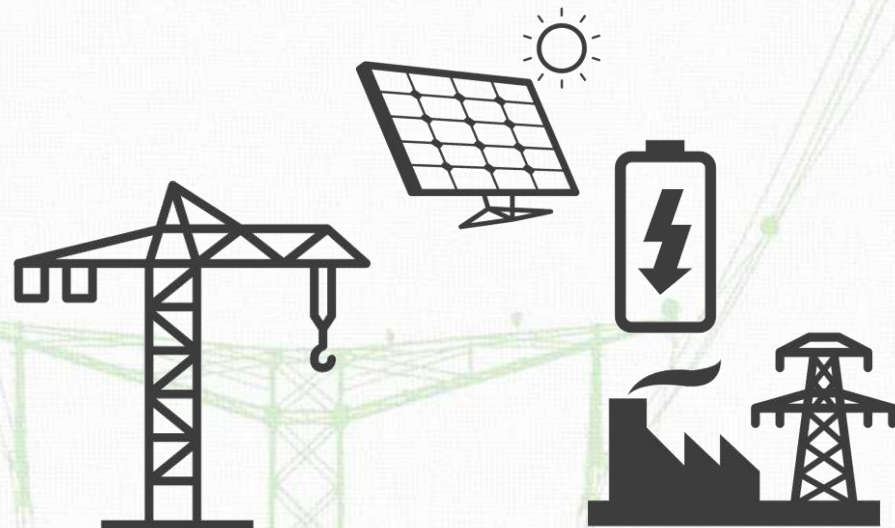
- Energiabiztonság, szolidaritás és bizalom
- **Teljesen egységes, integrált európai energiapiac**
- Energiahatékonyság
- **Dekarbonizáció, emissziócsökkentés**
- Kutatás, innováció és versenyképesség

# Az európai energetikai reguláció két fontos aktuális kihívásra kell választ adjon



## Rugalmas energiarendszer

- Műszaki flexibilitás (gradiens)
- Piaci flexibilitás (szereplők, időtávok)



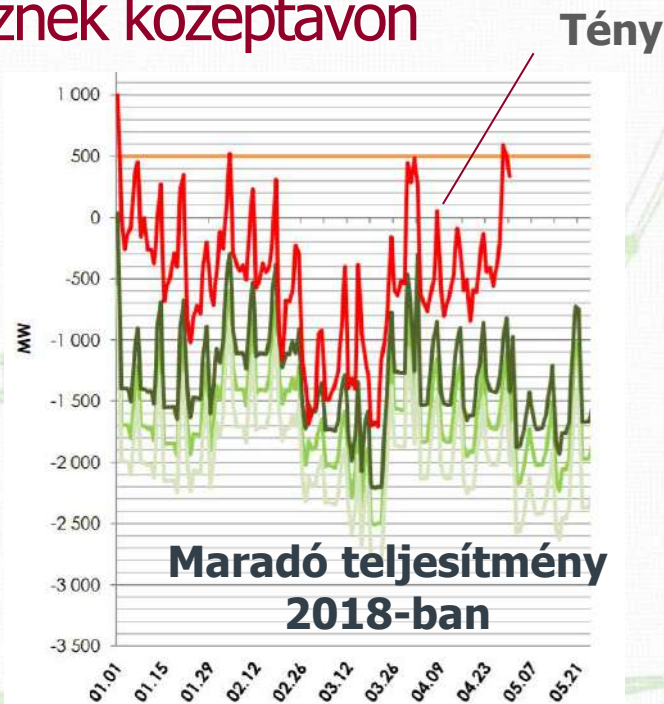
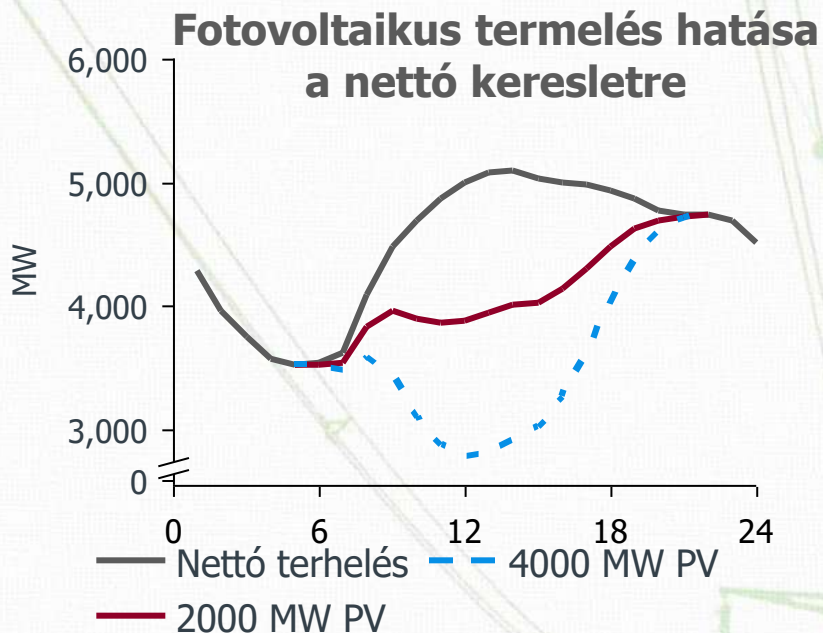
## Beruházások ösztönzése

- A energiarendszer fejlesztéseit ösztönözni kell
- Műszakilag és pénzügyileg is fenntartható modell szükséges

**A rugalmasság és a megfelelő ösztönzés piaci megoldása még további K+F munkát igényel!**



# Mindkettő fő prioritás kapcsán a hazai villamosenergia-rendszerben is akut problémák jelentkeznek középtávon



## Rugalmas energiarendszer

- 12000(+) MW PV
- Paks 1+2
- Nettóigény gradiens növekszik
- Felértékelődött a rugalmas kínálat

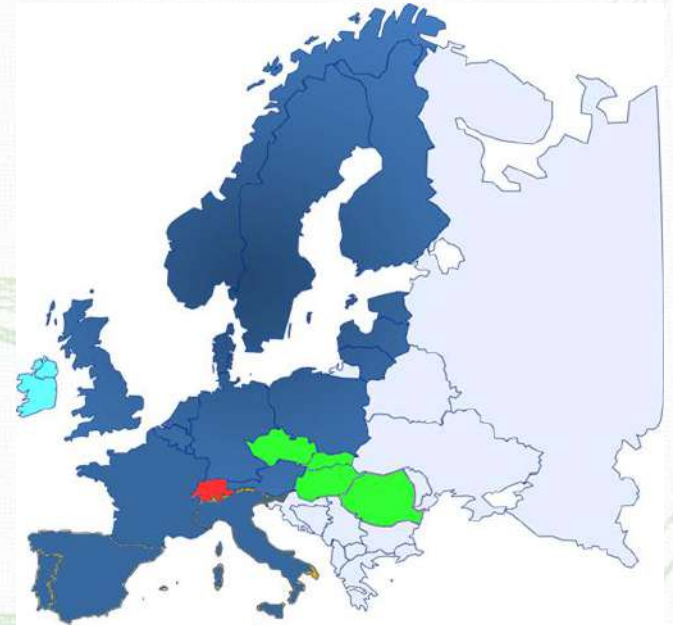
## Beruházások ösztönzése

- Piacról tartósan kiszoruló erőművek
- Leálló blokkok
- Rendszerigény növekszik (7100+ MW 2024'Q1)

**Olyan EU szintű megoldásoknak kell születnie, amelyek az itthon is megfelelően működnek**

## Az egységes villamosenergia-piacmodellel egy elavult stratégiai célállapot megvalósítását érjük el

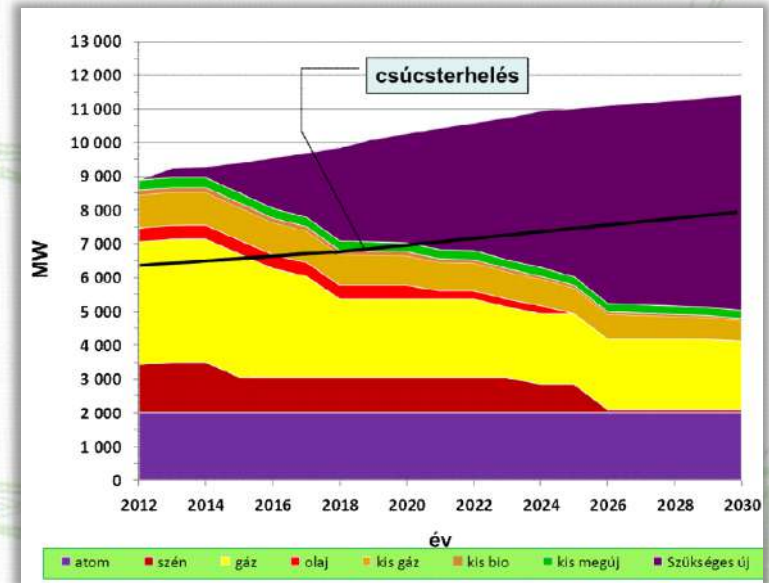
- Nagykereskedelem fókuszú, CCGT-k határkeresztező versenyén alapul
  - Hagyományos szerepek (termelők, kereskedők, szállítók, fogyasztók)
  - 2017-ben véglegesedtek csak a közös szabályok
  - az implementáció csak most kezdődött el, tehát 2020 után készül el a 2009-ben rögzített közös piaci modell
  
- Technológiai fejlődés követése?
  - Tárolás, prosumer, elosztott megújulók
  - Virtuális erőművek, EV-k töltése
  - Új, integrált, smart szolgáltatók?



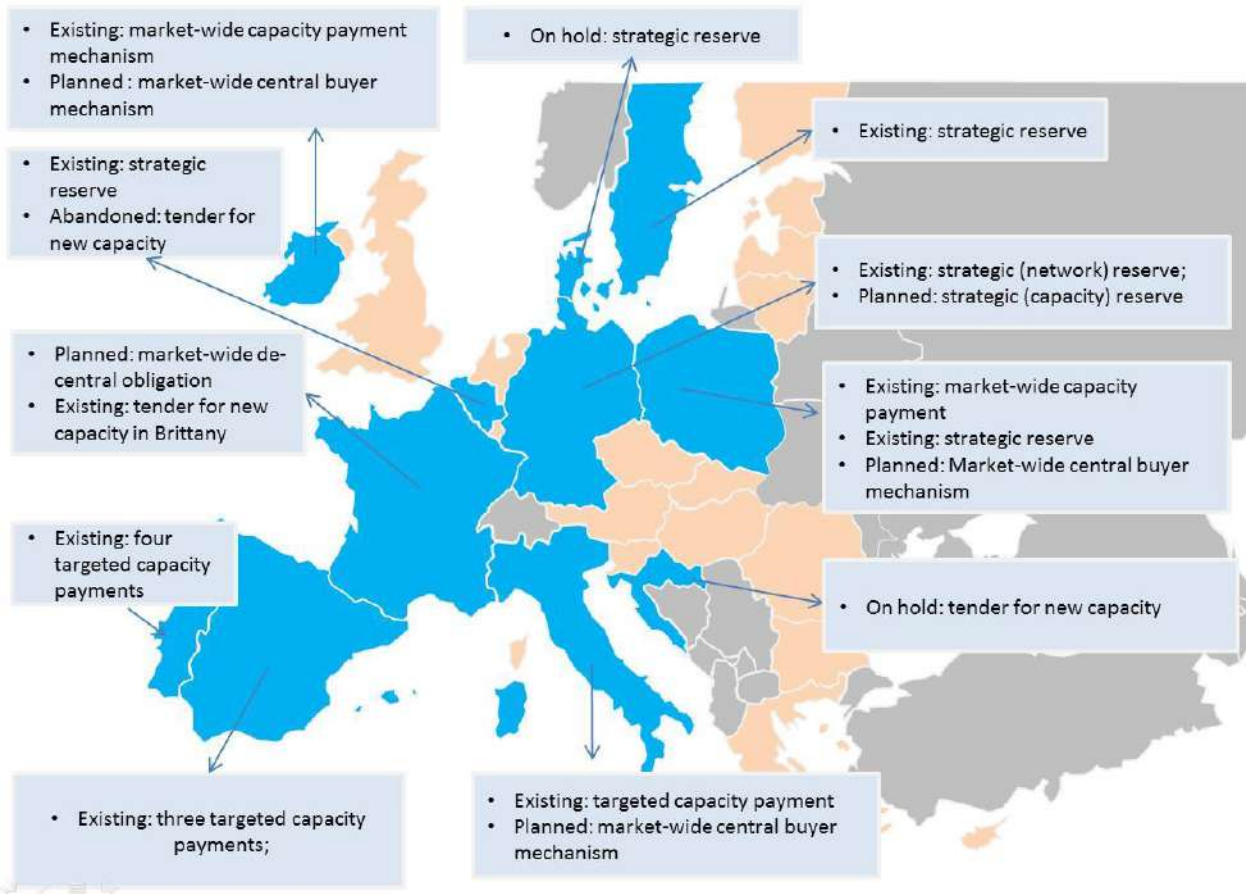
**A folyamatosan megjelenő kihívásokra sokszor lassan reagál az Európai Unió döntéshozatali mechanizmusa**

# Hogyan néznek ki az EU-s megoldások

- Versenypiac térnyerése a cél, ennek ellenére újabb adminisztratív korlátok:
  - Célszámok a megújulókra
    - Zöldprémium
  - Emissziós kvóták
  - **Energiahatékonyság**
- Közben erőművi forráshiány!
  - Már 2010 körül látható volt
  - EU szerte, de a kereslet elégtelensége elnyomta a piaci következményeket
- Megoldás (lett volna) a **kapacitáspiac** a hagyományos, ütemezhető, fosszilis termelők támogatására
- Komoly változások a szabályozási környezetben → újabb bizonytalanság



# Member states have different approaches to capacity mechanisms



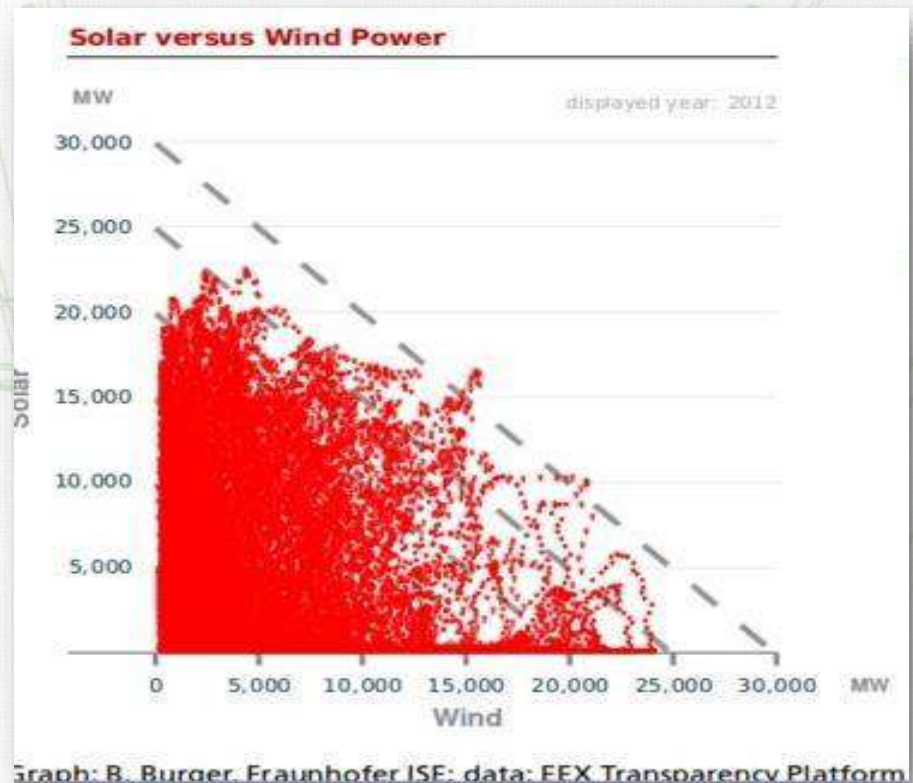
**Controversial issue. Power plants are subsidized even if they are not used at all. 2019: EU DG Competition and Court decided - UK capacity market is not compliant. Clean Energy Package restricts participation to <math><550\text{g/kWh}</math> generators (only high-eff. gas-fired complies)**

# Összefoglalás, kitekintés

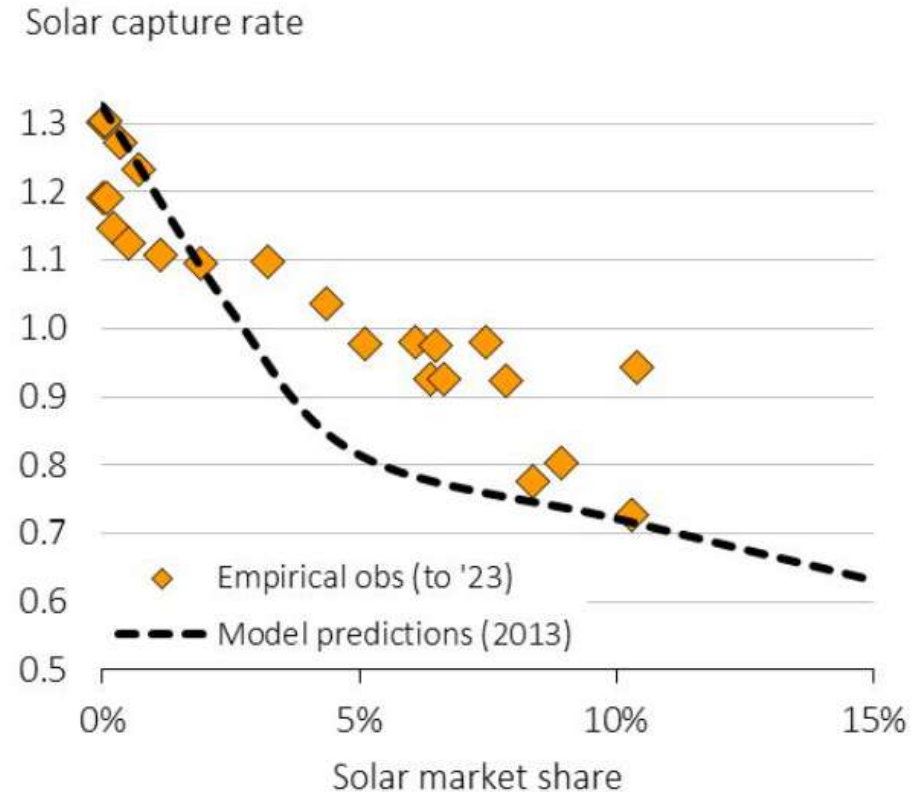
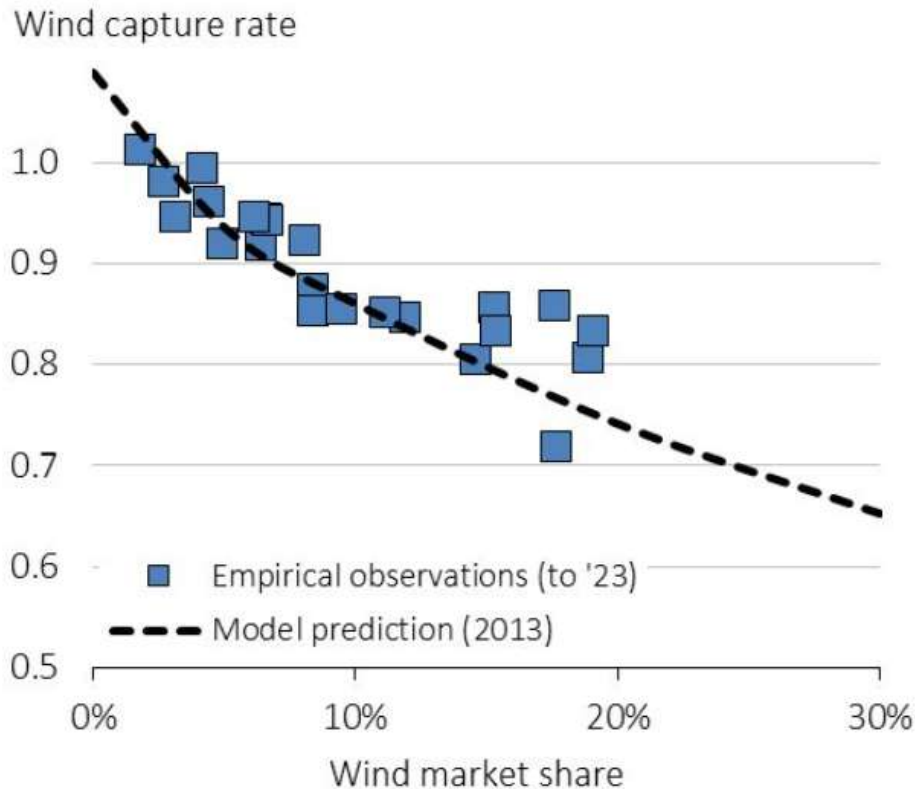
---

# Megújulók

- Gyors ütemű fejlődés
  - A rendszerszintű integráció **még** megoldott
  - 20-30(-40%) felett?
- Ambiciózus EU-s célok: 95% megújuló
- Változatos technológiák
  - Napenergia (PV)
  - Szél (offshore)
  - Víz (SZET)
  - Biomassza, biogáz



# Megújuló túlkínálat miatt piaci kannibalizáció: alacsonyabb az elérhető értékesítési ár

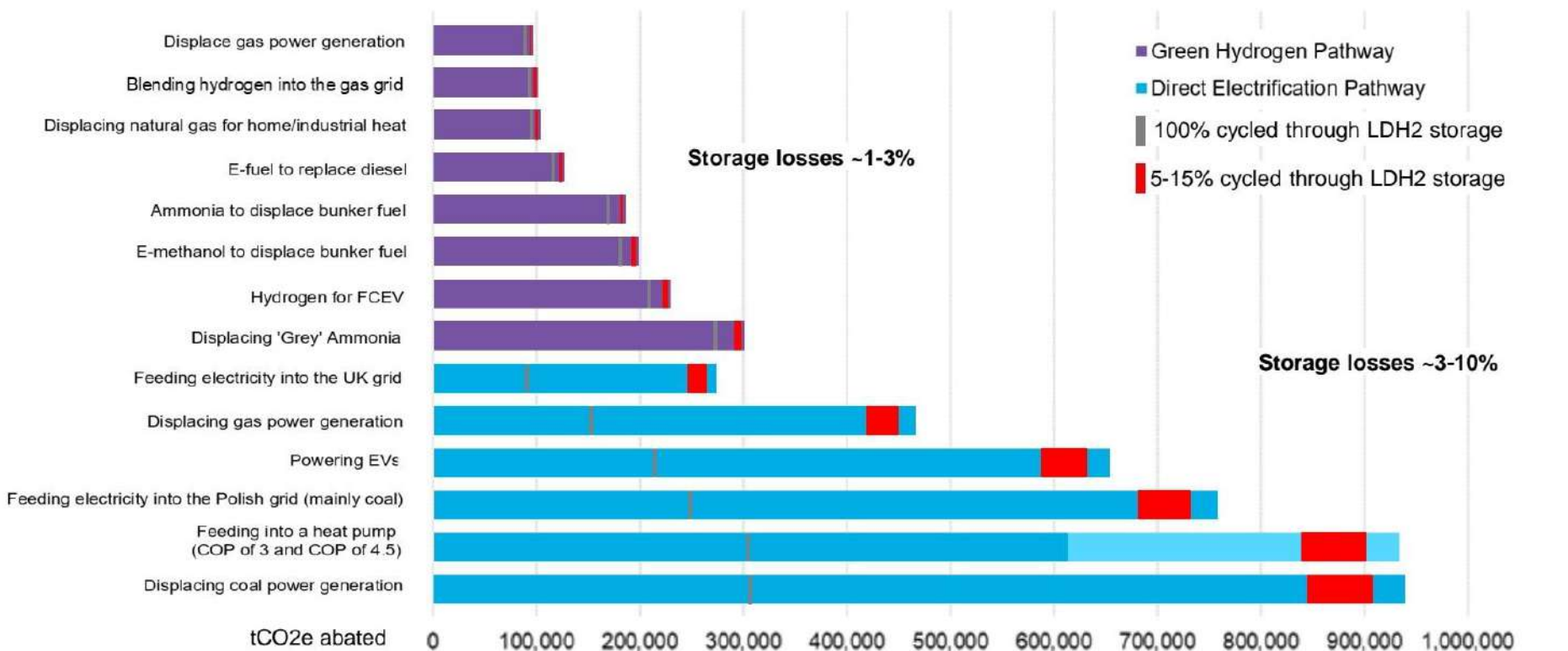


# Hidrogén vagy direkt elektrifikáció?

## Óvatosan a csoda technológiákkal!

### Emission reduction using 1TWh of renewable energy

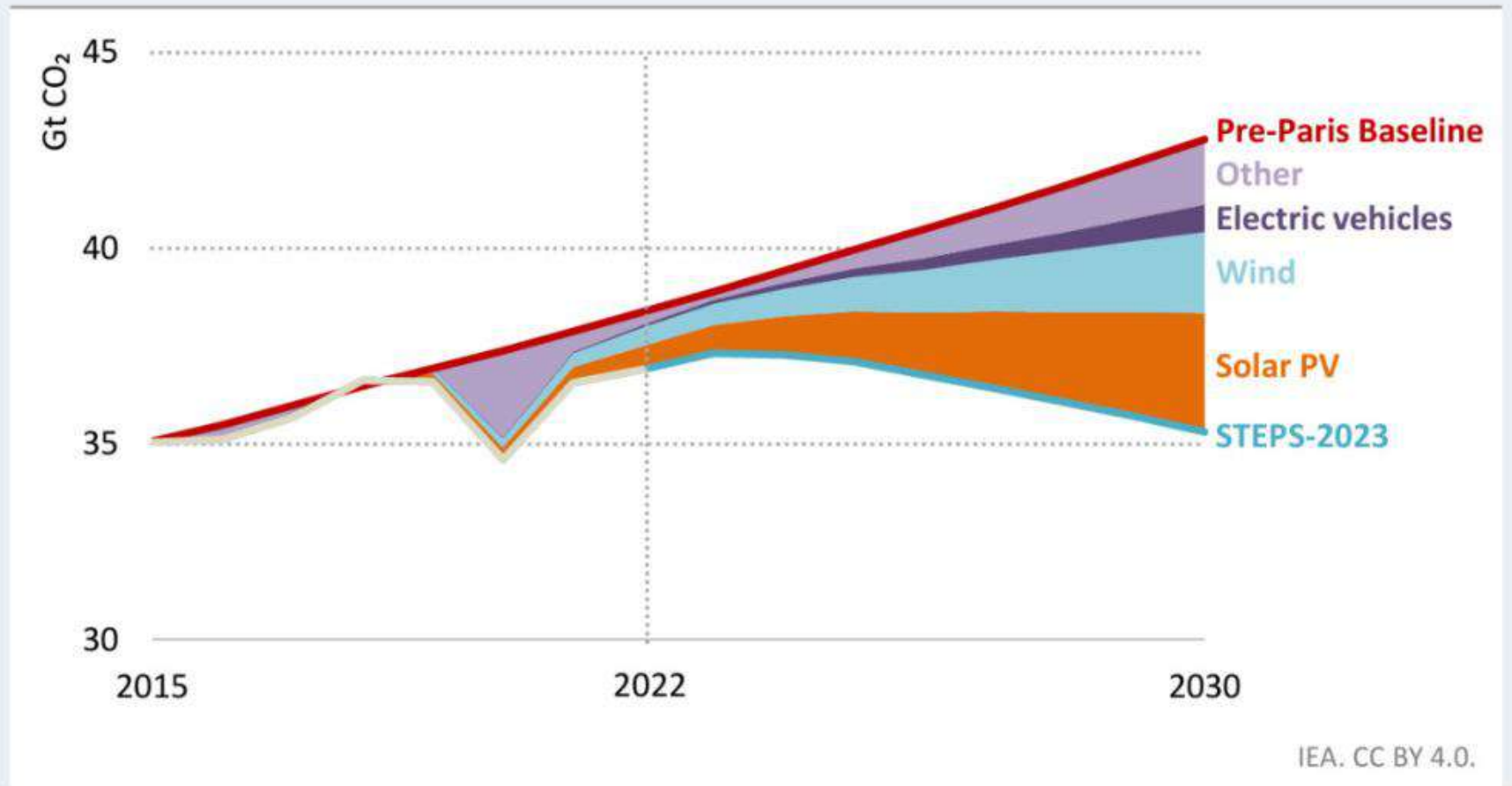
Liebreich Associates



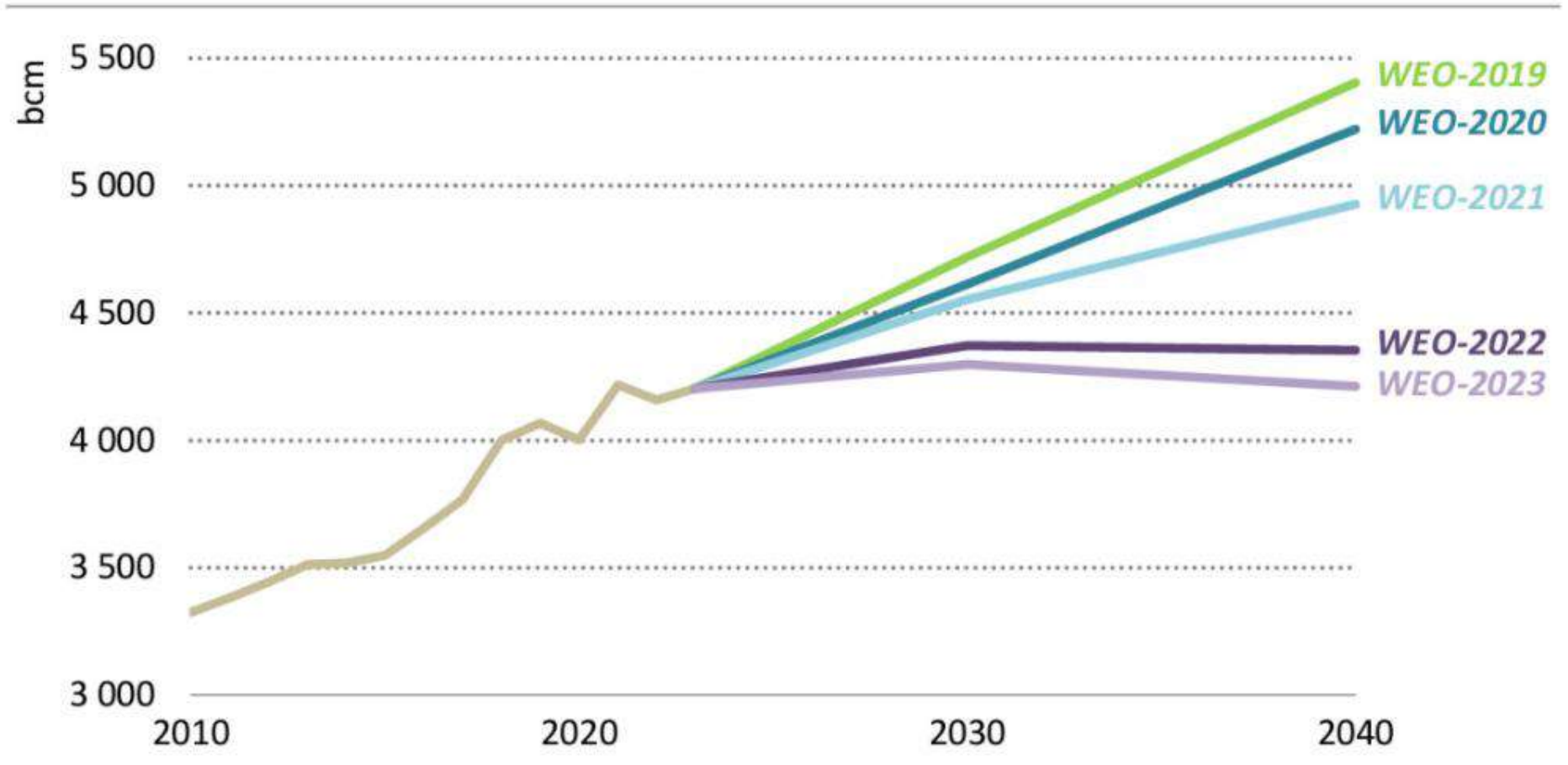
Source: CCC UK, IEA, Liebreich Associates, various



**Figure 1.15** ▶ Global energy sector CO<sub>2</sub> emissions in the pre-Paris Baseline Scenario and the STEPS, 2015-2030



**Figure 1.35** ▶ Natural gas demand projections in the STEPS to 2040 in five editions of the *World Energy Outlook*



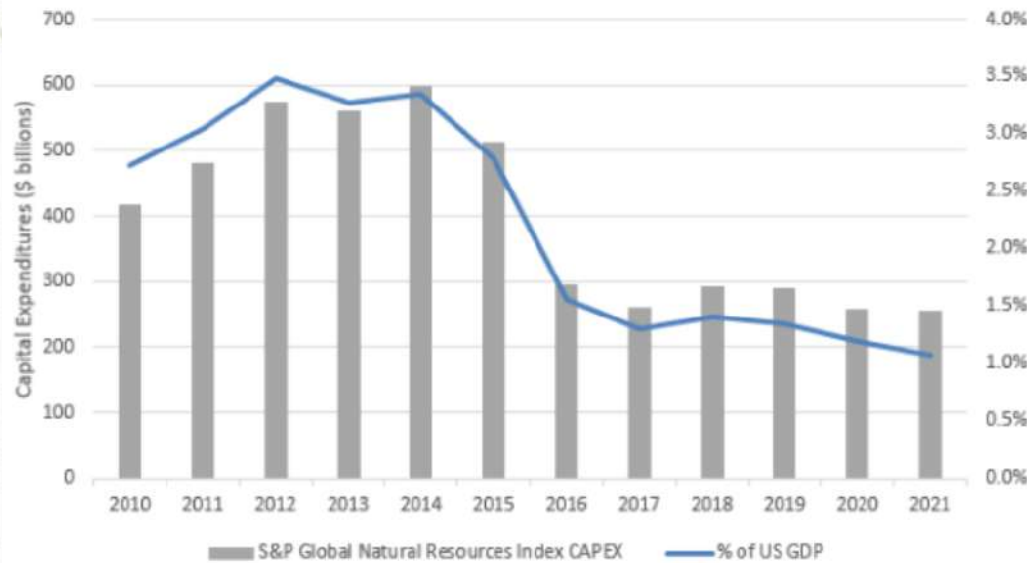
IEA. CC BY 4.0.

# Összefoglaló

- Fosszilis éra
  - Előrejelzések változatlan energiamixszel számolnak
  - Hatalmas árbizonytalanság az energiapiacokon (politika?)
  - Kitermelési és hozam korlátok
- Nem konvencionális kitermelési technológiák
- Megújulók felskálázása



Commodity CAPEX as % Gross Domestic Product



Source: Bloomberg  
 The S&P Global Natural Resources Index includes 90 of the largest publicly-traded companies in natural resources and commodities businesses that meet specific investability requirements, offering investors diversified and investable equity exposure across 3 primary commodity-related sectors: agribusiness, energy, and metals & mini

# Összefoglaló

- Fosszilis éra
- Kitermelési és hozam korlátok



[May 2022 Newsletter: Inflation or Recession \(lynalden.com\)](https://lynalden.com)

The background of the slide is a faded, light green image of high-voltage power lines and pylons stretching across the landscape.

# Köszönöm a megtisztelő figyelmet!

---

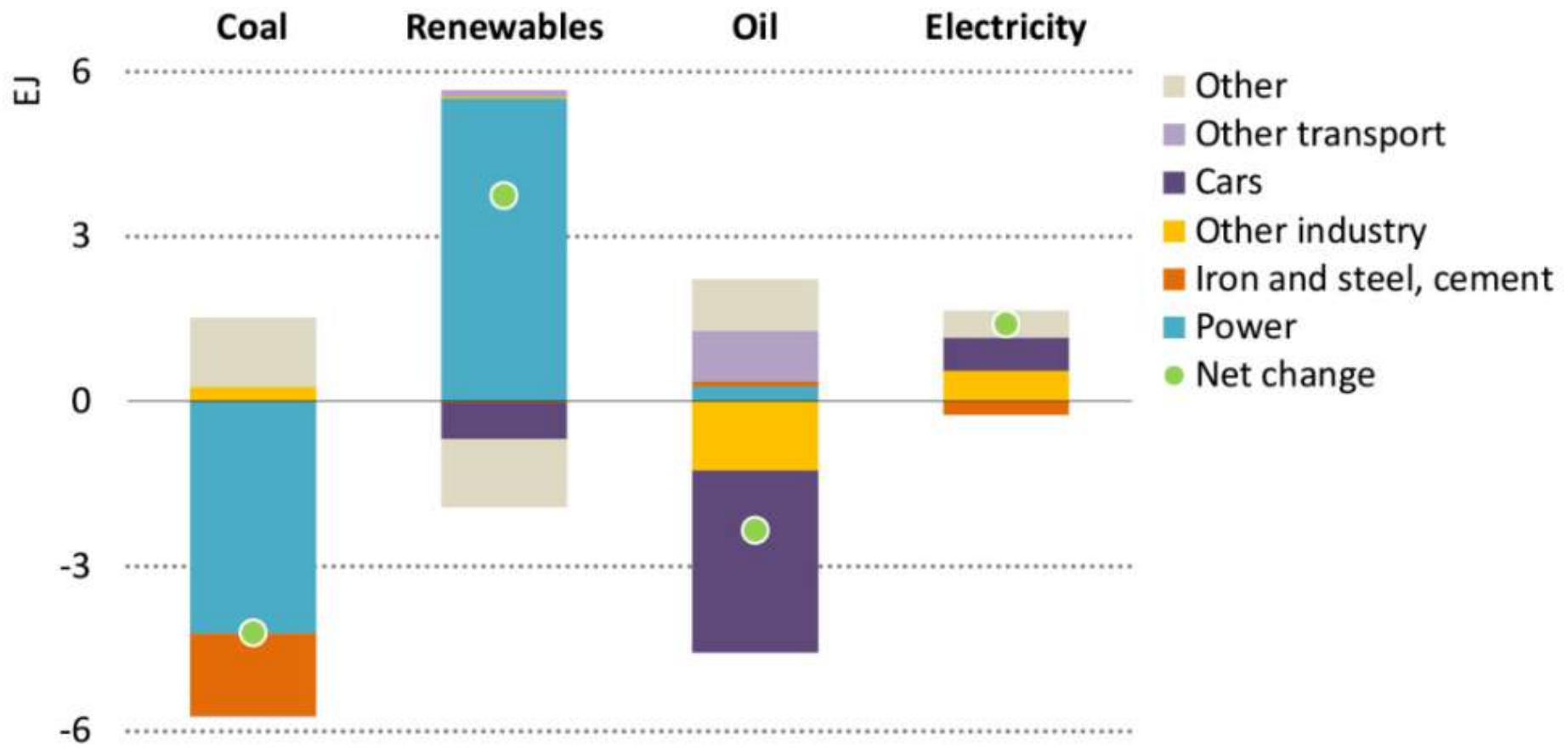
[sores.peter@vik.bme.hu](mailto:sores.peter@vik.bme.hu)



# Appendix: Capacity market comparison

---

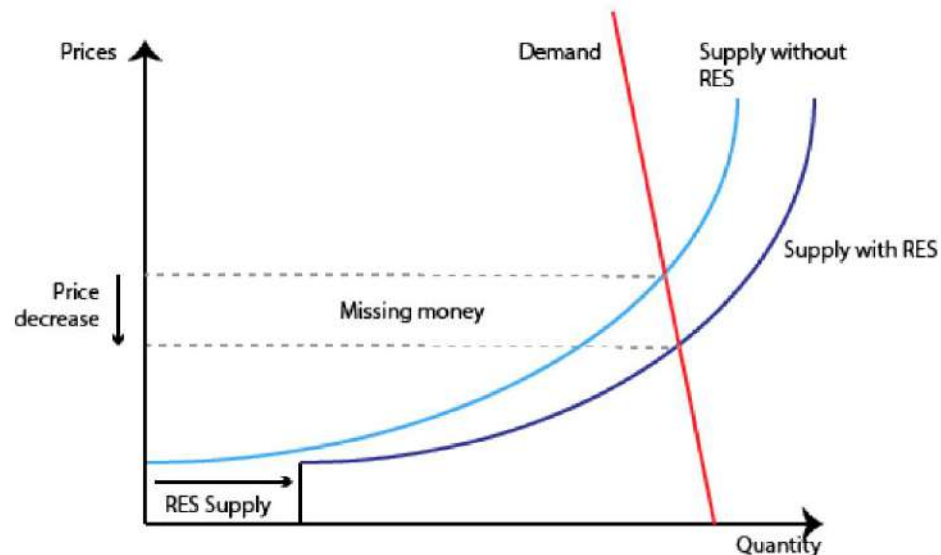
**Figure 1.33** ▶ Differences in global total energy demand by fuel and sector in the WEO-2023-STEPS compared to the WEO-2022-STEPS, 2030



IEA. CC BY 4.0.

# Missing CAPEX problem

- Theoretically, the market price contains the total cost – including investments
- In reality, only the variable costs are priced – fierce competition



- Theoretical design flaw: there is no incentive for investment
- Energy-only market is not perfect for long-term incentives!
- Investment only where are some form of guarantee:
  - RES subsidy / capacity payments



# Lack of price-signals, high volatility

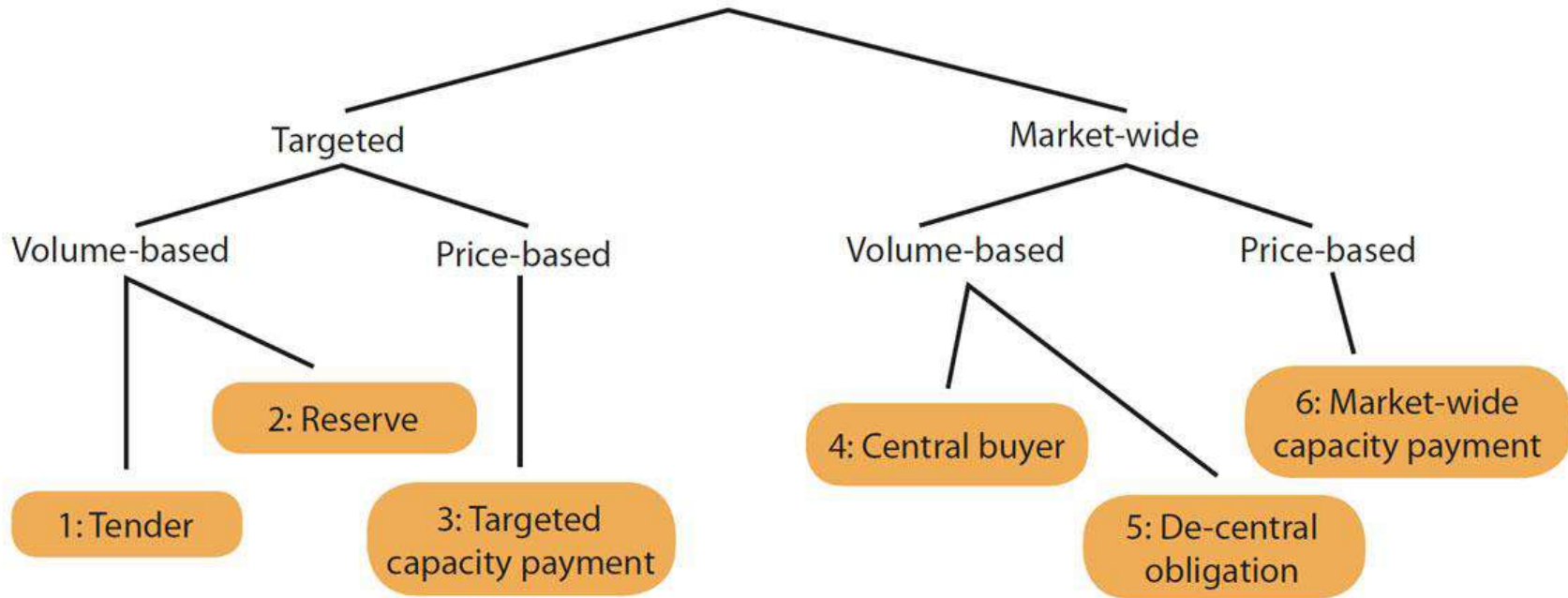
- Distorted price signals due to external interventions
  - RES subsidy
  - Missing CAPEX
- Based on current market prices: overcapacity has emerged
- 05/11/2016 - "Germany had a few hours free electricity"
- 04/11/2015 - England near total market meltdown
  - Of 13 500 MW wind power plant operated only 130 MW
  - Of 5000 MW PV → 0 MW
  - Electricity prices soared from £ 60 / MWh to £ 2,500 / MWh

**Only temporary or the frequency of anomalies will increase? How much volatility is acceptable? Supply security is endangered?**

# Solution: capacity mechanisms for firm generation

## TAXONOMY OF CAPACITY MECHANISMS (CM)

---



SOURCE: DG COMPETITION

# 1) Tender

- Typically to establish CCGT-type power plants
  - Ireland ✓
  - Belgium, France ✕
  - Problem: Forbidden state aid, competition rules violations
- |                 |
|-----------------|
| 500 MW          |
| 900 MW – 450 MW |

## 2) Reserves

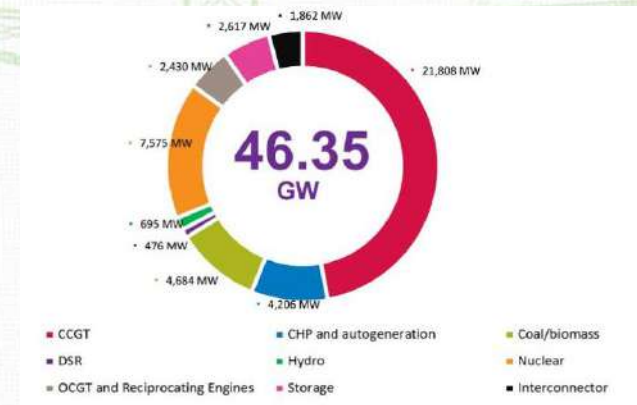
- Strategic (*not* balancing) reserves
  - Stand-by reserves for emergency situations, no energy market participation
  - Starts for TSO requirement
    - Activation due to market reasons (Clearing Price)
    - Activation due to technical reasons
  - Cost: Belgium 0,67 EUR/MWh in the final bill -  $\sim < 1\%$  for supply security
- Operational reserve
  - Reserve to maintain stability
  - Participation on the ,normal' day-ahead market

### 3) Targeted capacity fee

- Selective capacity mechanism, a fixed amount of remuneration
- Italy: 12 months divided
- Cost: 964.2 c € / kW / year in the smallest consumer group

## 4) Central acquirer

- Centralised capacity auctions
- Short term contracts
  - To effectively ensure capacities immediately
- Long term contracts
  - To provide capacity starts 4 years later
- United Kingdom
  - First auction: 2014
  - Clearing Price: 18 £/kW



## 5) Decentralised Obligation

- Amount of capacity provided by the statutory regulatory body for consumers
- Trade: With Certificate
- Short and long-term markets
- France plans to implement

## 6) Capacity fee for whole market

- Targeted capacity fee is the same, but involves all the participants.
- Perhaps an exception to other subsidized production units.
- Ireland: Fixed fee for capacity and availability varying degrees of "hourly rate" at different time intervals available for the posting.



# Megújulóenergia-támogatások

*Megújuló energiatermelés támogatási modelljei (FIT, FIP, GC, GO, Net Metering).*

Villamosenergia-piac MSc  
2024. október 11.

Sörös Péter Márk, tanársegéd

[sores.peter@vik.bme.hu](mailto:sores.peter@vik.bme.hu)

V1.404





# Tiszta energiaforrások

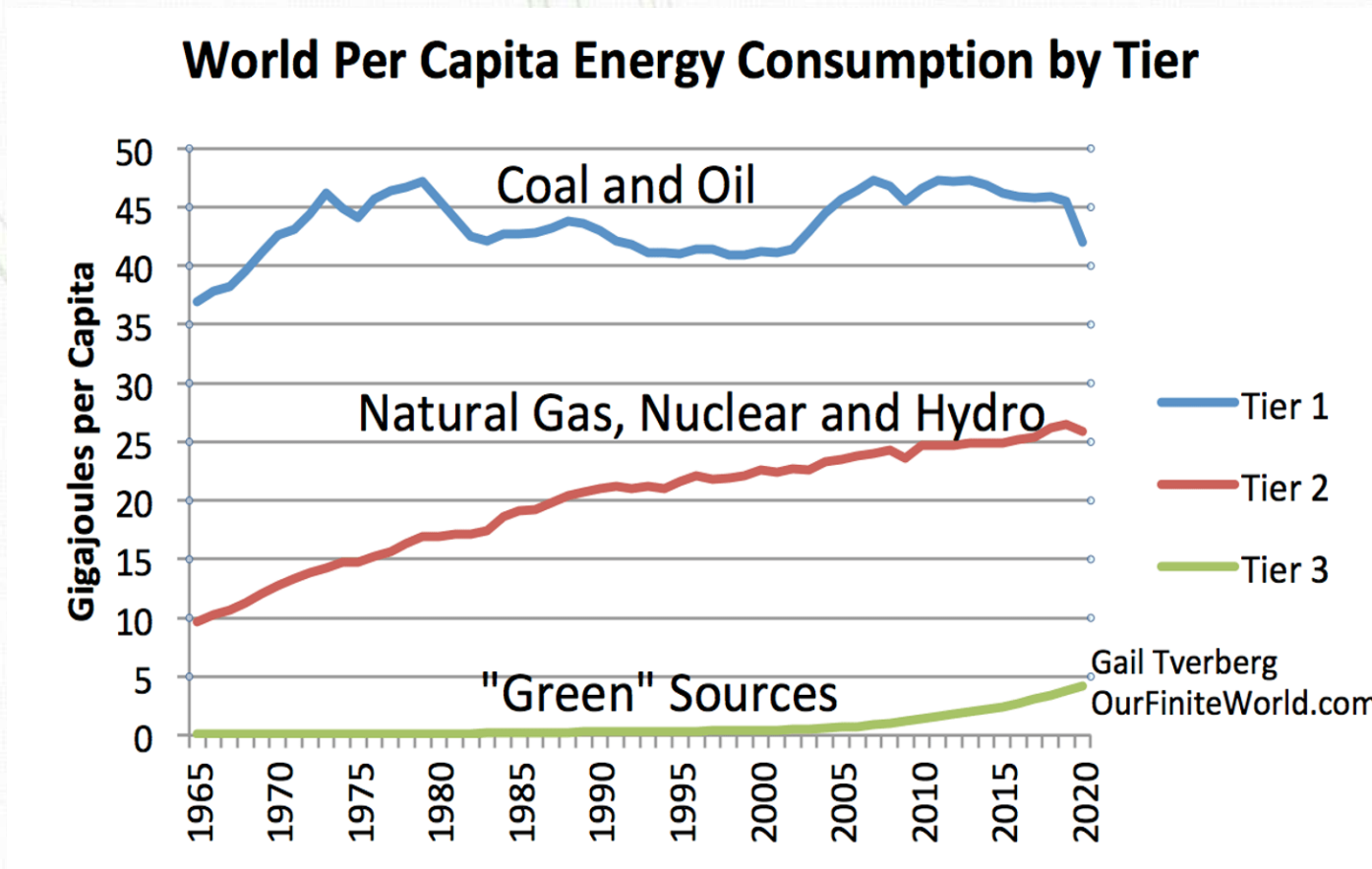
---

Nukleáris és megújuló energia  
Közel zérus változó költség

# Megújuló energiaforrások

- Vízenergia (+ SZET)
- Szélenergia
- Napenergia
  - Fotovoltaikus cellák
  - Napkollektorok
- Biomassza
- Bioüzemanyag
  - Etanol
  - Biodízel
- Biogáz
- Geotermia
- „Kifogyhatatlanok”
- CO<sub>2</sub> semleges
- Elosztott villamosenergia-termelés
- Korlátozott elérhetőségük (?)
- Legtöbbjük sztochasztikusan termel
- Drága (??)
  - kivéve vízenergia

# Egy lakosra jutó energiaforrások: koszos, tisztább, zöld

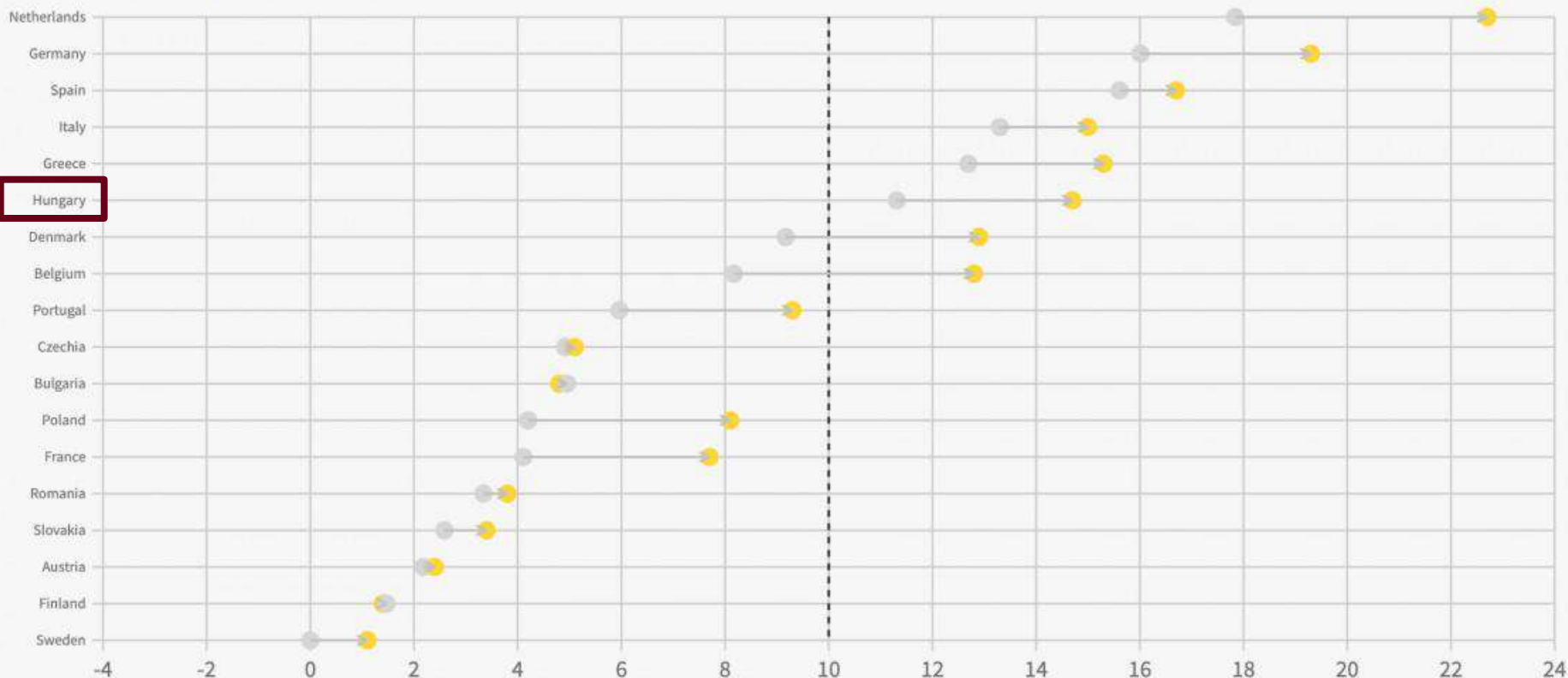


Úgy látszik, hogy az energiaigény gyors növekedésre nincs felkészülve a világ

## Solar power is increasing across the EU

Share of electricity production met by solar power in May-August (%)

● Summer 2021 ● Summer 2022



Source: Ember Data Explorer

The countries displayed account for >97% of EU-27 electricity consumption.

**2023-ban Magyarországon a napelemek (PV) termelési (MWh) részaránya már az EU második legnagyobbja volt, kb. 18%-kal.**



# Megújuló energiatermelési támogatások

---

# A támogatási rendszerek célja

- Fosszilizsek **externális költségeinek** ellensúlyozása
  - Közjavak biztosítására (pl. tiszta levegő) nincs piaci megoldás!
- Társadalmi, szabályozói **preferenciák**
  - Energiaellátás biztonsága  
Fosszilizsek kimerülése, geopolitikai kockázatok
  - „Beruházás a jövőbe”  
Elterjedés gyorsítása, tanulási folyamat lerövidítése
  - Munkahelyteremtés → „termelői többlet” máshol
- Büntető adó helyett
- Emissziós kvóta piac mellett/helyett?
  - Beavatkozás a piac működésébe, piaci hibák korrigálása, versenyhátrány ellensúlyozása

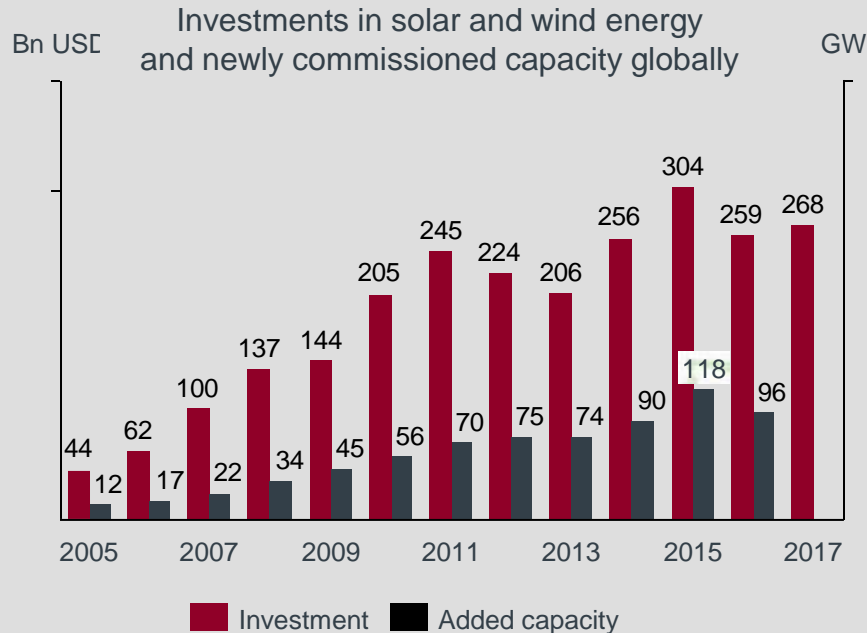
# A megújuló energiaforrások költsége folyamatosan csökken

Commitment of governments

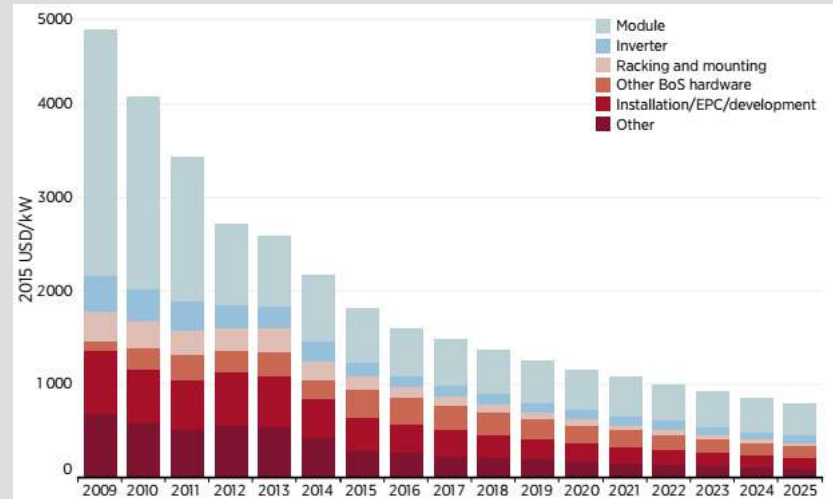
Support schemes

Investments

Significant cost reduction



Historical and expected cost reduction of solar power plants







# European Energy Policies

---

# Climate package

- Arrangements to change primary energy mix
  - Offset the external costs of fossil
  - Subsidy renewables
  - **Intervention in market operations offset the competitive disadvantage**
- Social and regulatory preferences
  - **Energy supply security**  
**Fossil fuel depletion, geopolitical risks**
  - „Investing into the Future“  
Accelerate distribution process, shortening learning process
  - Job creation
- Emission trading market (EU-ETS) in addition to / instead?

# EU-s célkitűzések

## • EU2020 energiaszektor

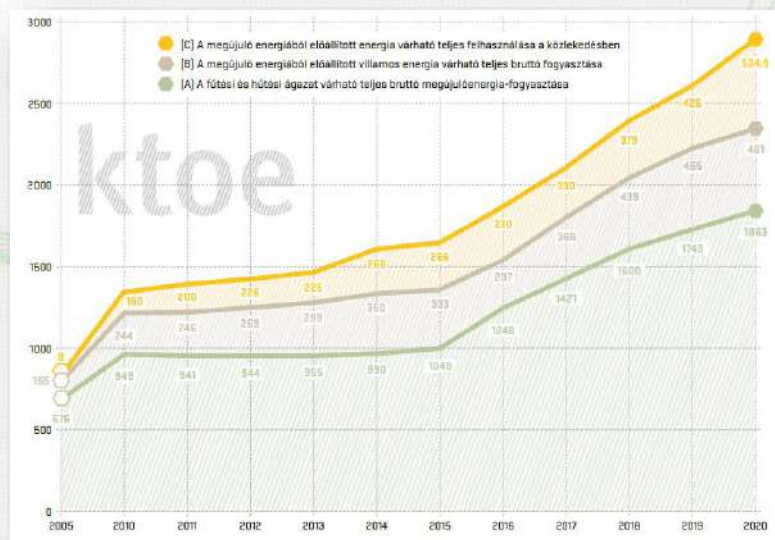
1990-hez képest

- **20%-kal** kevesebb üvegház.h. gáz ✓
- **20% megújuló részarány** ✓
  - RES-electricity ✓✓
  - RES-heating&cooling
  - 10% bioüzemanyag □ - nem prio
- **20% hatékonyság javulás** ☒
  - 2021-től En.hat. kötelezettségi rendszer
- Magyar vállalás:
  - -10% CO<sub>2</sub> és energia megtakarítás ✓✓
  - 14,6% megújuló (ma 14-15 %) ✓

## • EU2050 roadmap

- Karbonsemleges Európa
- -80% üvegházhatású gáz kibocsátás
- -95%(!): villamosenergia-termelés, közúti közlekedés és háztartások

*Forrás: Hazai megújuló cselekvési terv*



# EU 2030 targets

- Accepted in Oct. 2014 → continuously extended with stricter goals, new policies
- New strategy?
  - No!, similar to EU2020
  - Emission quota-market and mandatory targets in sectors
- EU2030 targets:
  - Compared to 1990
  - 40% less GGE
  - 27% renewable share
  - 27% efficiency increment

#SOTEU #EUGreenDeal  
STATE OF THE UNION  
2020  
European Commission

## EU Climate Target Plan 2030

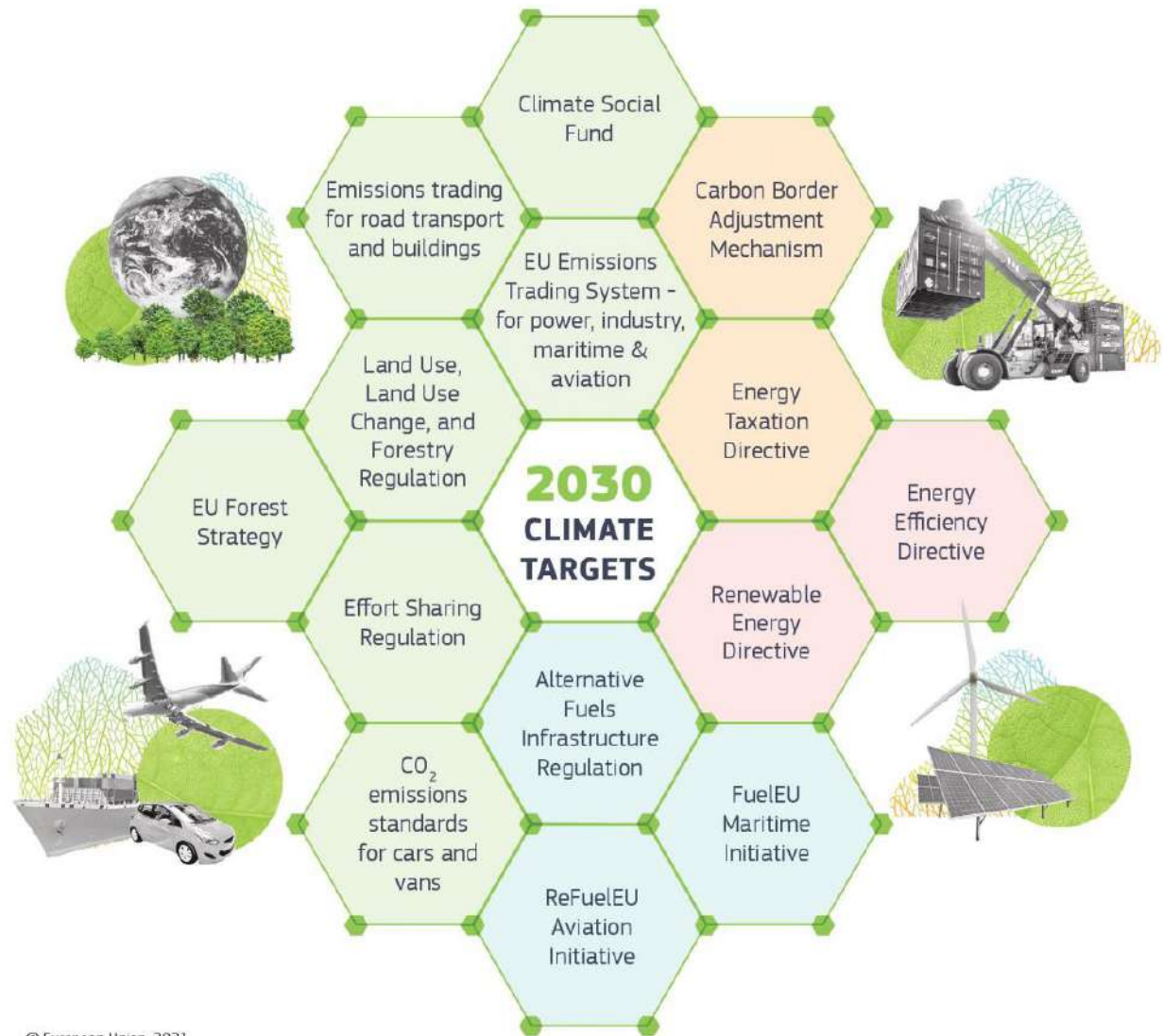
Key contributors and policy tools

September 2020

- ▶ **Energy - 75% of emissions**
  - Burning fossil fuels is the largest source of greenhouse gas emissions in the EU
  - The energy system plays a central role in the transition to a climate-neutral economy
- ▶ **Buildings - 36% of emissions**
  - The building sector is responsible for 40% of final energy use
  - This sector has a large and cost-effective potential to become more energy-efficient and reduce emissions
- ▶ **Transport**
  - The transport sector has the lowest share of renewable energy use
  - It will need to increase its renewable energy share to around 24% by 2030
- ▶ **Land Use Sector**
  - Nature absorbs CO<sub>2</sub> and is vital to the fight against climate change
  - To achieve climate neutrality by 2050, we need to grow our carbon sink to reach 300 million tons CO<sub>2</sub>eq by 2030

## EU 2030 targets --> Fit for 55%

- 55% less GG-E
- Carbon tax
  - For non-ETS sectors
- Doubled energy efficiency requirement (1.5% / year)
- Carbon border tax
- Climate social fund
- No ICE cars by 2035
- New strategy?
- **Additional funding: RRF – Recovery & Resilience Fund**



© European Union, 2021.

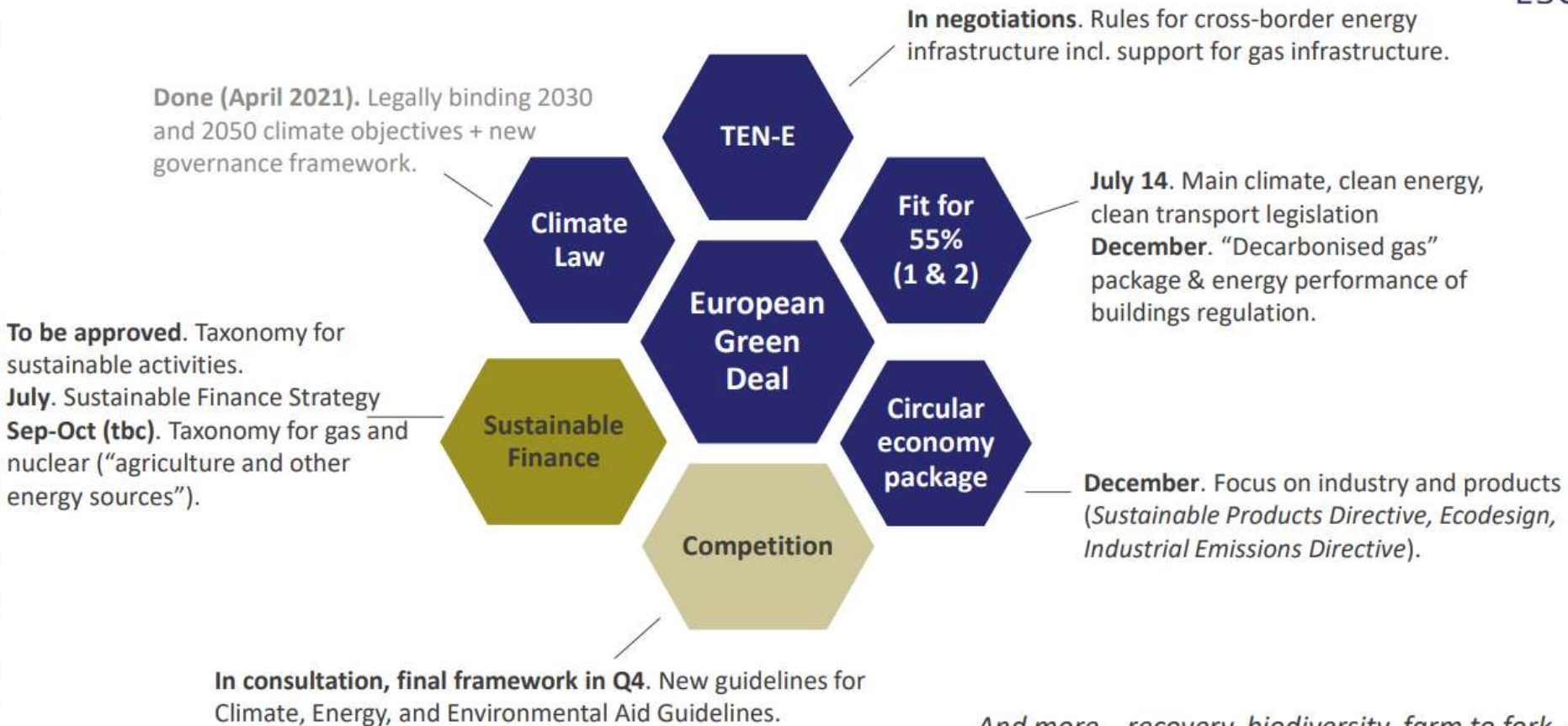
Reuse of this document is allowed, provided appropriate credit is given and any changes are indicated (Creative Commons Attribution 4.0 International license). For any use or reproduction of elements that are not owned by the EU, permission may need to be sought directly from the respective right holders. All images © European Union, unless otherwise stated.

# EU 2030 targets → Fit for 55%

THE FACTS. MORE THAN 20 PIECES OF LEGISLATION TO DRIVE EU DECARBONISATION.



E3G



And more... recovery, biodiversity, farm to fork, etc.



# Alapvető támogatási eszköztár

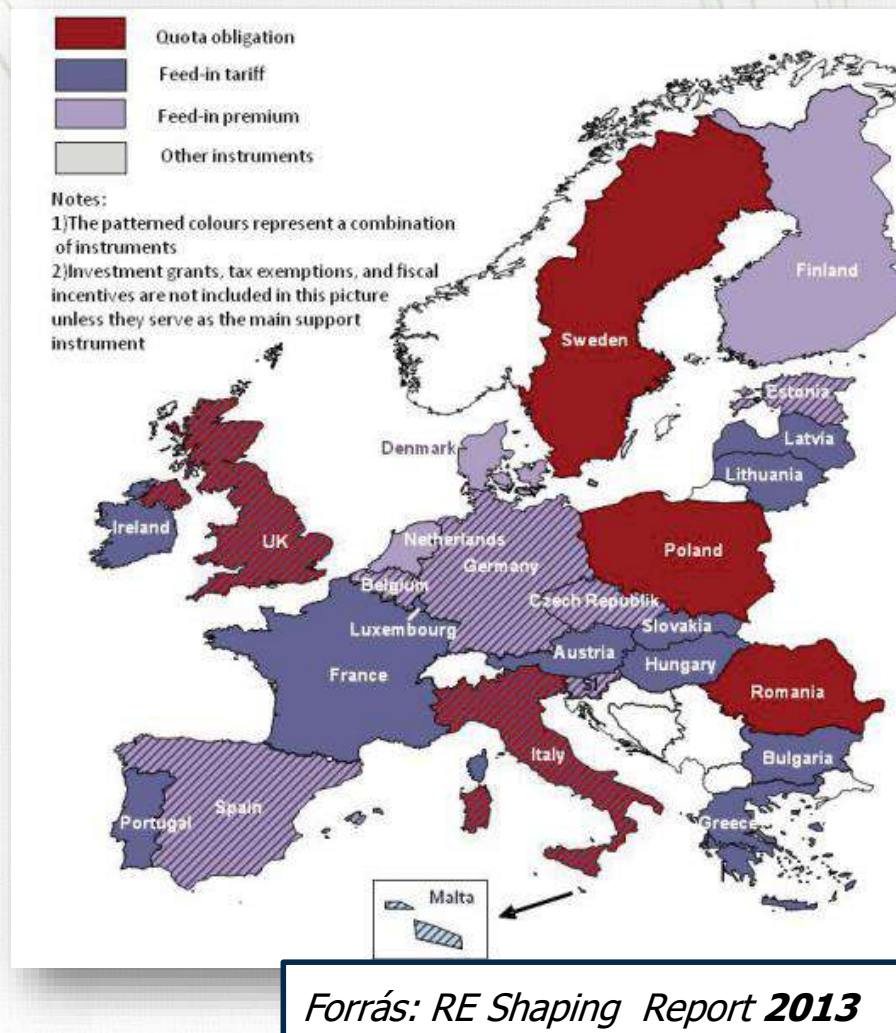
---

# Termelési támogatások

- Kötelező átvétel, *feed in tariff* (KÁT, FiT)
  - Megszabott **garantált** átvételi **ár**
    - Jellemzően differenciáltan
    - Évről-évre csökkenő
  - Teljesen eliminálja a villamosenergia-piaci kockázatokat
    - De: szabályozói kockázat! Fenntartható-e a támogatás?
- Forgalmazható zöld bizonyítványok, *renewable portfolio standards, green certificates*
  - **Mennyiségi** szabályozás – top-down kötelezettség
  - Előírás az eredetigazolások megvásárlására
  - Független piacon kereskedett bizonyítványok
    - Kockázatos áralakulás
  - **Nem azonos a GO – guarantee of origin piaccal!**
    - A GO önkéntes, keresletvezérelt, garantőrrel védett kereskedelem



# Támogatási rendszerek az EU-ban



- Tagállami hatáskör
- Teljes eltérő rendszerek alakultak ki 2010-es évek elejére
  - Tenderek, kvóták
  - Árprémium
  - Maximált támogatások
- Egységesítés 2017-től!
- Főszabály: árprémium
  - Kivételektől eltekintve csak árprémium alapú támogatást lehet biztosítani

# Árprémium alapú támogatások

- Feed in premium (FiP)
  - Kötelező piacra vinni és ott értékesíteni az energiát (nincs átvétel)
  - Prémium jár a piaci ár felett (pl. tőzsdei átlagár) a termelt energiára
  - Prémium = Szerződéses ár és a tőzsdei ár különbsége
- 2017. jan. 1-től az EU-ban kötelező a FiP
  - 500 kW felett (alatta maradhat a feed in tariff)
  - 1 MW felett versenyeztetni kell a szerződött árat!
- A kötelező átvétel hiányosságait oldja meg a FiP
  - A piaci értékesítés miatt van ösztönzés negatív árak esetén a termelés szüneteltetésére
  - Nincsenek kivételes szabályok, engedmények, azonos menetrendezési kötelezettség vonatkozik a FiP-ben a megújulókra is

## További támogatások

- Beruházás finanszírozása
  - Kapacitás létesítésére
  - Pl. kedvezményes hitel, projekt-utófinanszírozás
- Kutatás-fejlesztési támogatás
- Adókedvezmények
  - Kedvezményes ÁFA vagy jövedelemadó
  - USA-ban: Federal (corporate income) Tax Credit: 30\$/MWh
- Implicit támogatások
  - Nem direkt finanszírozás, hanem egyéb, szabályozási könnyítések
  - Garantált (pay as produced, nem menetrendes) átvétel
  - Menetrendi eltérésekre kedvezmény
  - Mentesség bizonyos RHD megfizetése alól



# Hazai megújuló energia támogatások

---

FiT: KÁT, FiP: METÁR

# Magyarországi KÁT rendszer (FiT)

- Speciális mérlegkör
  - KÁT-ra jogosultak a MAVIR-nak adnak el, mely tovább értékesíti
- Megújuló termelés + hulladékégetés  
(2011 júliusától a kapcsoltan termelők kikerültek a KÁT rendszerből)
- Nem jár automatikusan!
  - Engedélyeztetési eljárás (pl. 330 MW szélre van engedély jelenleg)
  - Korlátozott időre és energiamennyiségre vonatkozik
  - Utolsó engedélyek – 2016. december (2000 db! ~2000! MW PV)
- Költségeit a nagyfogyasztók viselik
  - KÁT-os termelés átlagára: kb. 35-40 Ft/kWh
  - **Szokásosan a piaci ár 2-3-szorosa, de 2022-ben a piaci ár 1/3-1/2-e**
  - 2013. január 1-től az egyetemes szolgáltatók mentesültek!

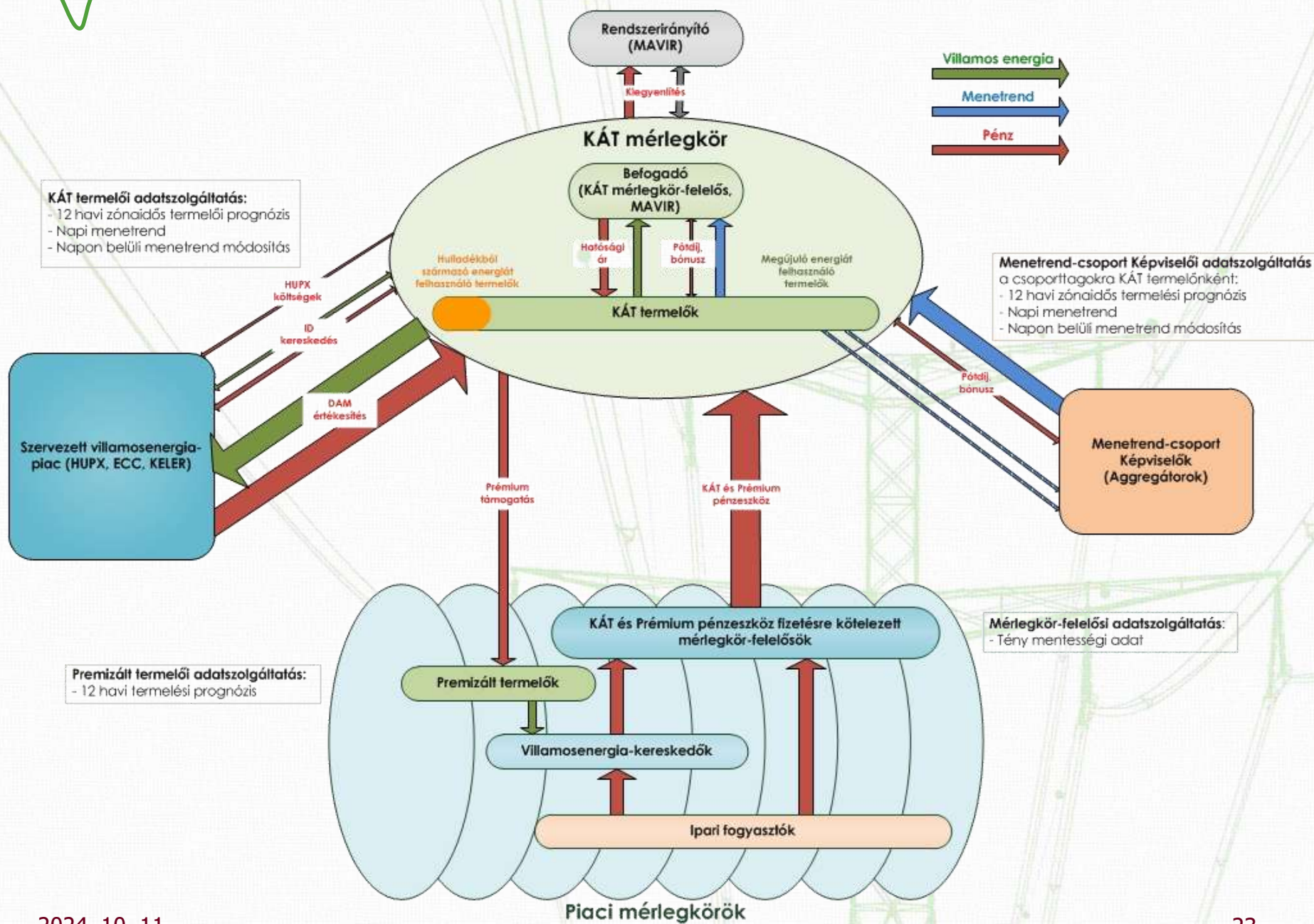
# KÁT zónaidős átvételi árak (2022)

	Időszaki átvételi árak [Ft/kWh]		
	<i>Csúcs</i>	<i>Völgy</i>	<i>Mélyvölgy</i>
<b>2008.01.01 előtti engedélyesekre</b>			
Nap vagy szél	40,75	40,75	40,75
Egyéb	45,51	40,75	16,64
<b>2008.01.01 engedély, "kis megújulók,, &lt; 20MW</b>			
Nap	35,54	35,54	35,54
Egyéb	39,72	35,54	14,49
<b>2008.01.01 engedély, "kiserőművi,, 20MW+</b>			
Szél	39,72	35,54	14,49
Egyéb	31,76	28,43	11,59
Hulladék-tüzelés	37,24	25,66	13,39

**~100 EUR/MWh**

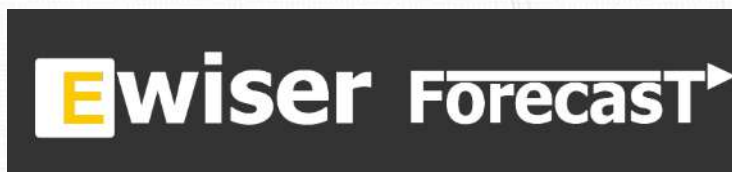
**Infláció-1%  
-kal évente  
indexálás**

**20 évre fixált  
árpálya!**



# KÁT jellemzők

- A MAVIR üzemelteti a KÁT mérlegkört
- **Értékesítés csak a HUPX-en**
  - Day-ahead és intraday piacon
- Költségfedezet: pénzeszközökkel
  - A nemlakossági fogyasztók fizetik
- 2018. július 1-től: bónusz, majd a menetrendadás szigorítása
  - Minden szereplőnek kell negyedórás menetrendet adnia
  - Intraday menetrendmódosítás, ha jobb, mind day-ahead, akkor jobban jár a KÁT-os termelő
- Startup a tanszékről  
<https://ewiserforecast.com/>





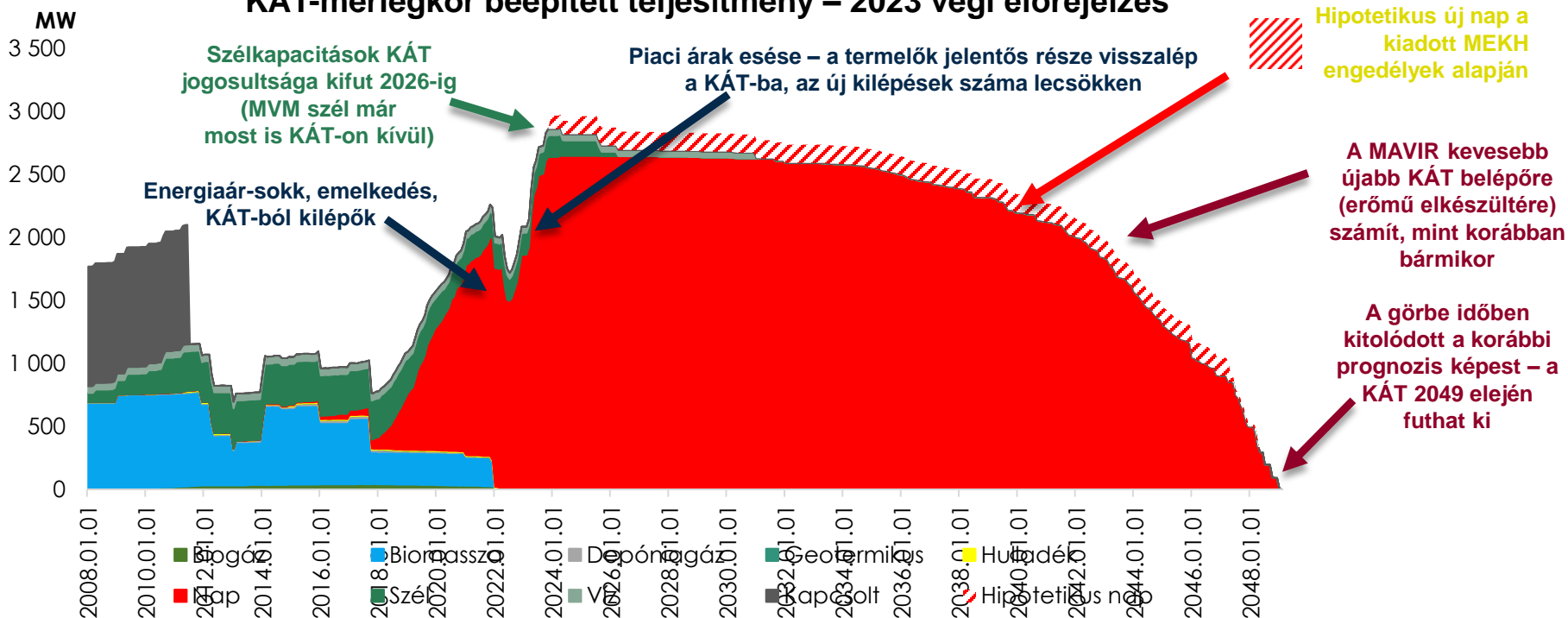
# KÁT elszámolásban bent lévő KÁT beépített teljesítmény alakulása 2050-ig

## Az energiaárak megugrása után az engedélyesek negyede kilépett, de az árak esése után megfordult a tendencia



A hipotetikus új nap kapacitás az elmúlt időben jelentősen csökkent, ami azt jelenti, hogy a MAVIR egyre kevesebb esélyt lát a már kiadott, de még meg nem épített erőművek elindulására.

### KÁT-mérlegkör beépített teljesítmény – 2023 végi előrejelzés



# Támogatott megújuló átvételben részesülő erőművek (KÁT)

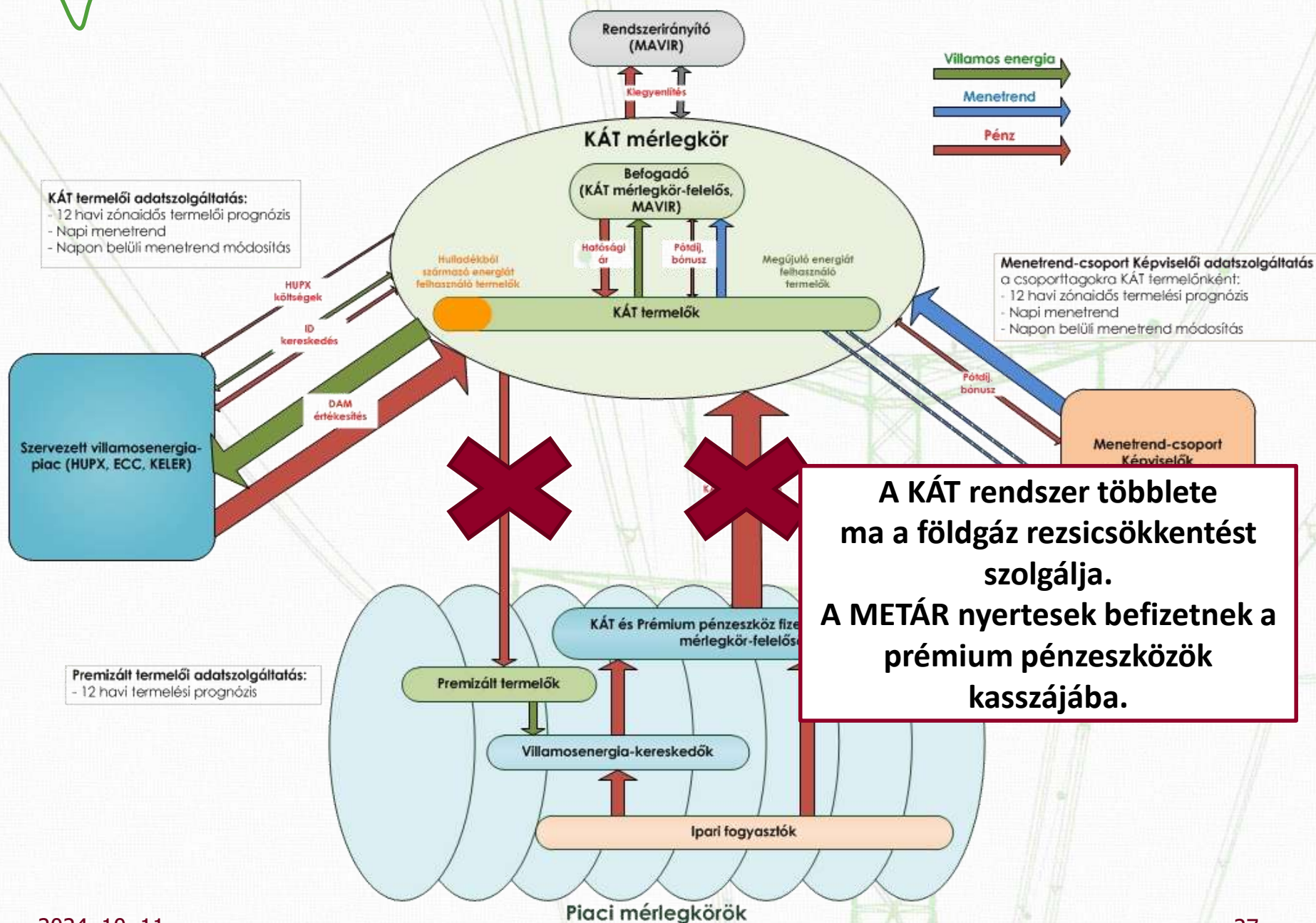
2022 augusztus végén		Db	MW
Nap	>=0,5 MW	65	565
	< 0,5 MW	1 951	946
	Összesen	<b>2 016</b>	<b>1 512</b>
Összesen	>=0,5 MW	85	795
	< 0,5 MW	1 956	947
	Összesen	<b>2 041</b>	<b>1 742</b>

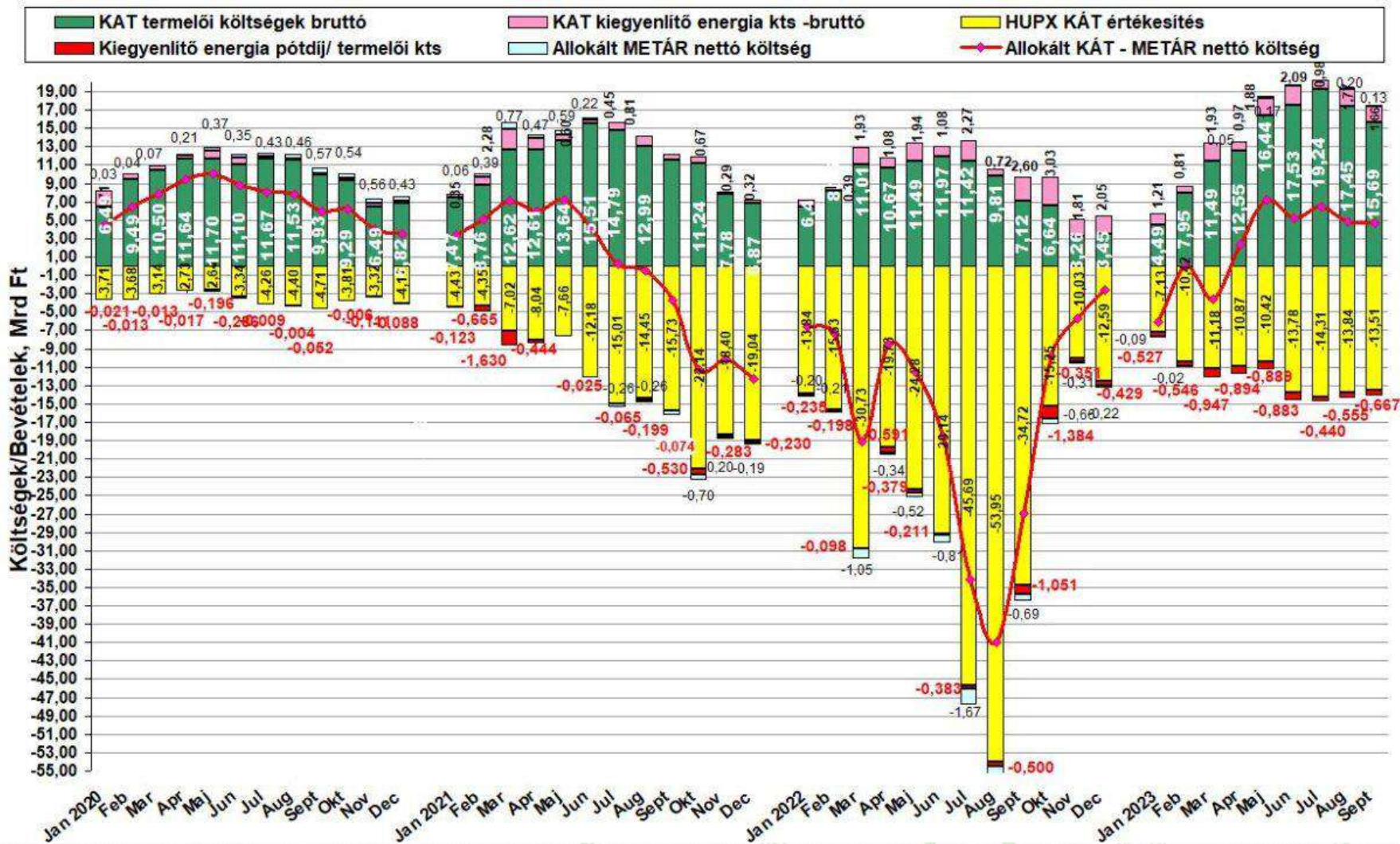
Feldolgozóipari gyártók esetén 31% (2022., és 2023. adóévek vonatkozásában) ;

KÁT és METÁR engedélyesek, illetve támogatásban részesülő adókötelezettek esetén: 65% (2022 és 2023 vonatkozásában)

2022. júniusától extaprofitadó vonatkozik a KÁT/METÁR-ból kilépőkre – többletbevétel 65%-a

<https://www.portfolio.hu/gazdasag/20220919/fontos-napok-elott-allunk-megjott-a-nagy-extraprofitado-tablázat-566969>





**Forrás: Ipari Energiafogyasztók Fóruma – ief.hu**

# METÁR (FiP)

## Megújuló energia támogatási rendszer

- 2017-től életbe lépett, felváltva a régi KÁT-ot
  - 2016 decemberben még mindenki kért KÁT-engedélyt
- Cél: megfelelés az EU irányelvnek + költséghatékonyabb támogatás
  - METÁR-ban mindenki a piacra ad el villanyt, nem a MAVIR-nak!
  - A kedvezményezettek teljes menetrendi kiegyenlítési költséget viselik
    - Kivétel: 0,5 MW alatt, és demonstrációs projektek lényegében KÁT-szerű támogatásban
- Prémium alapú támogatási rendszer: zöld prémium, barna prémium
  - Zöld: új megújuló kapacitásokra
  - Barna: meglévő, KÁT-ból kikerülő biomassza alapú termelők
- Költségviselők: a nem lakossági jogosult fogyasztók
- **Prémium: premizált ár és a piaci ár különbségét megkapják/befizetik a METÁR jogosultak.**
  - Lebegő prémium = támogatott ár – referencia piaci ár
  - Jelenlegi magas piaci árak mellett negatív prémium!

# A METÁR kereteket már 2018-ban túljegyezték

## METÁR KÁT

Tender nélkül

1 Mrd Ft/év, a fennmaradó összeg átvihető

## Zöld prémium

Tender nélkül

0,5 Mrd Ft/év, a fennmaradó átvihető

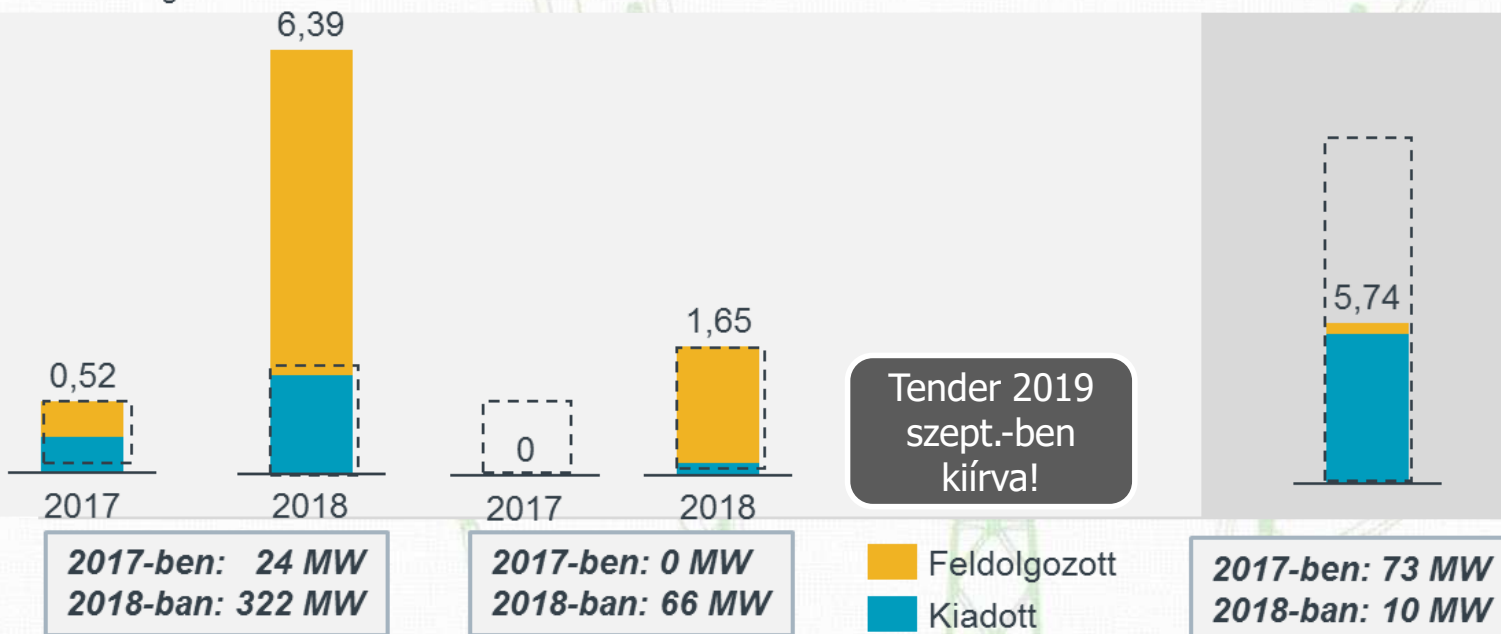
## Barna prémium

Tender nélkül

20 Mrd Ft

Új támogatás

Eddigi METÁR kérelmek  
(Mrd Ft)



Tender 2019 szept.-ben kiírva!

FORRÁS: MEKH

■ Feldolgozott  
■ Kiadott  
□ Keret

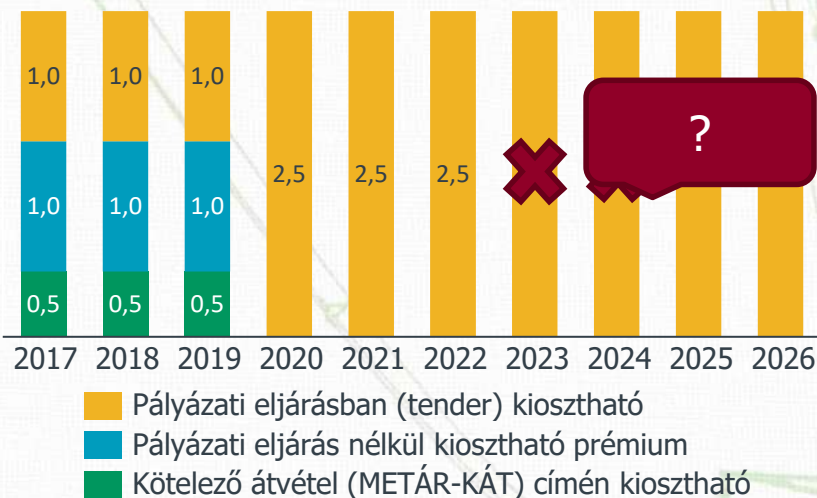
Gyakorlatilag csak új PV

Meglévő bio

# 2022-ig több sikereses METÁR aukció zárult. Bármely megújuló erőmű pályázhat, az árkiegészítés mértéke versenyző.

Maximálisan kiosztható éves új megújuló villamosenergia-termelési támogatás

Mrd Ft



- A tenderen az induló támogatási árra kell ajánlatot adni
  - Induló támogatási ár = prémium + piaci referencia ár
- Az aukción 1 Mrd HUF/év támogatás (max. 200 GWh/év)
  - A GWh korlát miatt ez max. ~166 MW új PV-t jelent
- 2020-26 között évente már min. 450 MW új PV belépése támogatható (nyertesek árcsökkentése és a GWh korlát eltörlése esetén nagyobb lehet)

## Pályázati keretek – első aukció, 2019

- Magyarországi telephelyen megvalósuló
- Technológia semleges aukció
- Új beruházás vagy jelentős az eredeti beruházás 50%-át meghaladó felújítás vagy fejlesztés
- Fix 15 éves támogatási időszak
- Induló támogatási ár:
  - Max ár: 26,08 Ft/kWh, amely CPI-1%-kal inflálódik

**A jövőben csak METÁR aukción lehet új megújuló támogatási jogosultságot szerezni. 2026-ig évente akár 500 MW új PV szerezhetne támogatást!**





# A METÁR-ban 5 sikeres és 1 lefújtt aukció volt eddig

## Az eddigi Metár pályázati kiírások főbb paramétereit

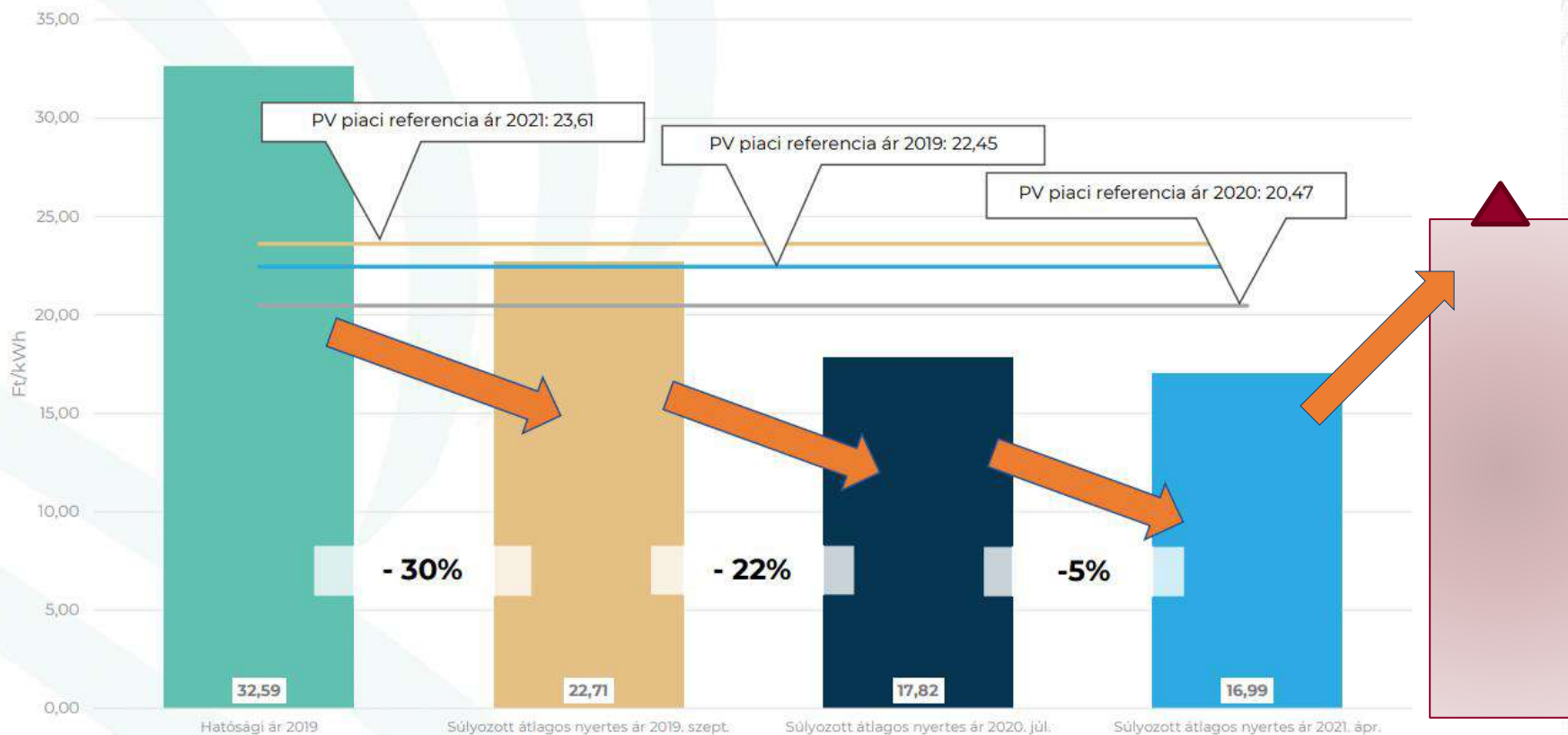


Kritérium/kiírási dokumentáció közzététele	1. Metár-tender 2019. szeptember 2.	2. Metár-tender 2020. július 15.	3. Metár-tender 2021. április 30.	5. Metár-tender* 2021. november 22.	6. Metár-tender 2022. március 4.
Igénylési időszak	2019. nov. 4. – dec. 2.	2020. szept. 15.-okt. 15.	2021. júl. 1. – júl. 30.	2021. dec. 13.	2022. márc. 25-29.
Megújuló energiaforrás	Mindegyik (szél esetén korlátozott)				
Erőműegység típusa	Új, megújuló alapon villamos energiát termelő erőművek vagy meglévő, megújuló alapon villamos energiát termelő erőműegységek, amelyek jelentős felújításon vagy fejlesztésen esnek át		Meglévő, megújuló alapon villamos energiát termelő erőműegységek, amelyek jelentős felújításon vagy fejlesztésen esnek át.		Új, megújuló alapon villamos energiát termelő erőművek vagy meglévő, megújuló alapon villamos energiát termelő erőműegységek, amelyek jelentős felújításon vagy fejlesztésen esnek át.  Különleges követelmény: min. 10%-os tárolási kapacitás (min. 1MWh/MW); aFRR akkreditáció Üllalása
Kapacitáshatárok					
Kis kategória	0,3 MW < x < 1 MW			5 MW ≤ x < 20 MW	
Nagy kategória	1 MW ≤ x ≤ 20 MW	1 MW ≤ x ≤ 49,99 MW	1 MW ≤ x ≤ 20 MW	20 MW ≤ x < 50 MW	
Kiosztható max. mennyiségek (GWh/év)					
Kis kategória	66	40	50	30	144
Nagy kategória	134	350	250	Nincs korlát	720
Kiosztható éves új támogatások (M Ft/év)					
Kis kategória	333	200	200	600	1 Ft
Nagy kategória	667	600	250	16 400	1 Ft
Maximális ajánlati ár (Ft/kWh)	26,08	26,70	27,32	38,15	Kis kategória: 27,00 Nagy kategória: 25,00
Támogatás maximális időtartama (év)	15			20	15
Kereskedelmi üzem kezdete	3+1 éven belül				

\* A 2021. októberben kiírt 4. Metár-tender visszavonásra került.

Bővebb információ: <http://www.mekh.hu/metar-tender> 9

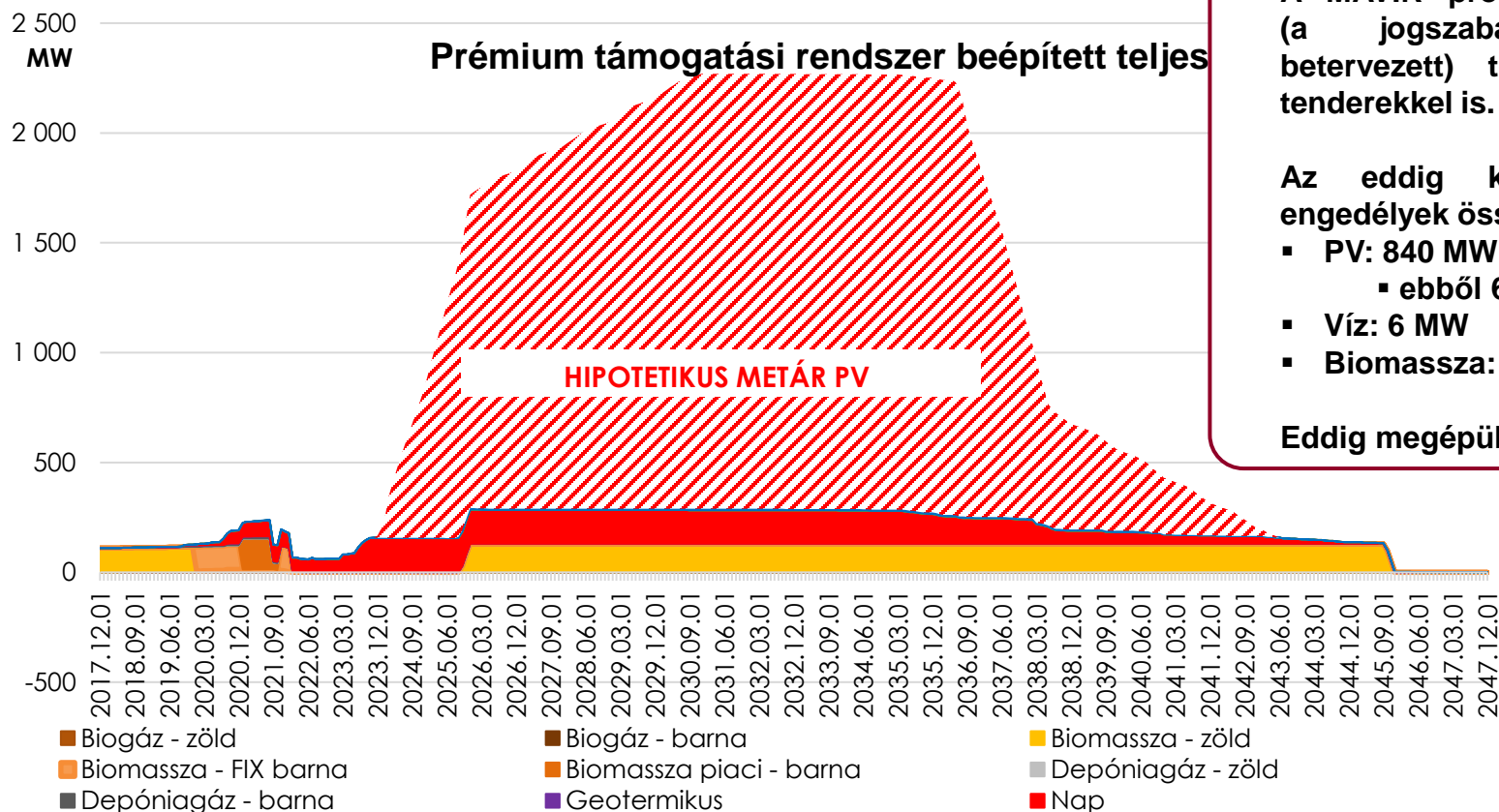
## Az első három Metár-tender eredményei II. Költséghatékonyság (támogatott ár csökkenése)



- 5. Metár-tender (2021. november): csak meglévő megújuló erőművek jelentős felújítása vagy fejlesztése - főként biomassza erőművek nyertek el támogatást
- 6. Metár-tender (2022. március): RES-E + 10% tároló -: Csak naperőművek pályáztak, átlagos ár: 24,5-25,7 Ft/kWh – aluljegyzés!

**Ma a hálózatintegrációs korlátok, és a több ezer MW napelem engedély „sorbanállása” miatt nincs relevanciája újabb „támogatás” kiadásának.**

## METÁR jogosult beépített teljesítmény alakulása, illetve prognózis 2050-ig



A MAVIR prognózisa számol (a jogszabályok szerint betervezett) további METÁR tenderekkel is.

Az eddig kiadott METÁR engedélyek összesen 976 MW

- PV: 840 MW
  - ebből 626 MW aukción
- Víz: 6 MW
- Biomassza: 130 MW

Eddig megépült: 156 MW PV

**A kiadott és jogszabály szerint támogatni tervezett, de még meg nem valósult METÁR kapacitások mértéke 1980 MW, melynek megvalósulása erősen kérdéses, a jelenleg versenyképesebb piaci konstrukciók következtében**

A METÁR szabályozási keretrendszer szerint alacsonyabb költséget enged meg a KÁT rendszerhez képest.

<b>Példaszámítás: 20 MW-os PV erőműre</b>	Átvételi ár, Ft/kWh	Fajlagos PV beruházási költség, eFt/kW
METÁR KÁT (2019. 01.01-től)	32,59	~400
METÁR Tender	26,08	~390
METÁR Tender (az ajánlati ár a max. 90 %-a)	23,472	~350
METÁR Tender (az ajánlati ár a max. 80 %-a)	20,864	~310
METÁR Tender (az ajánlati ár a max. 70 %-a)	18,256	~270

- A METÁR maximált átvételi ára alacsonyabb fajlagos beruházási költséget enged meg a projektek megtérülésének biztosításához.
- A verseny, a kiegyenlítő energia költsége tovább csökkenti a még megtérülő fajlagos beruházási költségeket.

**A hatékonyabb, aukciós támogatási forma több megújuló építését teszi lehetővé, adott mennyiségű támogatási forrás felhasználásával.**

# A KÁT rendszer és a METÁR tender szerinti támogatások összehasonlítása

EU-s  
elvárások

- A támogatást a **piaci áron felül fizetett felárként** kell nyújtani
- A **kedvezményezetteknek** a szokványos **kiegyenlítési feladataik legyenek**
- Biztosítani kell, hogy a termelőket ne ösztönözze semmi arra, hogy negatív árak esetén is termeljenek villamos energiát

## Korábbi KÁT rendszer

## Új METÁR tenderen elnyert támogatás

Támogatás típusa

Kötelező átvétel

Prémium

Támogatás igénylése

Igénybejelentés a MEKH felé

Versenyeztetési eljárás

Ár és időtartam megállapítása

Jogszabály alapján a MEKH

Versenyeztetési eljárás

Értékesítés

MAVIR KÁT mérlegkörnek

Szabadpiacon

Menetrendezés

Kedvező menetrendezési szabályok

Szabadpiaci menetrendezés

Kiegyenlítés

Kedvező szabályozási pótdíj

Szabadpiaci kiegyenlítő energia költségek



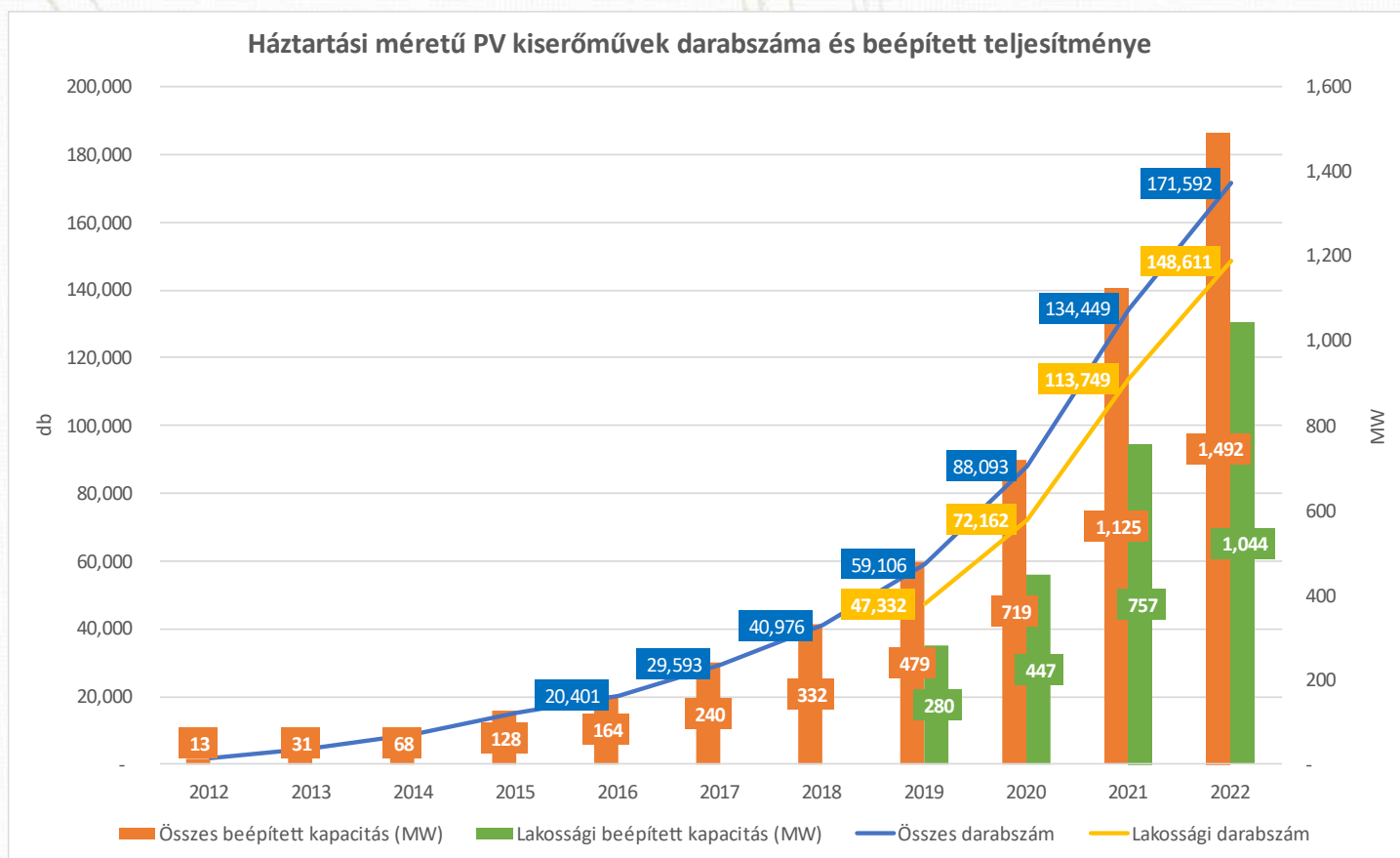
# Nem erőművi megújuló termelők – napelemek felhasználási helyeken – HMKE, SCTE

---

HMKE – háztartási méretű kiserőmű

SCTE – saját célra termelő „erőmű”

# HMKE beépített teljesítmény (nem PV < 1 MW)



**2016 után egyre meghatározóbb a lakosság közvetlen HMKE telepítése!**

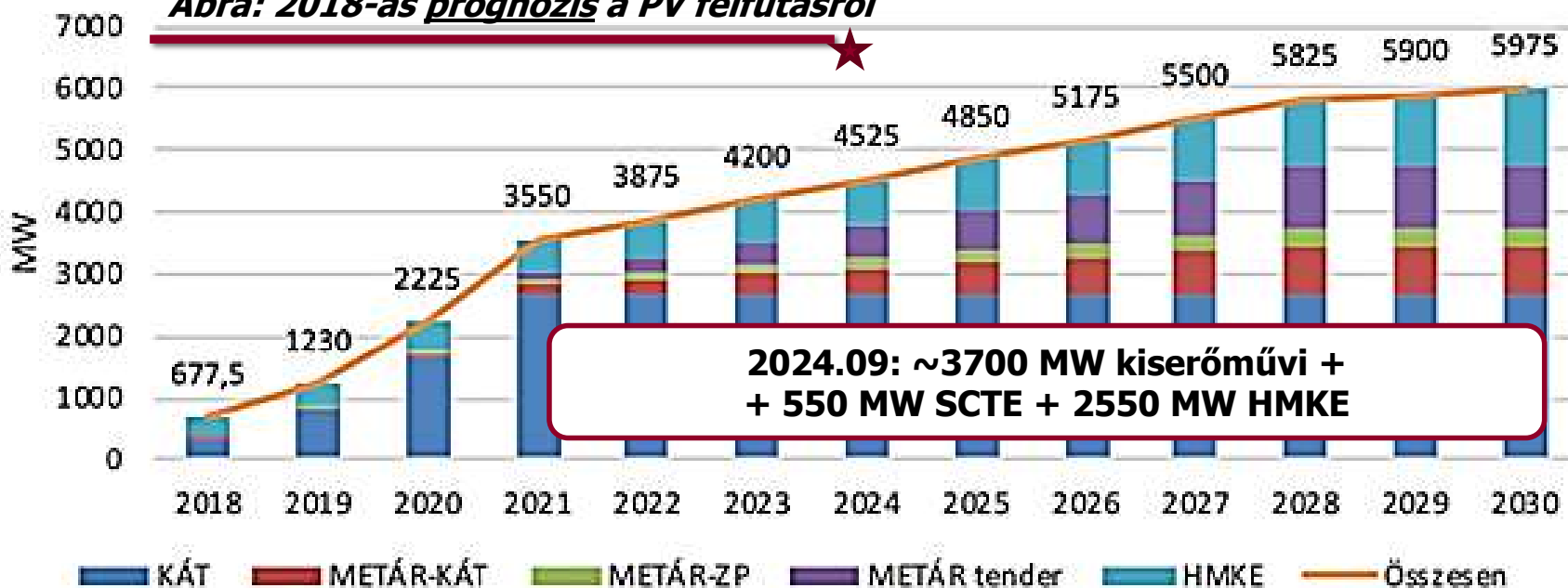
**113 ezer háztartásban volt PV 2020 Q3-ra**

**A nagyobb PV erőművek (>0,1 MW) boomja most jön!**

## A nem prosumer (erőművi) fotovillamos kapacitás még a régebbi, drasztikus becslésektől csak kis mértékben marad el

2019. első félévében érték el az 1000 MW PV kapacitást.  
2018 nyarán még csak 400 MW PV volt rendszerben

Ábra: 2018-as prognózis a PV felfutásról

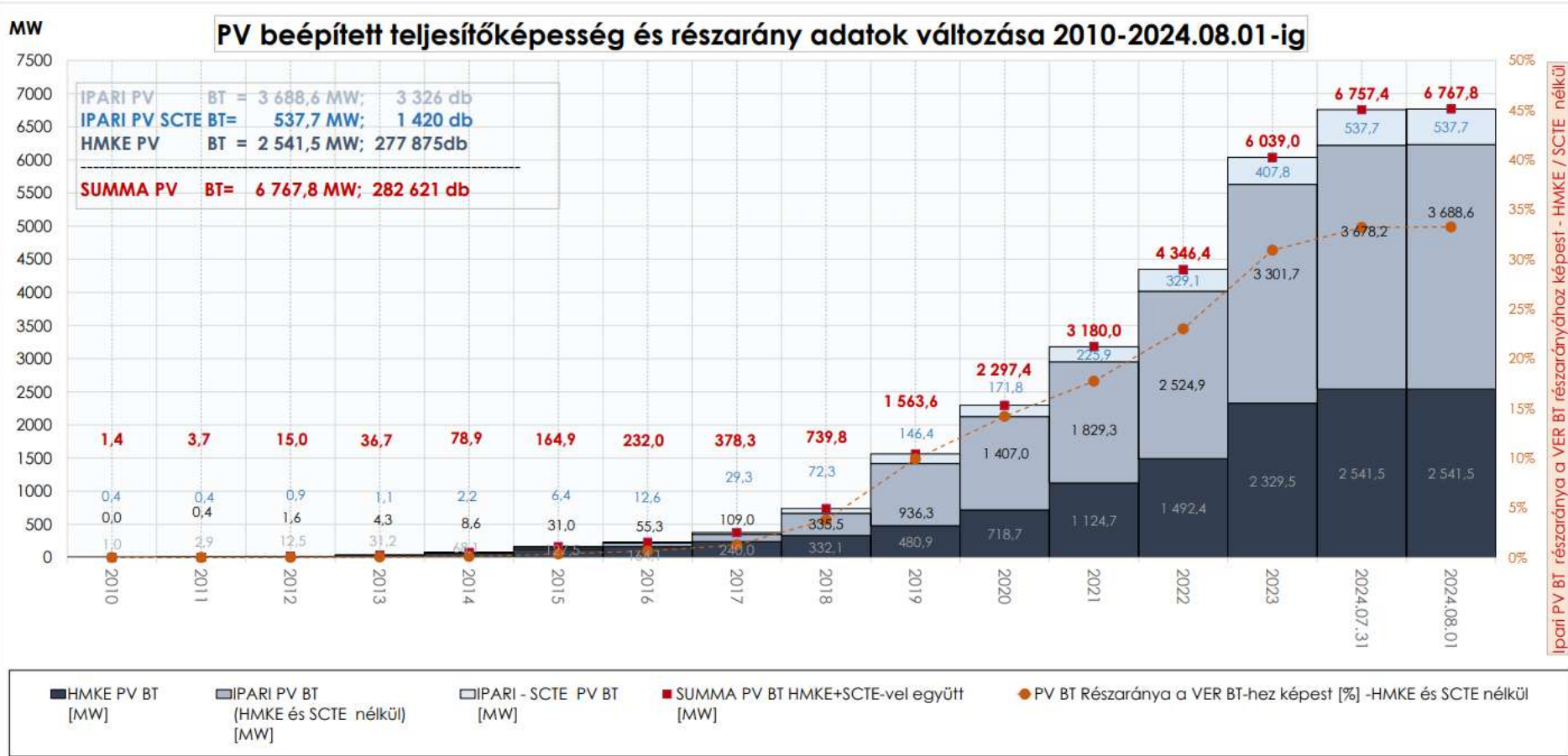


A kitekintés a HMKE-ket jelentősen alulbecsülte!  
Milyen energiarendszerünk lesz 2030-ban? Hivatalos cél: 12 GW PV



# A nem prosumer (erőművi) fotovillamos kapacitás még a régebbi, drasztikus becslésektől csak kis mértékben marad el

Ábra: Tény adatok a PV felfutásról



Forrás: MAVIR – havi kapacitásstatisztika - [Energia MIX - VER Erőművi Beépített teljesítőképesség és PV Statisztikai adatok - MAVIR - Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt.](#)

## HÁZTARTÁSI MÉRETŰ KISERŐMŰVEK HÁLÓZATCSATLAKOZÁSI FOLYAMATA

az MVM Émász Áramhálózati Kft.-nél



ügyfél

**1. Háztartási méretű kiserőmű (továbbiakban: HMKE) igénybejelentés**  
HMKE igénybejelentését az [eloszto@mvmemaszhalozat.hu](mailto:eloszto@mvmemaszhalozat.hu) e-mail címre küldheti. Minden írásos igénybejelentést egyedileg megvizsgálunk.

📌 Infó: Az ügyintézés teljes folyamatában meghatalmazott személy is eljárhat Ön helyett.



MVM

**2. Tájékoztató a HMKE csatlakozás feltételeiről**

Felvevőképességi vizsgálatot végzünk, amely során megállapítjuk, hogy az igény teljesítését milyen feltételekkel tudjuk biztosítani. Az esetek egy részében helyszíni vizsgálatra is szükség lehet, mely érdekében felvesszük Önnel a kapcsolatot.

Ezt követően Műszaki Gazdasági Tájékoztatót (továbbiakban: MGT) küldünk a csatlakozás műszaki-gazdasági feltételeiről.

📅 Határidő: max. 30 nap

📅 Határidő: max. 8 nap

10.8 kVA alatti igények esetén gyorsított eljárásban, helyszíni vizsgálat nélkül tudjuk az MGT-t megküldeni.

📌 Fontos: Az MGT elfogadási határideje 3 hónap



ügyfél

**3. A csatlakozási dokumentáció benyújtása**

A csatlakozási dokumentációt az Ön által megbízott, tervezői jogosultsággal rendelkező szakember készíti el és nyújtja be.

📅 Határidő: max. 1 év az MGT elfogadását követően



MVM

**4. A csatlakozási dokumentáció jóváhagyása**

Ellenőrizzük a benyújtott dokumentációt, és írásban tájékoztatjuk a jóváhagyásról vagy a módosítás szükségességéről az Ön által megbízott tervezőt.

📅 Határidő: max. 15 nap

📅 Határidő: max. 3 munkanap 10.8 kVA alatti igények esetén

📌 Fontos: A jóváhagyásunk érvényességi ideje 1 év.

## HMKE csatlakozás



ügyfél

**5. Kivitelezés készre jelentése**

A HMKE és a szükséges belső villamos hálózat kiépítési munkájának készre jelentéséről tájékoztatnia kell az MVM Émász-t az MGT-ben felsorolt dokumentumok [eloszto@mvmemaszhalozat.hu](mailto:eloszto@mvmemaszhalozat.hu) e-mail címre történő megküldésével.

📅 Határidő: a csatlakozási dokumentáció tervjóváhagyásában feltüntetett érvényességi időn belül.



MVM

**6. Hálózati szerződések és Üzemviteli megállapodás megkötése**

A készrejelentést követően aláírásra megküldjük a Hálózatcsatlakozási és a Hálózathasználati szerződést, valamint az Üzemviteli megállapodást.

📅 Határidő: max. 15 nap



MVM

**7. Bekapcsolás**

A Hálózatcsatlakozási és a Hálózathasználati szerződés, valamint az Üzemviteli megállapodás aláírását követően megrendelésre kerül a HMKE üzembehelyezéséhez szükséges mérőhelyi munka, amelynek időpontját egyeztetjük Önnel.

📅 Határidő: max. 8 munkanap

**Üdvözljük villamosenergia-termelő ügyfeleink között!**

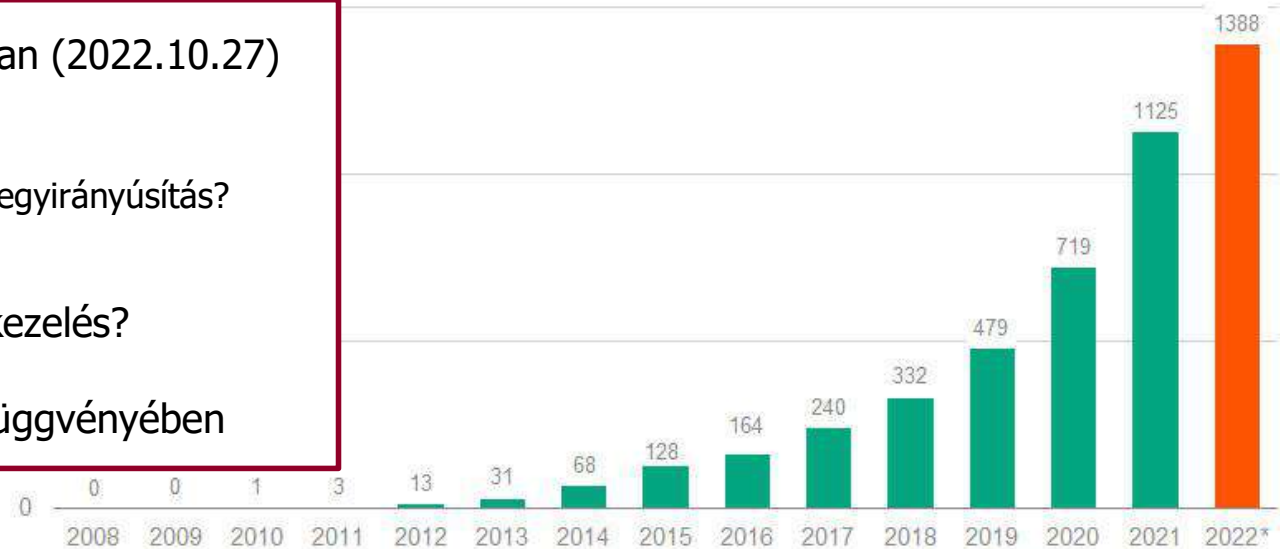
# 2022 október 31-ig lehetett betápláló HMKE-t bejelenteni – jelenleg moratórium a betáplálásra

- 2022.10.13 „ a kormány az új telepítési igények esetében felfüggeszti a hálózatra való betáplálás lehetőségét”
  - OKTÓBER 13-ÁTÓL OKTÓBER 17-IG NAGYSÁGRENDILEG 15 000 ÚJ HMKE IGÉNYBEJELENTÉS ÉRKEZETT AZ E.ONHOZ
  - 2022 ELSŐ KILENC HÓNAPJÁBAN ÖSSZESEN VALAMIVEL TOBB MINT 25 000 NAPELEMES HMKE LÉTESÜLT AZ EGÉSZ ORSZÁGBAN



Háztartási méretű naperőművek beépített teljesítőképessége (MW)

- Rendelet utolsó pillanatban (2022.10.27)
- Nyitott kérdések:
  - Visszwatt vagy vezérlési egyirányúsítás?
  - Tárolás támogatása!
- Szelektív hálózati körzetkezelés?
- EU / RRF elvárások!
- Források, támogatások függvényében



# Hazai megújuló támogatások

HMKE jövőkép?

## Elszámolás

- Szaldós vagy bruttó – lakosságnál éves szaldó
- Max. 10 évig
- Új igény nem, meglévők kifutnak 2024-2035 között.

## Betáplálás

- 2022 október: véget ér a visszatáplálás lehetősége!
- 2023: átmeneti a tilalom, 2024.01.01-től ~80-90%-ban lehet – körzetfüggő! Várhatóan 4-8 évig lehet korlátozás

# További hazai támogatások

RRF elindult

1. kör, 2021-es  
PV, illetve fűtés/  
energiahatékonyság is  
100%-os támogatás  
a lakosságnak!

- Döcögős pályázati folyamat

2.kör, 2024-es kiírás,  
Max. 6 kWp, max. 10 kWh

„Lakossági napelemes rendszerek támogatása és fűtési rendszerek elektrifikálása napelemes rendszerekkel kombinálva” című **pályázati felhívás** társadalmi egyeztetése

## LAKOSSÁG

Támogatás 3 műszaki tartalom egyikére igényelhető:

(1) Tetőszerkezetre helyezett, saját fogyasztás kiváltását célzó napelemes rendszer létesítése  
VAGY

(2a) Napelemes rendszer telepítése, nyílászárók cseréje, tárolókapacitás létesítése és fűtési rendszer korszerűsítése infra- vagy fűtőpanelelkel  
VAGY

(2b) Napelemes rendszer telepítése, nyílászárók cseréje, tárolókapacitás létesítése és fűtési rendszer korszerűsítése hőszivattyúval

Pályázók köre: a beruházással érintett ingatlanban állandó lakcímmel rendelkező természetes személyek (magánszemélyek) 2020. évi, a személyi jövedelemadó bevallás szerinti összevont jövedelmük egy főre jutó összege 0 forint és **4.850.000** forint közé essen.

Vissza nem térítendő támogatás igényelhető, ahol a támogatás intenzitása: **100%**. Elnyerhető támogatás legfeljebb az (1) esetén bruttó **2.896.108 Ft**, (2a) esetén bruttó **9.368.464 forint**, (2b) esetén bruttó **11.559.214 Ft**

Támogatásban várhatóan **34.920** család részesül. Pályázatokat **4 ütemben**, megyénként eltérő beadási időpontokkal, de rögzített megyei támogatási keretre lehet benyújtani.

Az első beadás várhatóan **2021. december 6-tól** kezdődik megyénként ütemezetten.

A beruházás csak a Kivitelezői listáról választott, szerződött kivitelezővel valósítható meg.

# Szóban a témáról:

- [23. Szaldó: az élet habos oldala? Szaldóelszámolásról tabuk nélkül! \(mee.hu\)](#)

- **Vend** **#MEEnet Energetikáról egymásközt!**

Főoldal > #MEEnet > Podcast

A házigazda Dr. Vokony István, okleveles villamosmérnök, mérnök-közgazdász, summa cum laude doktorált a Budapesti Műszaki és Gazdaságtudományi Egyetemen. A BME Villamos Energetika Tanszékének docense, az E.ON Digital Technology Hungary volt Stratégia és Architektúra osztály vezetője. Fő kutatási területe a megújuló energiaforrások rendszerintegrációs kérdései, dinamikus stabilitás vizsgálat, inercia hiányos rendszerek viselkedése. Az Energetikai Szakkollégium pártoló tagja, korábbi villamoskari alelnöke, az IEEE Power & Energy Society vezetőségi tagja. Továbbá tagja a Cigré, CIRED különböző munkacsoportjainak, az AEE-nek, a WEC magyarországi tagozatának, az Energetikai Tudományos Egyesületnek. Valamint a Magyar Elektrotechnikai Egyesület tagja 2007 óta, ahol több bizottságban dolgozott, jelenleg a Szakmai Tudományos Bizottság és a Diplomatervezési és Szakdolgozat Bíráló Bizottság elnöke, az Egyesületi Elnökség tagja. Az Egyesület küldetése az elektrotechnikai szakma ismeretének, elismertségének növelése, a társadalom érzékenyítése, edukálása szűkebb és tágabb szakmai témáink iránt. Ennek nyomán 2021 elején felmerült az ötlet, hogy egy Podcast csatormát indítsunk, ahol közérthetően, de szakmailag hitelesen és érdeklődést fenntartva tárgyaljunk meg aktuális és izgalmas kérdéseket 1-1 szakértő vendég részvételével.





Megújulók távlatosan

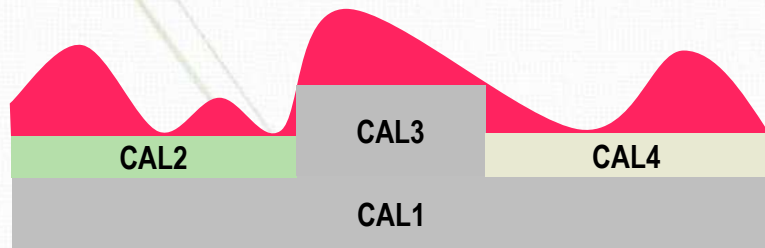
---

Piaci projektek

# PPA – megújulók támogatás nélkül: hosszú távú áramvásárlási szerződéssel elegendő megtérülés

**A 2021-es árrobbanás mind fogyasztói, mind megújuló fejlesztői/termelői oldalon új problémákat hozott, amelyekre a PPA konstrukció adhat választ**

Hagyományos villamosenergia-beszerzési stratégia

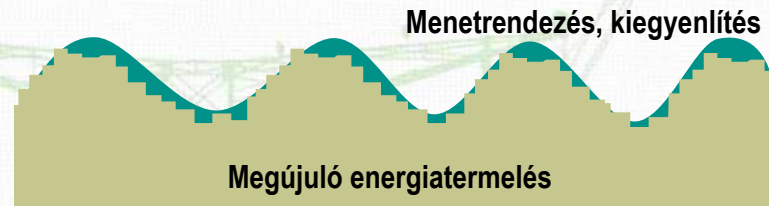


A hagyományos villamosenergia-beszerzés fő kérdése: a hosszútávú (Futures –CAL) és a spot (másnap –DAM) termékek arányának eldöntése (hedging vagy valós időben vásárolni)

## Problémák 2021/22-ben

- Az ESG profiljuk javítására törekvő nagyvállalatok számára egyre fontosabb szempont a zöld energia beszerzése...
- ...ez hagyományos beszerzéssel nem vagy csak közvetetten biztosítható (GO)
- **Az árrobbanással a CAL és DAM termékek is jelentősen megdrágultak**
- **A CAL termékek ára nagyon volatilis, mikor fedezzen a nagyfogyasztó?**

Hagyományos megújuló értékesítési stratégia



A klasszikus megújuló termelési modell szerint az értékesítés támogatási rendszerben (KÁT/METÁR) történik, a menetrendezés kockázata korlátozott (KÁT menetrendprémium)

## Problémák 2021/22-ben

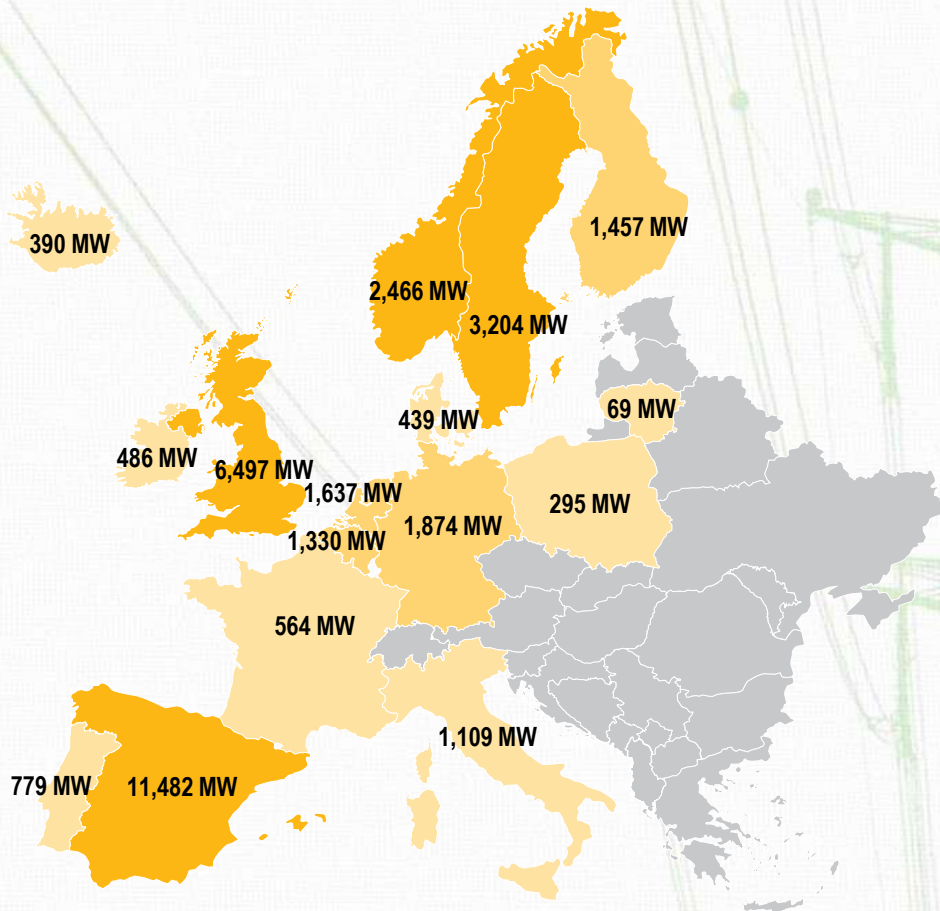
- Az energiaárak emelkedése miatt **a menetrendezési költségek megnöttek**
- **Az emelkedő kamatok miatt jelentősen drágult a naperőművi projektek finanszírozása**
- A KÁT részvétel lezárult, de a KÁT-árak alacsonyabbak is a jelenlegi piaci áraknál, a METÁR-on belüli értékesítés sem vonzó
- A hagyományos termelőkhez képest a megújulók profiljuk miatt közvetlen értékesítés esetén jelentősebb volatilitási- és árkockázatnak vannak kitéve, így a projektek nem bankképesek

**A megoldás: PPA – A megújuló termelő és az (ipari) energiafogyasztó szerződést köt egymással a megtermelt energia fix áron történő átvételére**



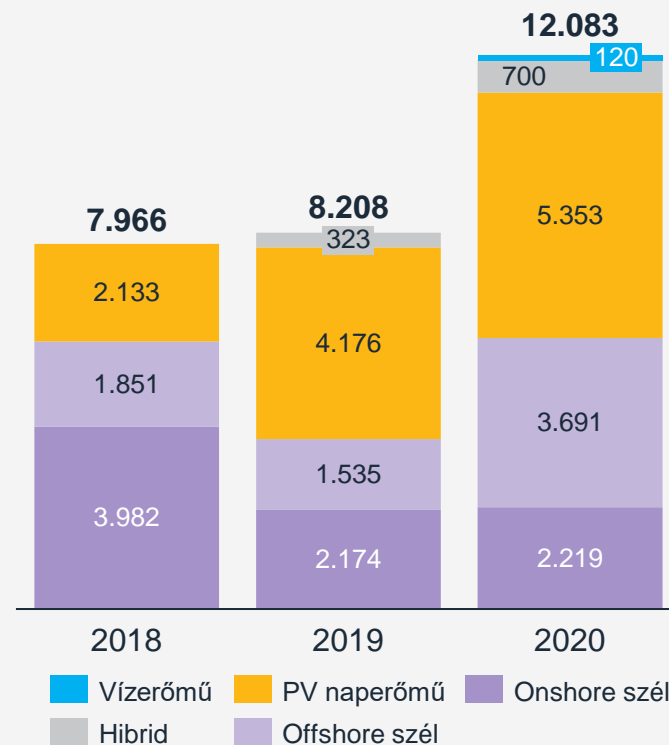
# Az európai megújuló fejlesztések ötöde PPA alapján történik; a régióban először a lengyel piacon jelent meg a konstrukció

Európai PPA kapacitások megoszlása, MW



Forrás: Baywa-RE, IHS Markit

Európai PPA volumenek alakulása, MW



Forrás: IHS Markit



# Összefoglalás, kitekintés

---

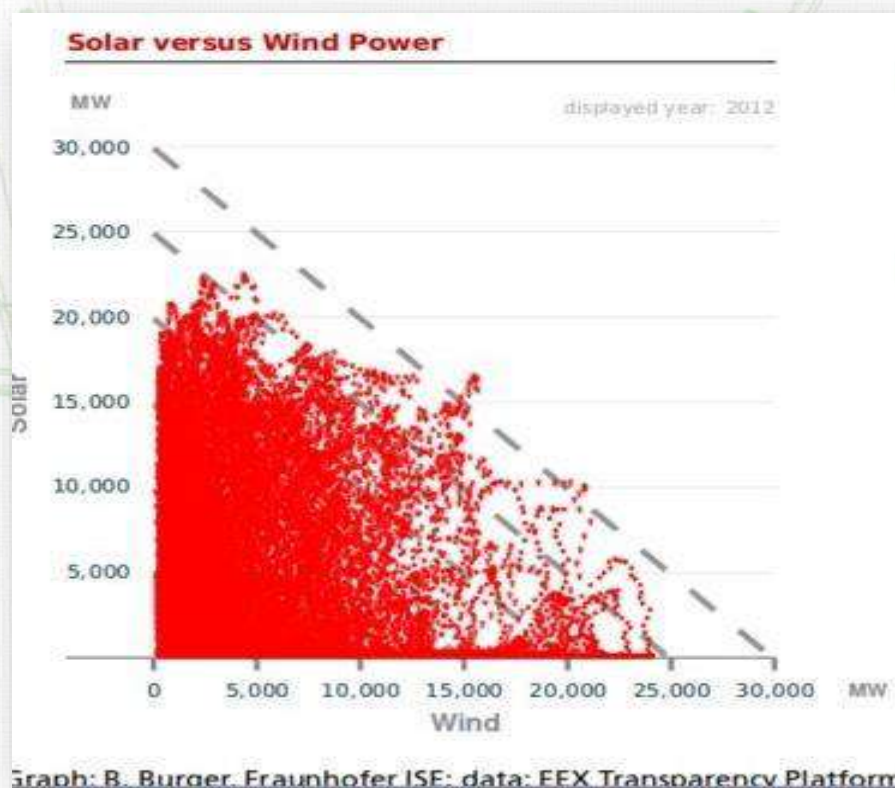
# Összefoglaló

- Fosszilis éra
  - Előrejelzések változatlan energiamixszel számolnak
  - Hatalmas árbizonytalanság az energiapiacokon (politika?)
  - Kitermelési és hozam korlátok
- Nem konvencionális kitermelési technológiák
- Megújulók felskálázása



# Megújulók

- Gyors ütemű fejlődés
  - A rendszerszintű integráció **még** megoldott
  - 30(-50%) felett?
- Ambiciózus EU-s célok: 95% megújuló
- Változatos technológiák
  - Napenergia (PV)
  - Szél (offshore)
  - Víz (SZET)
  - Biomassza, biogáz



# A megújuló kapacitásfejlesztések három pilléren alapulnak



## Energia értékesítése / támogatás

### Fogyasztói pont mögötti PV-re

- Visszwatt
- Szaldó
- Bruttó

### Kiserőműre (max. 50MW-ig)

- KÁT (igénylés: 2016-ig)
- METÁR
- Zöld
  - METÁR-KÁT (2018-19)
  - Fix prémium (2018-19)
  - Versenyző prémium (aukció) – (2019-22)
- Barna (meglévő kapacitás)

### Bármely termelőre

- Teljesen piaci (PPA, spot) (2020+)



**Finanszírozás, legkésőbbi indulás**  
Újabb támogatási igény nem nyújtható be termelőre.  
Nyitott mozgástér új projektekre a piacra értékesítőknél áll fenn.



## Hálózati csatlakozás

### HMKE (csak bejelentésköteles)

- Nem zárolt – van visszatáplálás
- Zárolt – csak visszwatt

### Fogyasztói pont mögötti termelő – SCTE – saját célú termelő (engedély)

- Visszwatt, 2022 óta a közös közzétételi eljárásban igényelhető

### Termelői csatlakozási pont (engedély)

- 2022 előtti MGT és igénybejelentés
  - Közös eljárásba összevonva,  
→ 2024-2027-ben elkészülő csatlakozások
- I. Közzétételi eljárás – 2022.05 – 2023.06 beadott/pontosított igények, eredmény: 2023. augusztus → 2028 végére csatlakozás
- II. Közzétételi eljárás (2028 után)  
2024. Ápriis → csak szél, 1000 MW-ig



**Csatlakozási díj, legkorábbi indulás, területi korlát (közeli állomás)**  
Új csatlakozás csak közös eljárásban igényelhető, legkorábban 2028-'29-re



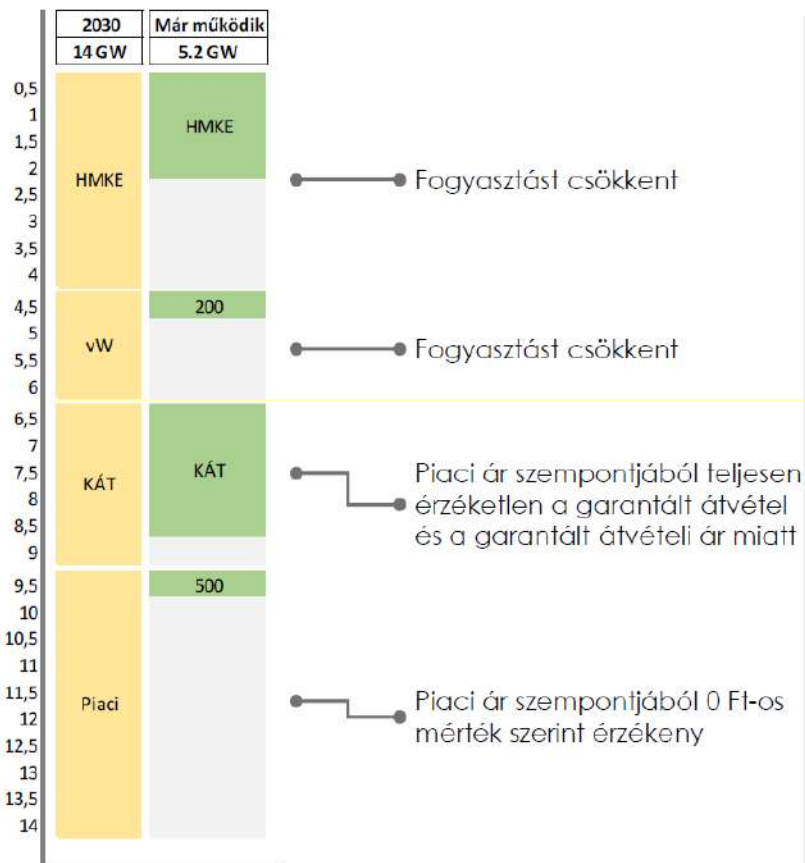
## Földterület, építési és környezeti engedélyk

- Meglévő építményen
  - HMKE és visszwattos ipari
  - Más rendeltetésű telken
    - Visszwatt SCTE
    - Hálózatra feltápláló erőmű
- Zöldmezős fejlesztés
  - Ipari hasznosítású területen
  - Mezőgazdasági területen
    - Jó termőföldi adottság
    - Más terület
  - Natura 2000 / ökológiai folyósók és védőövezetek
- Barnamezős (hivatalosan nincs, hiányzó szabályozás)
- AgrárPV, úszó PV (nincs, innováció szükséges)



**Területi lehatárolás, legkorábbi indulás**  
Erősödő építési és környezethasználati szabályok

## A napelemes projektek értékelését meghatározza a termelvény értékesítése A csökkenő piaci árakra negatív árak esetén érzékeny a METÁR termelő is!



### Fogyasztói pont mögötti termelés

- MAVIR nézőpontból fogyasztást csökkent
  - Nincs explicit termelési támogatás, részben a saját fogyasztási áron elszámolt (pl. szaldó)
  - HMKE (< 0,05 MW)
  - Visszwatt-(tiltott) PV (~0,1 - 5 MW)

### Hálózatra betápláló, erőművi, termelői engedélyes

- Piaci árakra egyáltalán nem érzékeny
  - KÁT: fix áron garantált átvétel (0-50 MW)
  - METÁR-KÁT: kvázi KÁT, fix áras átvétel (<0,5 MW)
- A negatív órás piaci árakra érzékeny:
  - METÁR-zöld fixáras prémium – CfD (<0,5 MW)
  - METÁR-zöld aukciós prémium - CfD (0 - 50MW)
- Teljesen piaci: spot/PPA szerződéssel rendelkező termelő (0 - 100+ MW)

**2030-ig**  
Σ **14200 MW**

▪ **HMKE:**  
**4030 MW**

▪ **Visszwatt:**  
**1930 MW**

▪ **KÁT:**  
**3000 MW**

▪ **METÁR-KÁT:**  
**155 MW**

▪ **METÁR-ZP:**  
**685 MW**

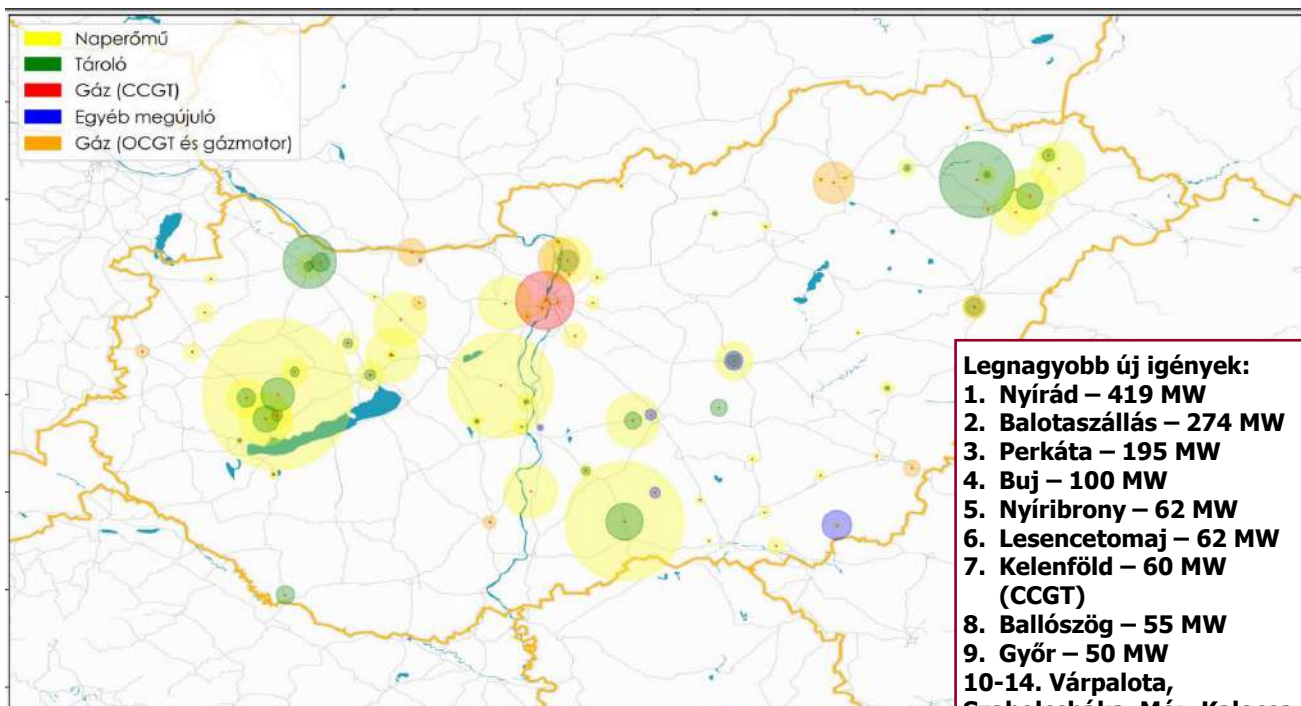
▪ **PPA/spot:**  
**~6350 MW**

## MAVIR közzétételi eljárásában kiosztott csatlakozási jogosultságok jelentős időbeli késedelmet eredményeznek az új PV projektekre



2023. augusztus 25-én az eredetileg féléves gyakorisággal megtartandó hálózati csatlakozási kapacitás közzétételi eljárás első körének eredményei publikálásra kerültek. Az eljárás lezárása 2022 nyara óta elhúzódott, részben a korábbi igénybejelentések kitisztítása (addicionális, kiegészítő kapacitáslekötési biztosíték bekérésével) érdekében.

- **130 csatlakozás jóváhagyva**
- **2028 a vállalt határidő a MAVIR/DSO-k részéről**
- **Összesen 1500 MW PV létesülhet, tucatnyi 50 MW-os egységgel**
- **További óriási napelemparkok is létesülnek, pl. Nyírád 420 MW, Balotaszállás 250 MW, új 400 kV-os állomási fejlesztésekkel.**
- **Tároló: több mint 50 helyszínen összesen kb. 230 MW tárolói kapacitással (ebből 108 MW PV mellett)**



**2024-ben csak szélerőmű (+770 MW) kapott csatlakozást, 2030-ra. ~1500+ MW PV és ~1000 MW tárolói igény elutasítva. Új kiosztási szabályok várhatóak 2024 végéig.**

**Egyre több SCTE épül. Co-located megoldások várhatóak - a már kiadott csatlakozásokra.**



Köszönöm a  
megtisztelő figyelmet!

---

[sores.peter@vik.bme.hu](mailto:sores.peter@vik.bme.hu)



# Beruházás számítás

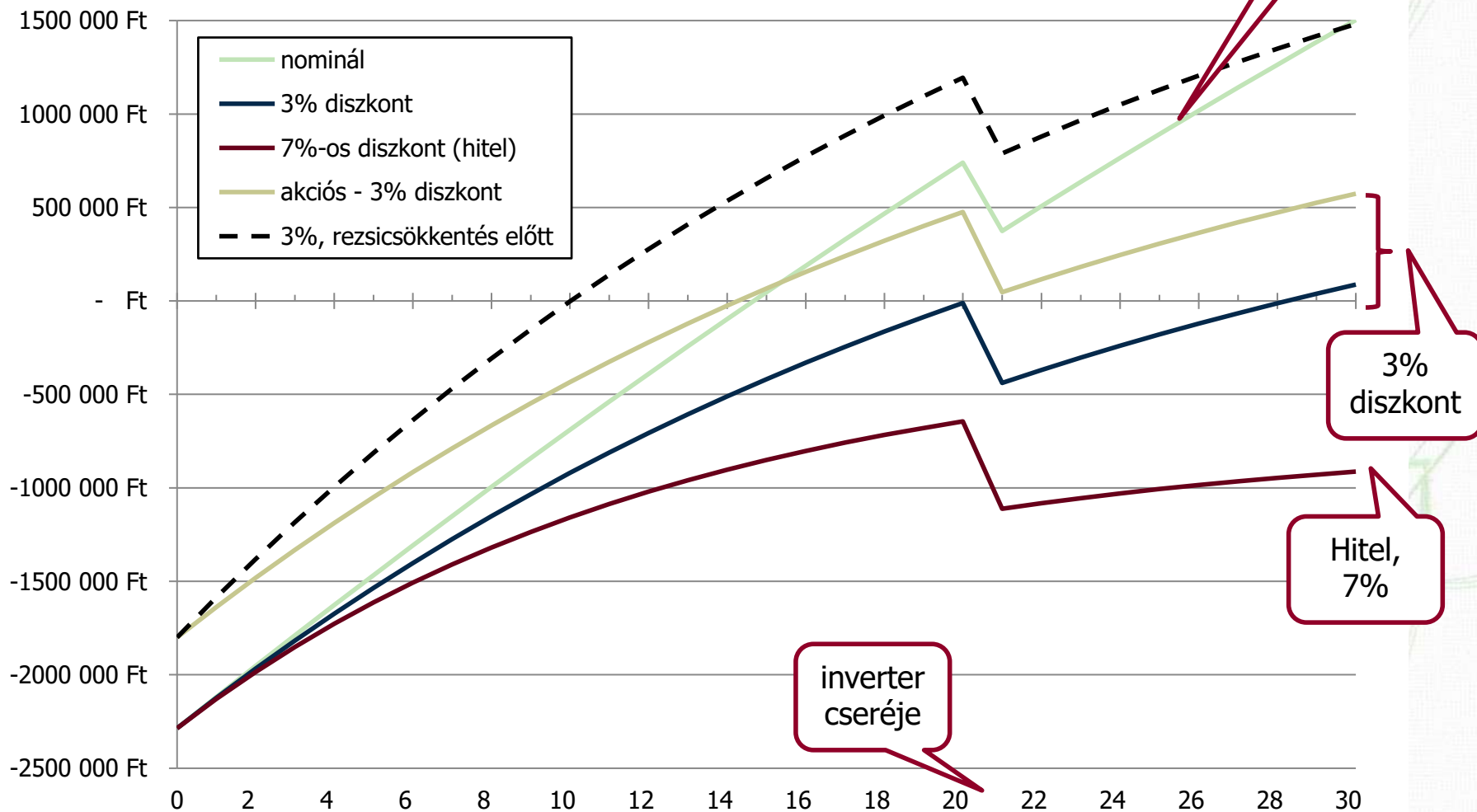
---

Magyarországon: fotovoltaiikus HMKE, biogáz-kiserőmű

## Hazai PV HMKE

- Háztartási fogyasztó, 4500 kWh mértékadó éves fogyasztás
- PV rendszer:
  - Csúcsteljesítmény: 4 kWp
  - Magyarországon, optimális elhelyezés esetén, kb. 1100 kWh/kWp/év
  - Degradáció: a névleges teljesítmény 1%-a/év
  - Teljes rendszer ár: kb. nettó 450 eFt/kWp, azaz összesen: 2,3 millió Ft
    - Inverter (kb. 20 éves élettartam): kb. 600 eFt
- Átvétel
  - HMKE, nettósítás, 4000 kWh-ig 38 Ft/kWh
- Diszkontáló tényező  $\approx$   
tőkeköltség – villamos energia árváltozása  
Pl. 6%-os banki kamat, és évi 5%-os (reál)villanyár emelés esetén 1%
- Számítás reál árakon

# PV HMKE – eredmények



## Eredmények!

- Alapeset, nominál értelemben
  - 1,5 mió Ft haszon, 30 év múlva
- A valóság nem ilyen kedvező
  - Tőke alternatívaköltsége (kockázatos beruházás, nincs ingyen a pénz)
- Érzékenység vizsgálatok
  - „Akciós panel”: 1800 eFt
    - Hosszú élettartam miatt a diszkontáló faktorok számítanak
  - Kedvezőbb degradáció
    - 0,67%/év: kb. 100-150 eFt előny 30 év alatt
  - **Diszkontáló tényező: a lényegi változó!**
    - Kb. 3%-nál nullszaldós a beruházás a felvett paraméterekkel ( $IRR \approx 3\%$ )
    - Pénzügyi értelemben, de villamos energiát termel!
  - Rezsicsökkentés hatása: 30 év alatt termelt energiára 1,5 mió Ft!

# Biogáz-kiserőmű beruházás

- Hazai mezőgazdasági közép vállalat
  - Növénytermesztés
  - Tejmarha-telep
  - Beruházás I. ütem: 2007-2012
- Integrált megoldás:
  - Biogáz-előállítás
    - Állati trágya és növényi takarmány (silókukorica) forrásból
  - Villamosenergia-termelés, kapcsoltn
    - 625 kW-os gázmotor (I. ütem)
  - Hőhasznosítás (istálló fűtése)
  - Állattartó telep korszerűsítés és bővítés
    - Génállomány megőrzés (magyar tarka)
  - Trágyakezelés és hasznosítás





X 1600

Marhatrágya 64 t/d  
Kukoricasiló 22 t/d

Elő-  
kezelő

Fermentor I.  
4500 m<sup>3</sup>  
Tartózkodási idő: 52 d

Fermentor II.  
4500 m<sup>3</sup>  
Tartózkodási idő: 52 d

Szántóföldi használat  
Műtrágyaigény csökkenése

Fermentum  
86 t/d

Biogáztermelés  
6600 m<sup>3</sup>/d

KÁT ár, mélyvölgyi leállással:  
27,85 Ft/kWh

8%  
önfogyasztás

12,3  
MWh

13,4 MWh

**Gázmotor 625 kW**

$\eta=38\%$

21,5 h/d üzem

90%-os rendelkezésre állás

22 MWh – 79 GJ

44,5 GJ

34,5  
GJ

Istálló fűtés  
Fosszilis megtakarítás



# Pénzügyi adatok, megtérülés

- 4%-os reálkamat, eredetileg: 268 HUF = 1 EUR
- ~ 4 millió €-s beruházás, 40%-os eredő támogatás aránnyal
- Évenkénti fő bevételek:
  - Villamos energia értékesítése: kb. 145 millió Ft
  - Műtrágyakiváltás: kb. 20 millió Ft.
  - Fűtési energia megtakarítás: kb. 2,5 millió Ft
- Megtérülés kb. 10 év
- Problémák:
  - Finanszírozás (2008 után), € árfolyam, pályázati adminisztráció
  - Trágyamennyiség } többlet silókukorica a biogázfermentorba, feletetés helyett
  - Gázkihozatal
- Saját erős beruházás: II. gázmotor, egyéb gázforrások használata (melasz, már mezgazdasági hulladék, stb.)

# Hálózati korlátok, szűk keresztmetszek kezelése, veszteség

*Hálózati kapacitások számítása és kiosztása, energiaveszteség kezelése*

Villamosenergia-piac (BMEVIVEM05)

2021. november 12.

Sörös Péter Márk, tanársegéd

[sores.peter@vet.bme.hu](mailto:sores.peter@vet.bme.hu) V1.414



Villamos Energetika Tanszék  
Villamos Művek és Környezet Csoport



# Az előadás tartalma

- Piacintegráció - határkeresztező kapacitások
- Szűk keretszmetzetek kezelése
- Explicit/implicit kapacitás allokációk
- Hálózati veszteség

# Integráció – térbeli és strukturális

Energia mint termék vs. műszaki sajátosságok

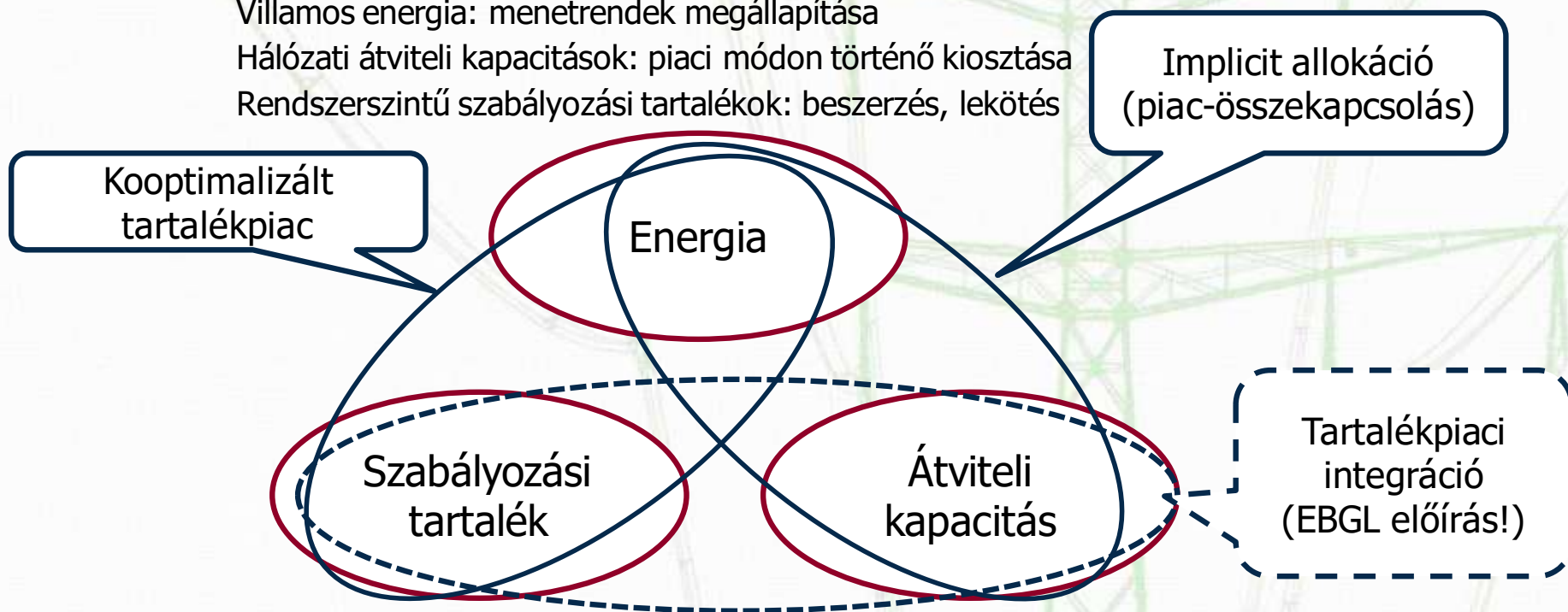
Villamosenergia-(rész)piacok integrációja

- Térbeli: tagállami harmonizáció, piac egységesítés, szabad kereskedelem
- Strukturális: a rendszerszintű allokációs döntések integrálása

Villamos energia: menetrendek megállapítása

Hálózati átviteli kapacitások: piaci módon történő kiosztása

Rendszerszintű szabályozási tartalékok: beszerzés, lekötés



The background features a faded, light green image of high-voltage power lines and a central transmission tower, set against a white background. A thin green line runs horizontally across the top of the slide, starting with a small wave-like graphic on the left.

# Villamosenergia-piaci integráció

---

# Energiapolitika az Európai Unióban

- Három kihívás
  - Fenntarthatóság, környezetvédelem
  - Piac versenyképesség
  - Energiabiztonság



Az uniós válasz: öt prioritás az energiapolitikában:

- Energiabiztonság, szolidaritás és bizalom
- **Teljesen egységes, integrált európai energiapiac**
- Energiahatékonyság
- Dekarbonizáció, emissziócsökkentés
- Kutatás, innováció és versenyképesség

# Egységes villamosenergia-piac (IEM) v2.0

- 2003-2007: Terv szerint elsőként **régiós szinten** kell harmonizálni [youtube.com/watch?v=ApW3s5JIvIM](https://www.youtube.com/watch?v=ApW3s5JIvIM)



- 2008-2009: Nem alakult ki egységes piacmodell, a régiók egyre inkább távolodtak a részletszabályokban

# Közösségi ágazati jogalkotók

A 3. energiacsomag két EU-s jogalkotó szervet hívott életre:

**ACER** – Energiaszabályozói Együtműködési Ügynökség

- Keret-iránymutatások kidolgozása (framework guidelines – FG)

**ENTSO-E** – Villamos Átviteli Rendszerüzemeltetők Európai Hálózata

- FG által kitűzött elveknek megfelelően részletszabályok kidolgozása, ún. Network Code-ok (NC) formájában

- A tagállamok kötelesek implementálni a FG-okat és a NC-okat
  - Így garantálható az **egységes út a teljes energiapiaci harmonizációhoz**
- További részletek az ACER-ről (3x5 perc)
  - [https://www.youtube.com/watch?v=srKy6reL\\_ts](https://www.youtube.com/watch?v=srKy6reL_ts)
  - <https://www.youtube.com/watch?v=DdksPo3o3eo>
  - <https://www.youtube.com/watch?v=I9Rw6hyB6eU>

# Network Code-ok, három fő területen

Piacdízájn

Csatlakozás

Üzembiztonság

	Latest/next key date	Action	Comitology approval date	Published in Official Journal
Balancing guideline	Oct 11, 2017	End of scrutiny by EU Council, Parliament	Mar 16 2017	Q417 (tbc)
Emergency and restoration code	Aug 25, 2017	EU diplomats recommended adoption	Oct 24, 2016	Q417 (tbc)
System operation guideline*	Sep 14, 2017	Entered into force in all EU countries	May 4, 2016	Aug 25, 2017
Forward capacity allocation guideline	October 2017	TSOs to propose cross-zone nomination rules	Oct 30, 2015	Sep 27, 2016
Grid connection code: HVDC	Oct 4, 2017	Entso-e frequency parameters workshop	Sep 11, 2015	Sep 8, 2016
Grid connection code: demand	Oct 4, 2017	Entso-e frequency parameters workshop	Oct 16, 2015	Aug 18, 2016
Grid connection code: generators	Oct 4, 2017	Entso-e frequency parameters workshop	Jun 26, 2015	Apr 27, 2016
CACM guideline	September 2017	TSOs to propose capacity calculation rules	Dec 5, 2014	Jul 25, 2015

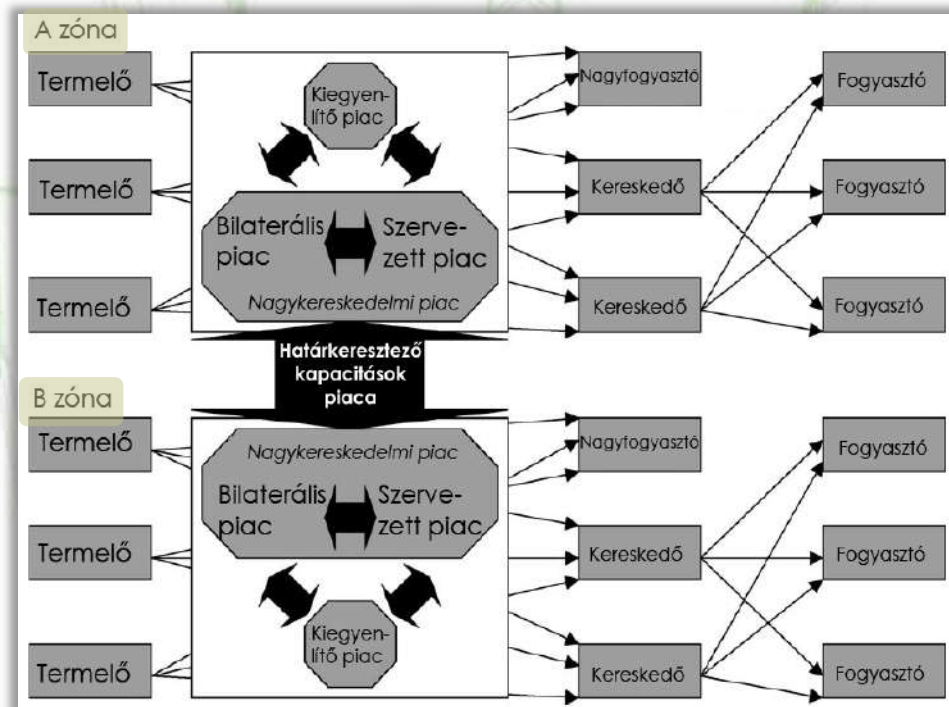
**2018 ősz: Network Code-okat elfogadták mint EU rendelet,  
2-3 éven belül mindent át kell ültetni a gyakorlatba!  
A kész módszertanokra IT rendszereket kell fejleszteni!  
Kb. 2024-25-re lesz minden (?) készen.**

# Miért a CACM\* a legfontosabb?

- \* Capacity allocation & congestion management
- Multi-zonális piacmodell  $\leftrightarrow$  mégis egységes célmodell?
- Kapcsolat a részpiacok között: **határkeresztező szállítások**
- Általában nem elegendő a hálózat átvivő képessége
  - Szűk keresztmetszetek alakulnak ki



- Szükséges a kapacitás-  
allokáció





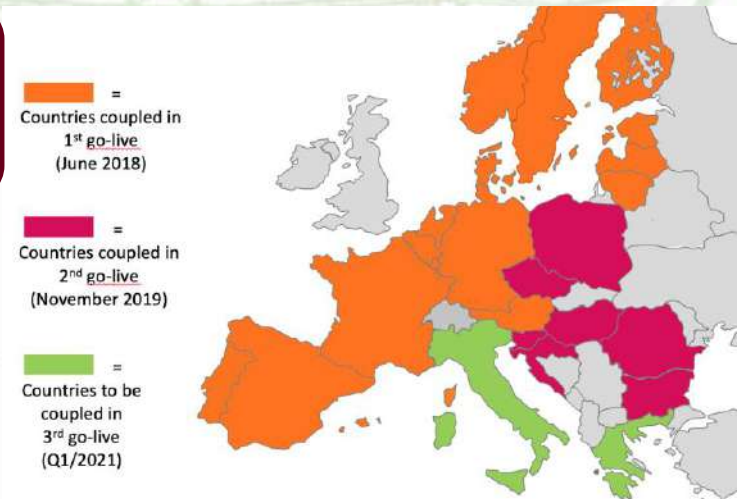
# Az egységes piac 2021 eleje

- Azonos színű tőzsdék: összekapcsolt piacok
- Az egységes piac jelenleg csak a **másnapi és az intraday időtávú** energiatőzsdei kereskedést egységét jelenti!
- A folyamatok egységesítése jelenleg is tart
  - III. csomag implementációja
  - Jelentős átalakítások!
  - Összekapcsolások több hullámban

DAM  
4M MC+ MRC  
(2021Q2)



IDM  
XBID project  
(2021Q1/Q2)



The background is a faded, light green image of a high-voltage power transmission tower and its associated power lines, stretching across the frame.

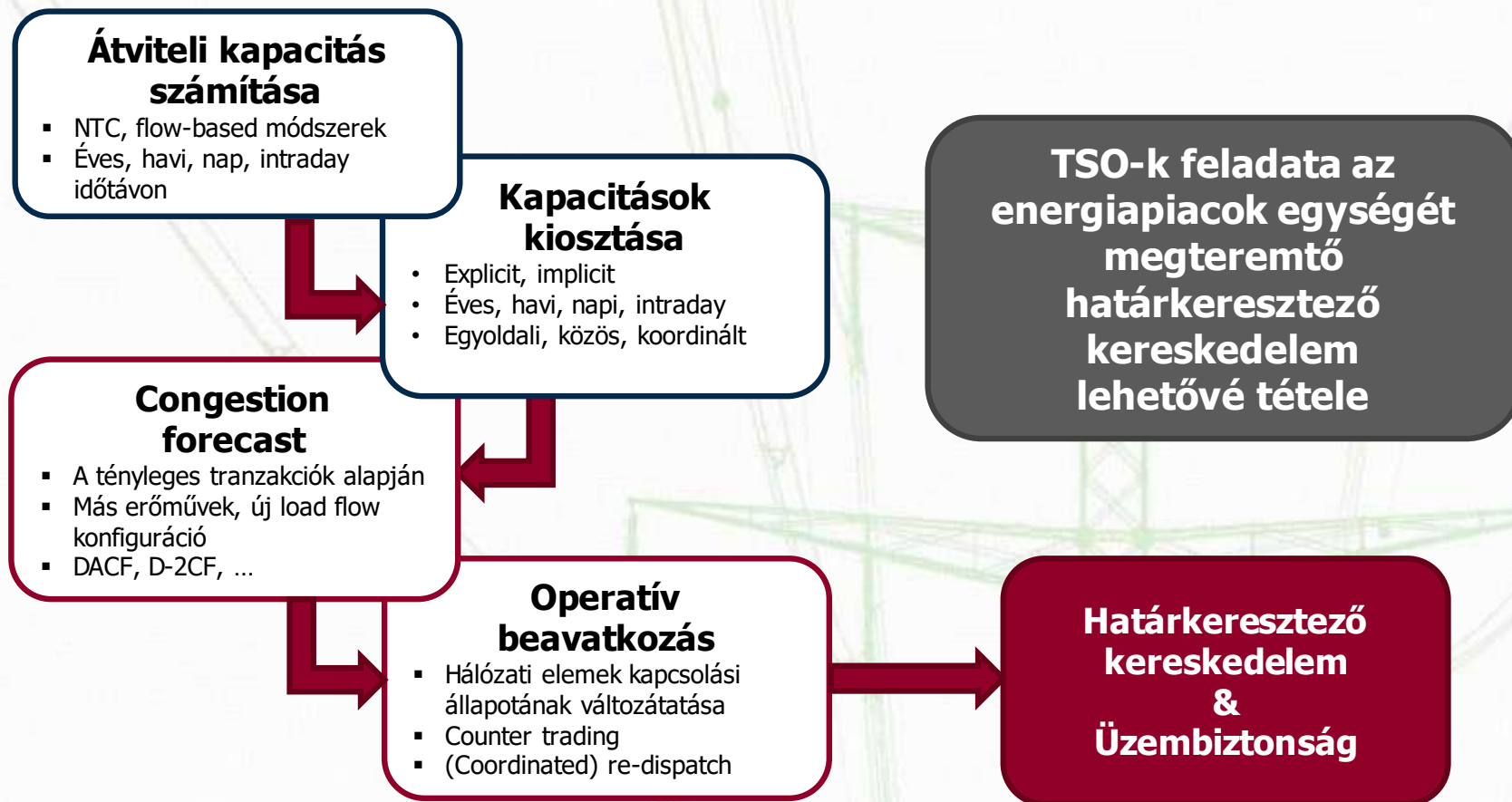
# Szűk keresztmetszetek kezelése

---

# Mi az a szűk keresztmetszet?

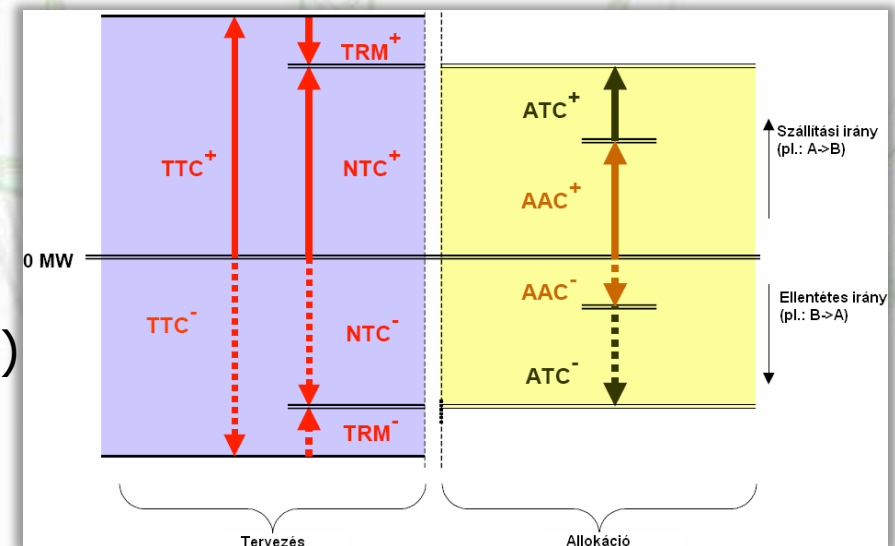
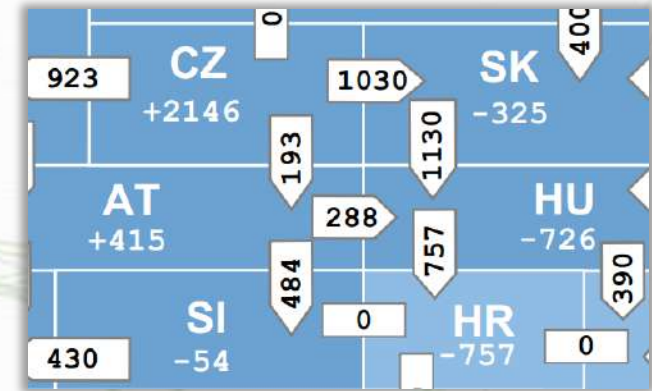
- Hálózati kapacitás hiánya
- A hálózat üzembiztonsága kritikus:
  - egy vezeték túlterhelődése nehezen kezelhető,
  - egy vezeték kiesése teljesen átalakíthatja a teljesítményáramlási képet, akár további, kaszkád kieséseket eredményezhet
  - védelem esetleg kimaradó működése esetén az üzembiztos ellátás fenntartása kritikussá válik
- Mi korlátozza az átvihető teljesítményt?
  - Termikus, illetve más áramterhelhetőségi limit
    - Dynamic line rating → [tanszéki innovációs terület](#)
  - Stabilitási (feszültség, szinkron stabilitás)
  - Dinamikus, tranziens hatások (lengések)

# Szűk keresztmetszetek kezelése

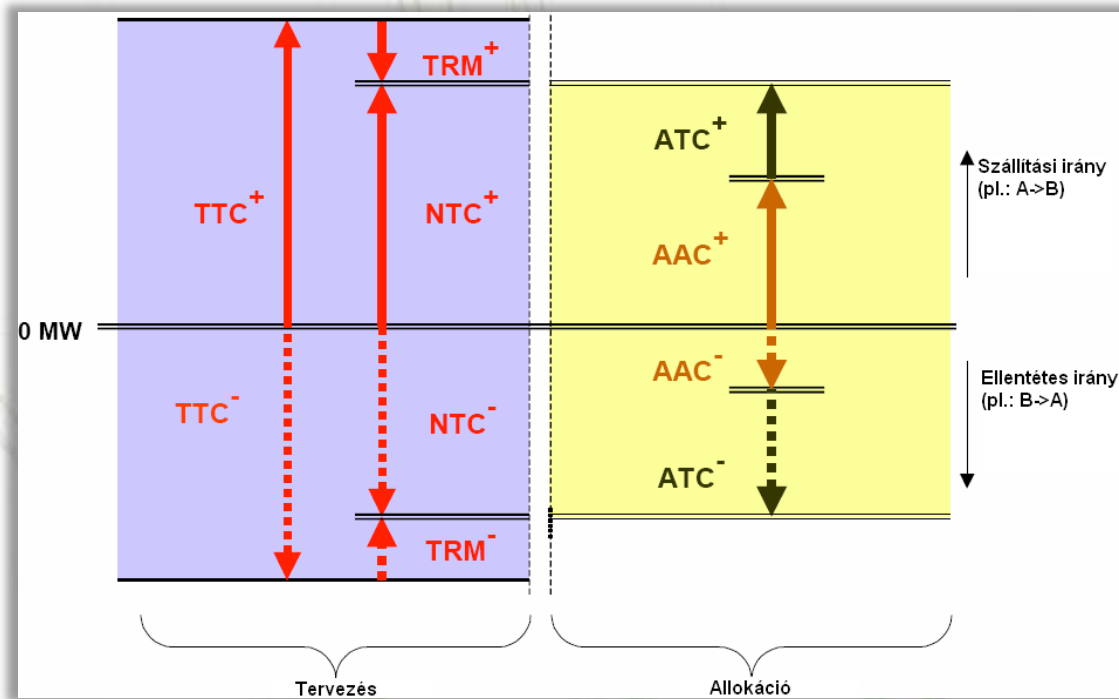


# Kapacitás számítás

- Jelenleg a határkeresztező villamos-energiaszállításokat a **szomszédos területek** között lehet menetrendezni
- NTC alapú kapacitások
  - Európában főleg ezt alkalmazzák
  - A kapacitások a határokra definiáltak
- Meghatározott a hálózat maximális nettó átvivő képessége (NTC)
  - Elméleti max., csökkentve a fenntartandó tartalékokkal (TRM)
- A rendelkezésre álló kapacitás (ATC) megadja az adott allokációban **maximálisan menetrendezhető** teljesítményt



# NTC módszertan illusztrálása



- TTC (Total Transfer Capacity), teljes átviteli kapacitás
- TRM (Transmission Reliability Margin): átviteli megbízhatósági tartalék
- NTC (Net Transfer Capacity): nettó átviteli kapacitás
- AAC (Already Allocated Capacity): előzetesen lekötött kapacitás
- ATC (Available Transfer Capacity): rendelkezésre álló átviteli kapacitás

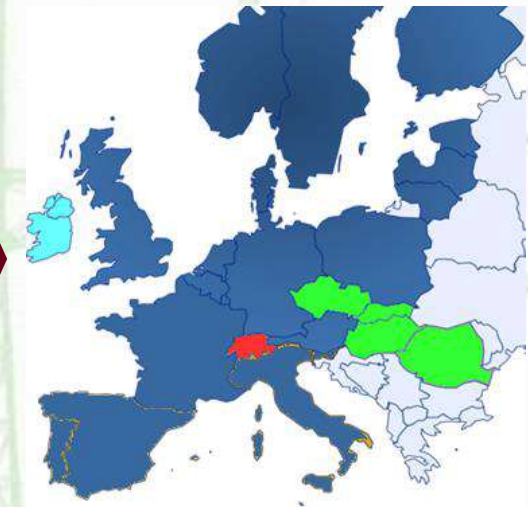
The background features a faded, light green image of high-voltage power lines and towers, creating a technical and industrial atmosphere.

# 1. Hurokáramlások, áramlás alapú kapacitászámítás

---

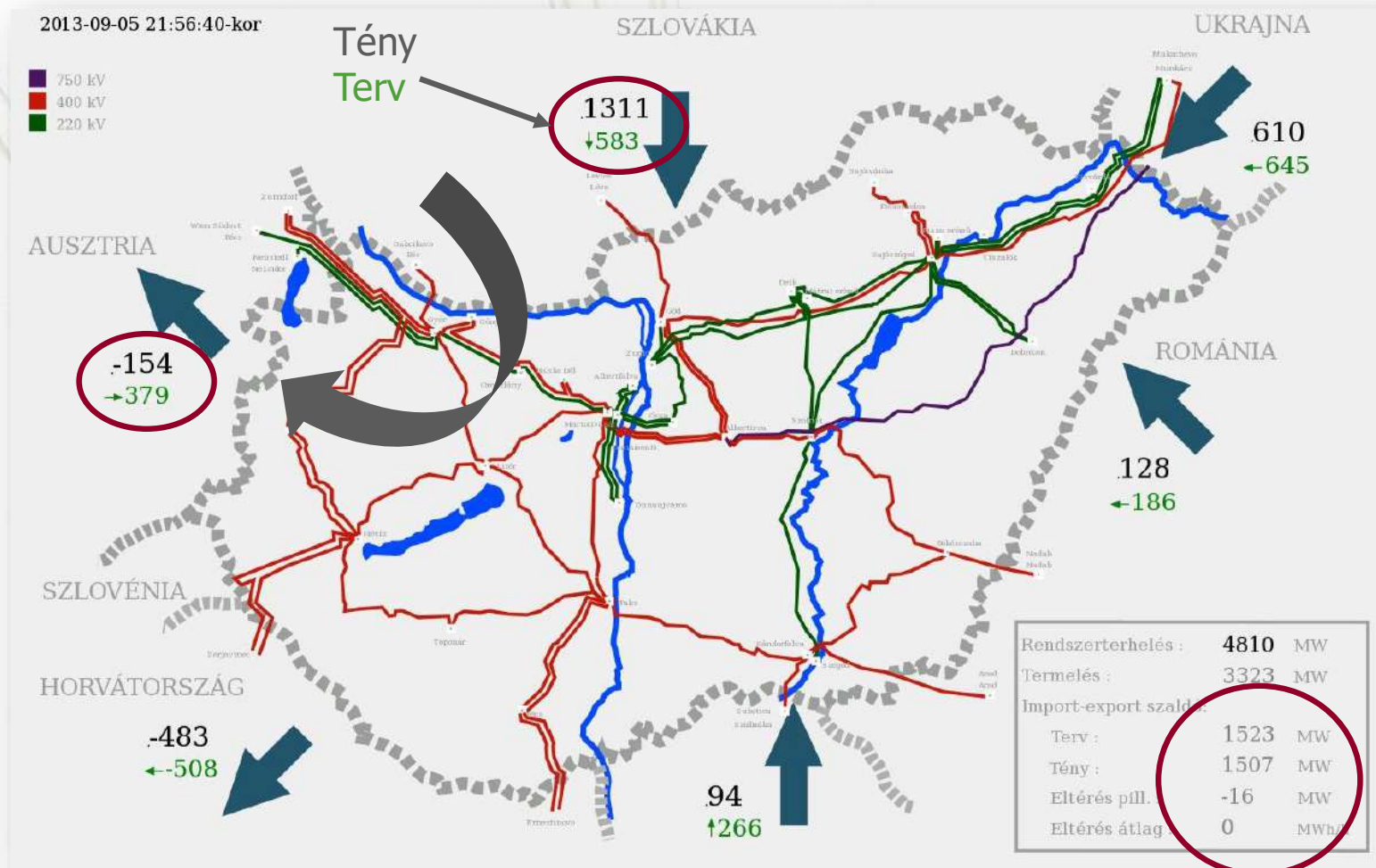
# Hurokáramlások

- 60+ GW PV+wind Németországban, alig 10 év alatt!
- A hálózati még a „régi”
  - Szűk keresztmetszetek, hurokáramlások
  - CEE régió: Németország, Ausztria, V4 országok



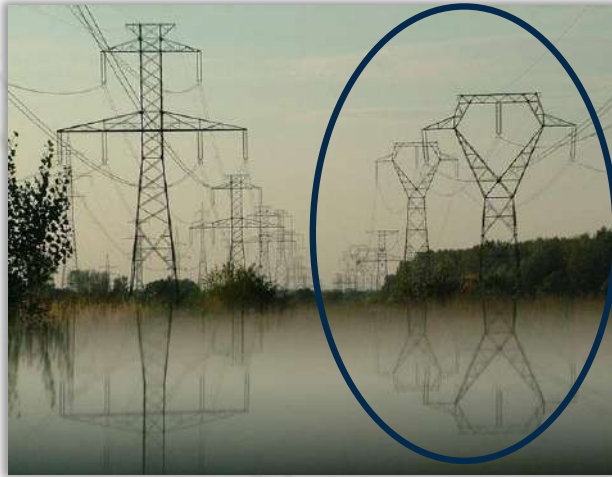


# Hurokáramlások





# Átviteli kapacitások számítása



Pl.: Gabčíkovo (SK) –  
Győr (HU) 400 kV

- Áramlás alapú eljárás (*flow-based*)
  - Valós fizikai korlátoknak megfelelően
  - PTDF – teljesítmények eloszlási tényezői
  - AMF – rendelkezésre álló áramlás
  - $AMF^- \leq \sum_{\forall X} (PTDF^X \cdot NEX^X) \leq AMF^+$
  - Minden vezetékre és hálózati állapotokra!

- PTDF (SK→HU): 27,8%
- PTDF (CZ→SK): -5,3%
- AMF<sup>+</sup>: 460 MW
- AMF<sup>-</sup>: -750 MW

$X$ : terület

$NEX$ : (*export-import*)

# Áramlás alapú kapacitáskalkuláció

- Áramlás alapú kapacitások
  - Figyelembe veszi a szállítások egymásra hatását a fizikai áramlásokban (hurokáramlások)
  - Ehhez a hálózat sokkal pontosabb reprezentációja szükséges
  - A fizikai áramlás a korlátozott, minden kritikus ág – hiányállapot kombináción!

## Kapacitáskalkuláció folyamata

- Előkészületi szakasz
  - Közös hálózati modell (CGM – common grid model),
  - Tartalékok (FRM)
  - Kritikus ágak és hiányállapotok felvétele
- PTDF számítása
- AMF számítása

# PTDF és AMF számítása

- PTDF - Power Transfer Distribution Factor
    - Megadja a **többlét szállítások eloszlását** az egyes elemeken, mint többlét fizikai áramlás
    - Adott cb/co esetén, adott relációra, adott órában
    - Számítás jellemzően DC load flow alkalmazásával
      - Lineáris lesz a kapott PTDF!
- $$PTDF_{cb,co,h}^{A \rightarrow B} = \frac{\Delta F_{cb,co}}{\Delta P} \Big|_h$$
- Available Maximum Flow – rendelkezésre álló maximális áramlás
    - A kereskedés céljára igénybe vehető **többlét áramlási lehetőség** az adott ágon, adott hiányállapot mellett
      - Alapja az ág termikus terhelhetősége → TMF (total max. flow)
      - Csökkentve:
        - alapeseti áramlásokkal (BFL),
        - a már allokált kapacitásokkal (AAF),
        - a biztonsági tartalékkal (FRM),
        - a már menetrendezett, korábban elnyert kapacitásokkal (ANF) (csak a napi aukción).
        - A hosszú távú (éves/havi) aukciók esetében csak az így kapott AMF egy adott hányadát ajánlják fel a piaci szereplőknek - a szabad átviteli kapacitás egy részét fenntartva a napi időtávra.

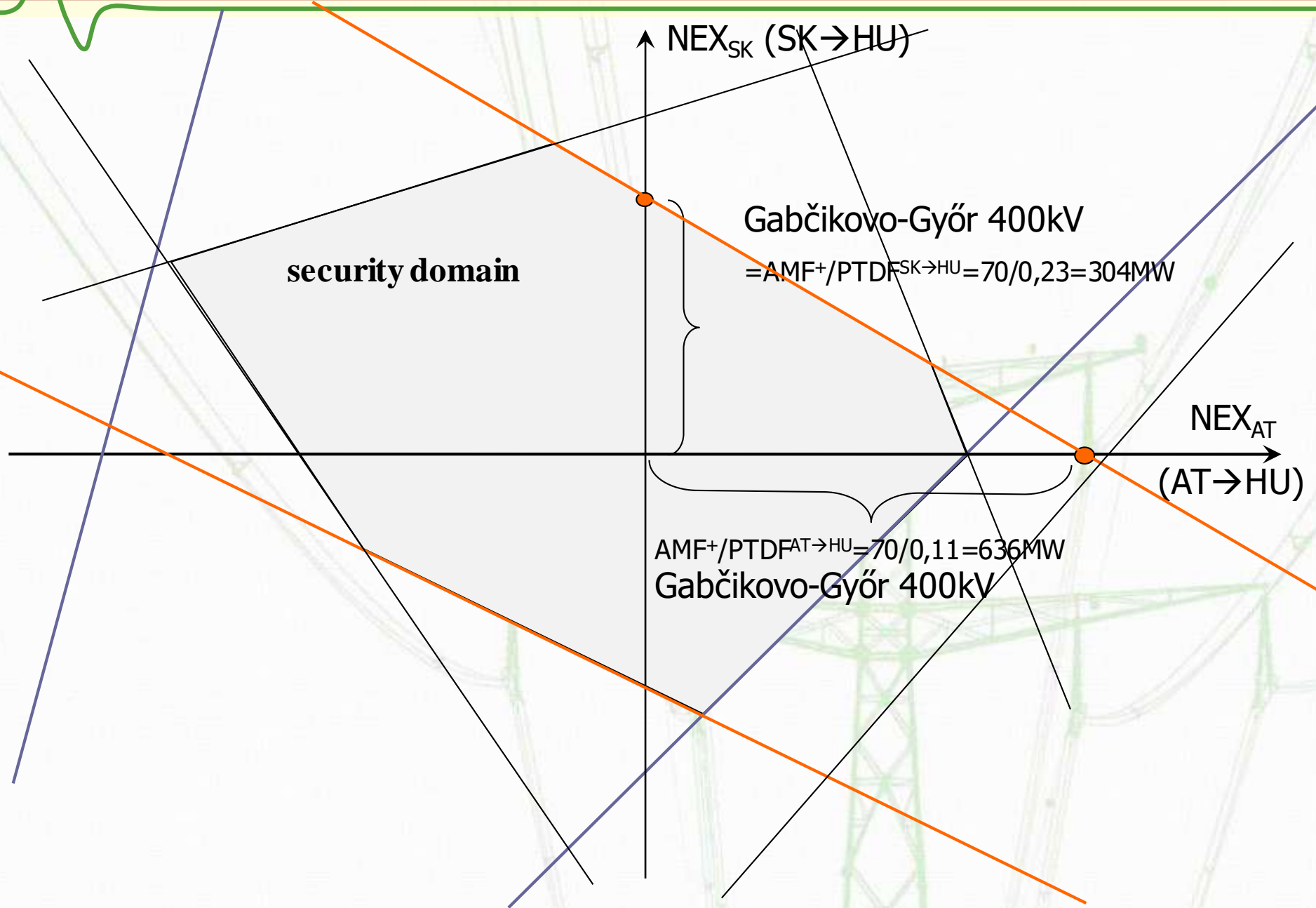
# Áramlás alapú kapacitáskorlátok

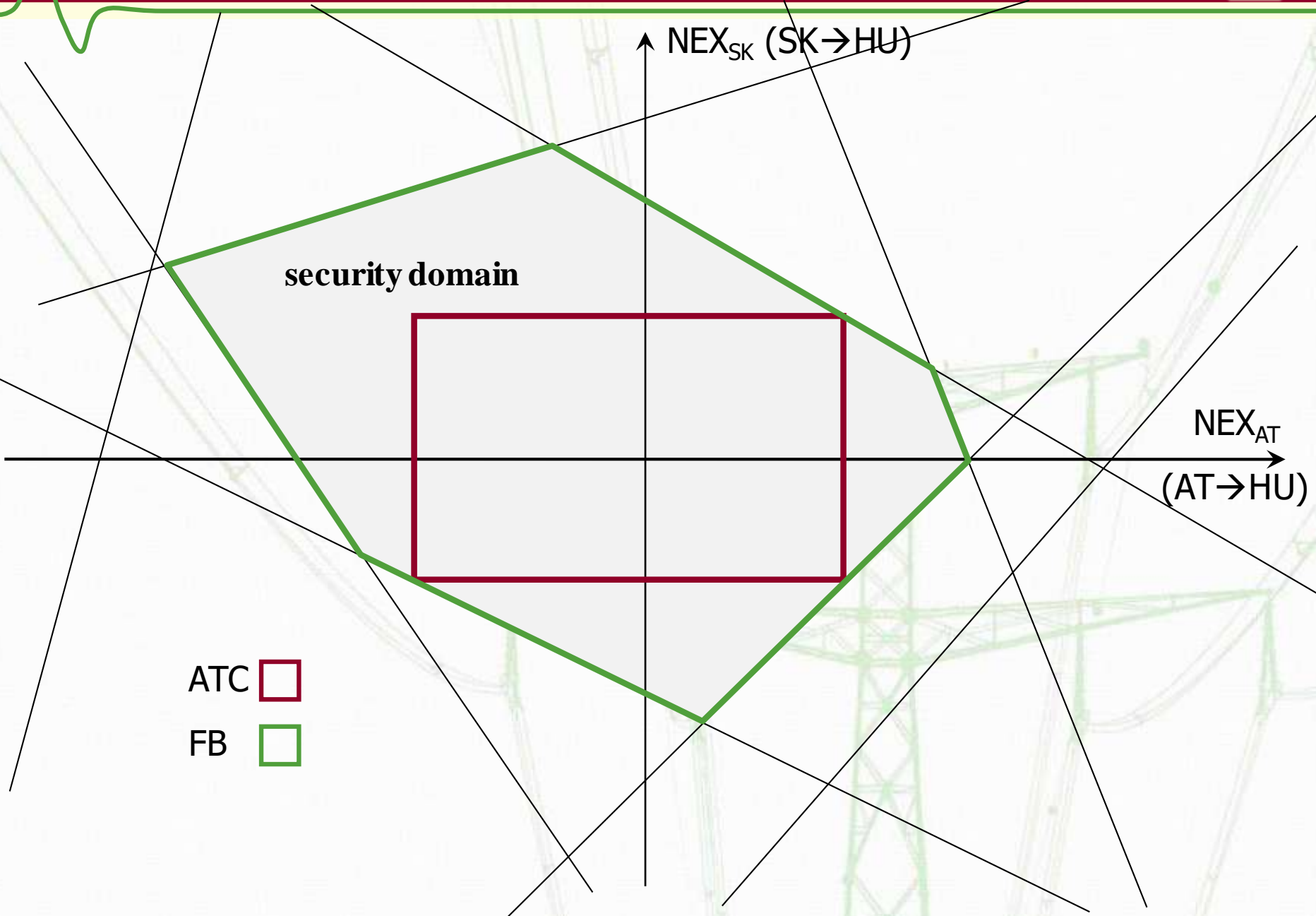
- A kapacitás korlát lineáris egyenlőtlenségrendszer alakjában adódik:

$$AMF^- \leq \sum_{\forall X} (PTDF^X \cdot NEX^X) \leq AMF^+$$

- Két egyenlőtlenség **minden** kritikus ág/hiányállapot kombinációra
  - A nettó export változások okozta fizikai áramlás a korlátozott
  - PTDF: érzékenységi tényezők a hálózati áramlásokra vonatkozóan
  - AMF: áramlási korlátok, a „kapacitásallokáció mozgásteré”
- Implicit allokációkban a piaci árak különbségei mindig a szűkület PTDF-jeivel lesznek arányosak → a hálózat hatása az árakra!

$$MCP_{A,h} - MCP_{B,h} = \sum_c (PTDF_{B,c,h} - PTDF_{A,c,h}) \cdot CP_{c,h} \cdot$$







# Áramlás alapú allokáció értékelése

## Előnyök

- Kezeli a hurokáramlásokat
- A meglévő infrastruktúrát jobban ki lehet használni
- Elvileg nagyobb kapacitást ad, mint NTC alapon számítva

## A gyakorlati megvalósítása azonban rendkívül nehéz

- Óriási adatigény, nagyon érzékeny a pontosságra
  - Közös hálózati modell és a kritikus kombinációk definiálása problémás
- Intő példák:
  - CEE FB Cap. Alloc. 2006-2012
    - Közép-Európa, explicit allokáció
  - CWE FB Market Coupling 2008-tól
  - Nyugat-Európa, implicit allokáció, 2014-től implementálva!



The background is a faded, light green image of a high-voltage power transmission tower and its associated power lines, stretching across the frame.

## 2. Kapacitásallokáció

---

# Határkeresztező kapacitások kiosztása

- 1. Explicit allokációs eljárások
    - Külön kapacitás jogok aukciója
    - Célmódel szerint csak éves/havi időtávon
  - 2. Implicit allokációs eljárások
    - A kapacitások az **energiával együtt** kerülnek kiosztásra
    - Az energiaárakban szerepel a határkeresztező tranzakciók hatása
    - Hatékonyabb, nettósításra ad lehetőséget
- Piac-összekapcsolás
- Több tőzsde összekapcsolása



# Kapacitásallokációk és operatív beavatkozások

Előzetes, preventív eljárások		Valós idejű beavatkozások				
<p><b><u>Kapacitásjegyzési módok</u></b> <i>(nem piaci)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• hozzáférés korlátozása</li> <li>• érkezési sorrend</li> <li>• preferencia sorrend</li> <li>• pro ráta leosztás</li> </ul>	<p><b><u>Piaci allokációk</u></b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th><b><u>Explicit aukció</u></b></th> <th><b><u>Implicit aukció</u></b></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>• egyoldali</li> <li>• kétoldali</li> <li>• közös</li> <li>• <b>koordinált</b></li> </ul> </td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>• piac-szétválasztás</li> <li>• <b>piac-összekapcsolás</b></li> </ul> </td> </tr> </tbody> </table>	<b><u>Explicit aukció</u></b>	<b><u>Implicit aukció</u></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• egyoldali</li> <li>• kétoldali</li> <li>• közös</li> <li>• <b>koordinált</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• piac-szétválasztás</li> <li>• <b>piac-összekapcsolás</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• üzemi beavatkozás, saját eszközzel</li> <li>• ellenirányú kereskedés</li> <li>• újra-teherelosztás</li> <li>• kiosztott kapacitások korlátozása</li> <li>• koordinált újra-teherelosztás</li> </ul>
<b><u>Explicit aukció</u></b>	<b><u>Implicit aukció</u></b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>• egyoldali</li> <li>• kétoldali</li> <li>• közös</li> <li>• <b>koordinált</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• piac-szétválasztás</li> <li>• <b>piac-összekapcsolás</b></li> </ul>					

**Célmodell: Koordinált szűk keresztmetszet kezelés  
áramlás alapú piac-összekapcsolással  
(FBMC)**



# Másodlagos kereskedelem és nominálás

- Éves/havi tendereken értékesített kapacitásjogok (PTR\*)
- PTR másodlagos piacon kereskedhető!
- Határkeresztező menetrendeket D-2 18:00 ... D-1 6:00 –ig nominálni kell!
  - A nem használt kapacitást kiosztják
- Két eljárás:
  - Use it or lose it (**UIOLI**): a szállítással nem bemenetrendezett kapacitásjogot **a piaci szereplő elveszíti**
  - Use it or sell it (**UIOSI**): a szállítással nem bemenetrendezett kapacitásjogot a piaci szereplőtől **a TSO megvásárolja**. A térítési ár szabályozásfüggő, Magyarországon a napi implicit kapacitásaukción kialakult ár (HU-SK határon)

\* *Physical transmission right*

The background features a faded, light green image of high-voltage power lines and a central transmission tower, set against a white background. A green waveform is visible in the top left corner.

# Piac-összekapcsolások

---

Legfejlettebb többzónás kapacitás-kiosztási eljárások

# Másnapi energiapiacok integrációja az EU-ban

- Egységes Villamosenergia-piac
  - Közös, harmonizált megoldás a másnapi időtávú energiapiacokra és a szűk keresztmetszet kezelésére

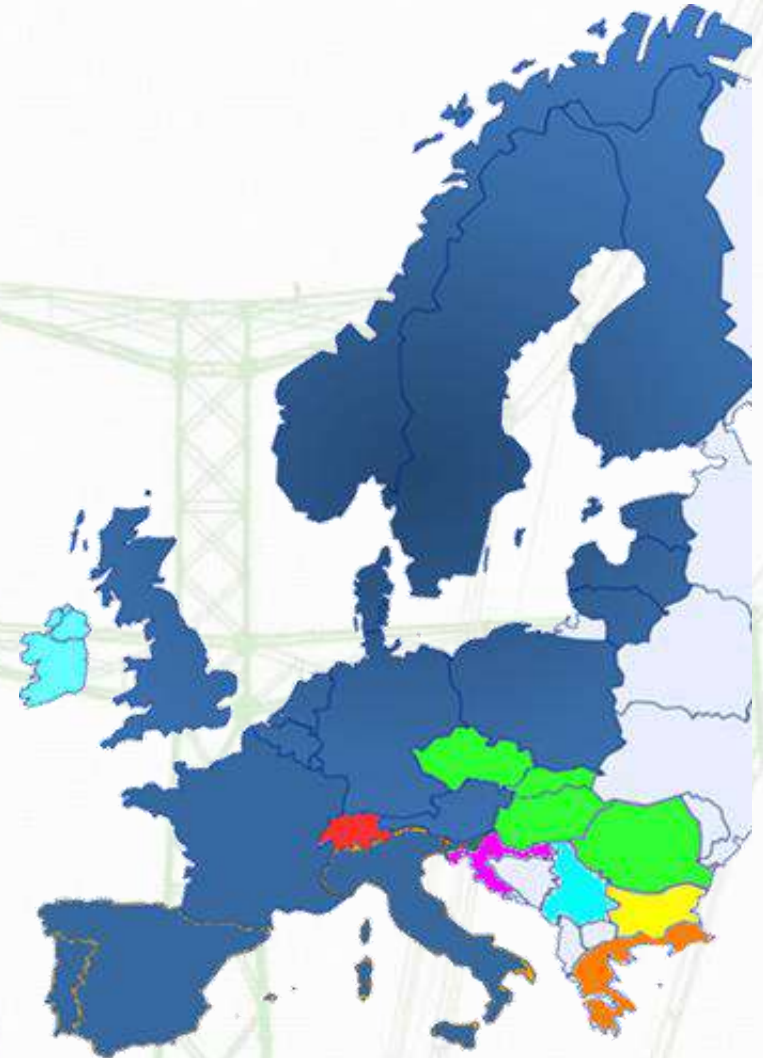
- CACM célmodell:

Másnapi szervezett piacok  
összekapcsolása (MC)

+

Áramlás alapú kapacitászámítás (FB)

- Határidő: 2007, 2009, 2014, ...

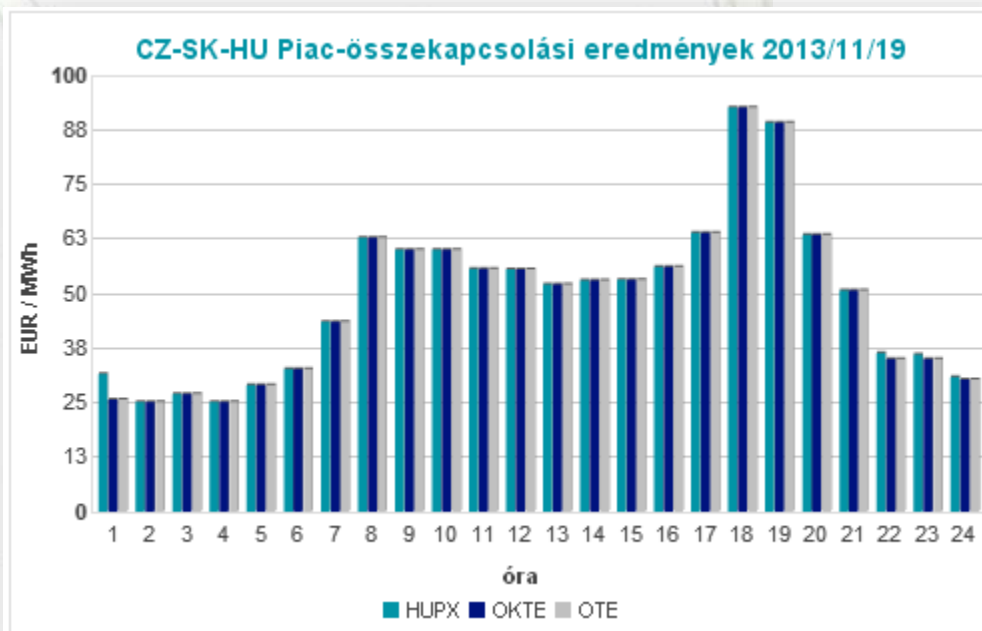




## A piac-összekapcsolások (MC) kialakulása, feltételei

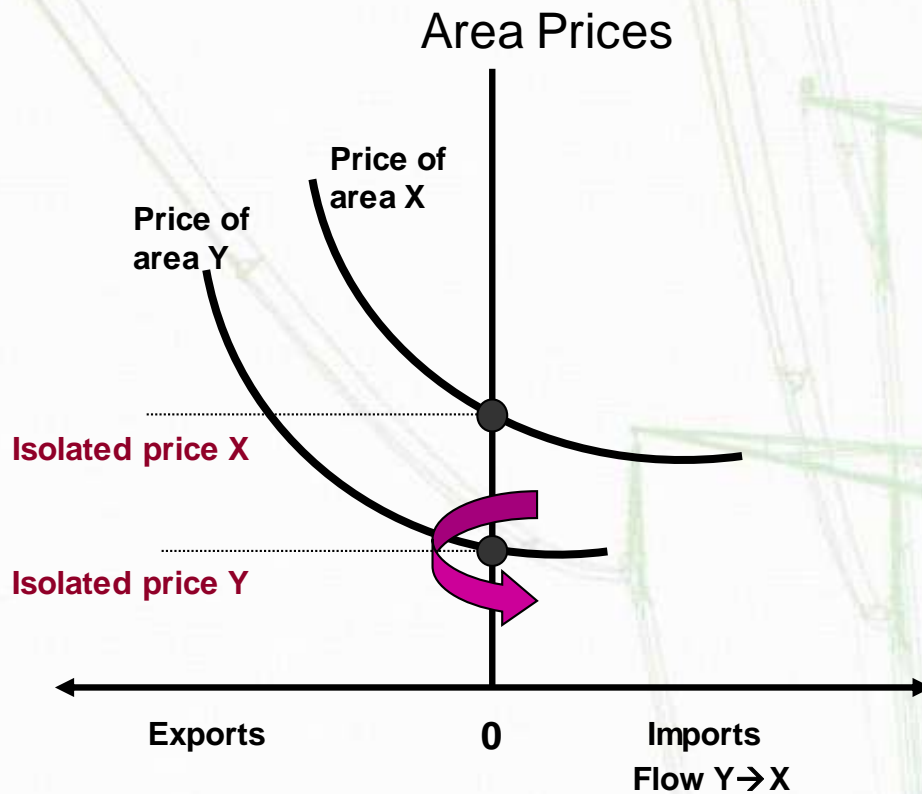
- A piac-összekapcsolás (Market Coupling - MC) implicit aukció, az órás ajánlatok elemzésén alapul:
  - ha nincs a határkeresztezõ ajánlatokból eredõ ATC-t meghaladó forgalom, a két terület piaci ára megegyezik,
  - ha ez ATC-t meghaladó forgalom alakulna ki, a két terület közötti piaci ár annyira fog különbözni, amennyinél a határ keresztezõ ajánlatok még létrejönnek.
- A Market Coupling bevezetésének feltételei:
  - Az érintett országok között koordinált határkapacitás számítással kell meghatározni a határon átfolyó kereskedés maximumát.
  - Ha csak az egyik országban van mindkét országra kiterjedõ áramtõzsdé (PX) a piaci szétválasztás (Market Splitting - MS) alkalmazható. Ha mindkettõben, akkor piac-összekapcsolás (MC) valósítható meg

# CZ-SK-HU piac-összekapcsolás



Ár (EUR/MWh)		Határkeresztesztő áramlások (MWh)					
SK	CZ	HU → SK	SK → HU	SK → CZ	CZ → SK		
5,65	25,65	0,0	355,0	29,9	0,0		
5,12	25,12	0,0	318,0	262,4	0,0		
7,00	27,00	0,0	89,0	555,0	0,0		
5,12	25,12	0,0	12,8	739,9	0,0		
9,00	29,00	0,0	100,2	459,3	0,0		
2,74	32,74	0,0	236,6	500,1	0,0		
3,47	43,47	279,9	0,0	1 077,9	0,0		
2,70	62,70	144,1	0,0	861,0	0,0		
9,98	59,98	284,7	0,0	1 146,1	0,0		
0,00	60,00	112,6	0,0	908,2	0,0		
5,60	55,60	56,8	0,0	823,2	0,0		
5,55	55,55	0,0	2,7	766,2	0,0		
2,02	52,02	110,6	0,0	868,7	0,0		
3,00	53,00	130,7	0,0	870,7	0,0		
3,09	53,09	35,4	0,0	813,1	0,0		
H16	56,02	56,02	56,02	0,0	85,5	669,1	0,0
H17	63,85	63,85	63,85	460,4	0,0	897,8	0,0
H18	92,50	92,50	92,50	313,8	0,0	801,9	0,0
H19	89,10	89,10	89,10	163,7	0,0	679,4	0,0
H20	63,42	63,42	63,42	0,0	48,8	480,8	0,0
H21	50,70	50,70	50,70	0,0	80,6	645,6	0,0
H22	36,38	35,00	35,00	0,0	355,0	294,5	0,0
H23	36,02	34,92	34,92	0,0	355,0	343,6	0,0
H24	30,79	30,32	30,32	0,0	355,0	123,4	0,0

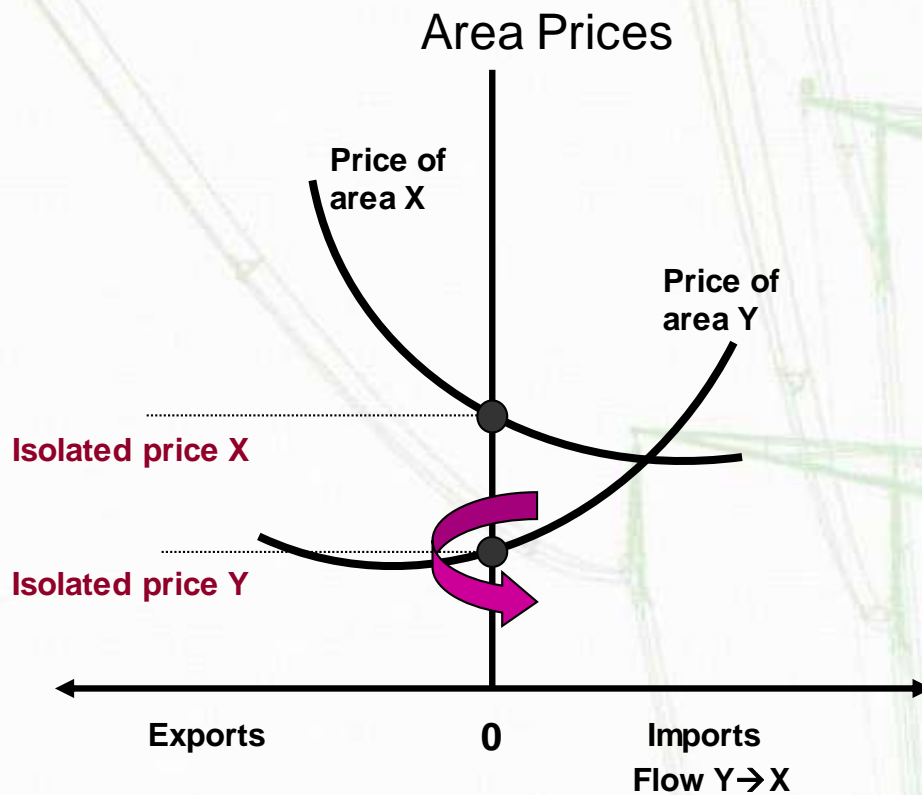
# Piac-összekapcsolás működése



## Nettó export görbe

- Ár függvényében export-import
- Minden PX-en képezhető óránként egy nettó export görbe
- Izolált klíring → zérus nettó export

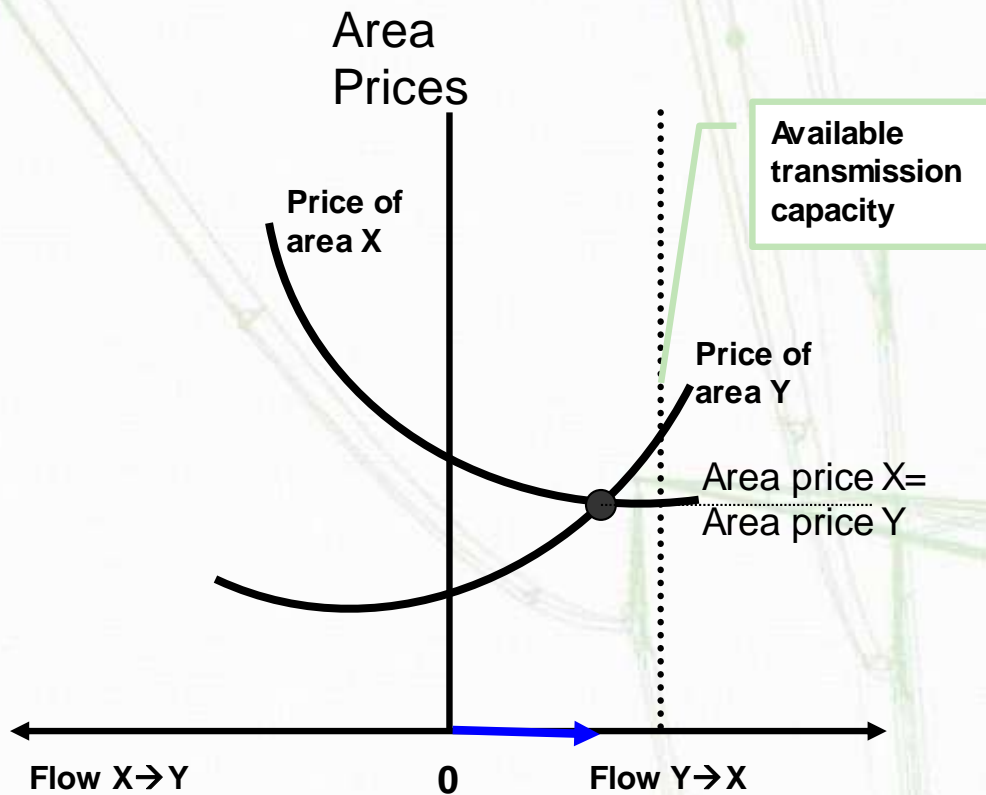
# Piac-összekapcsolás működése



## Nettó export görbe

- Ár függvényében export-import
- Minden PX-en képezhető óránként egy nettó export görbe
- Izolált klíring → zérus nettó export

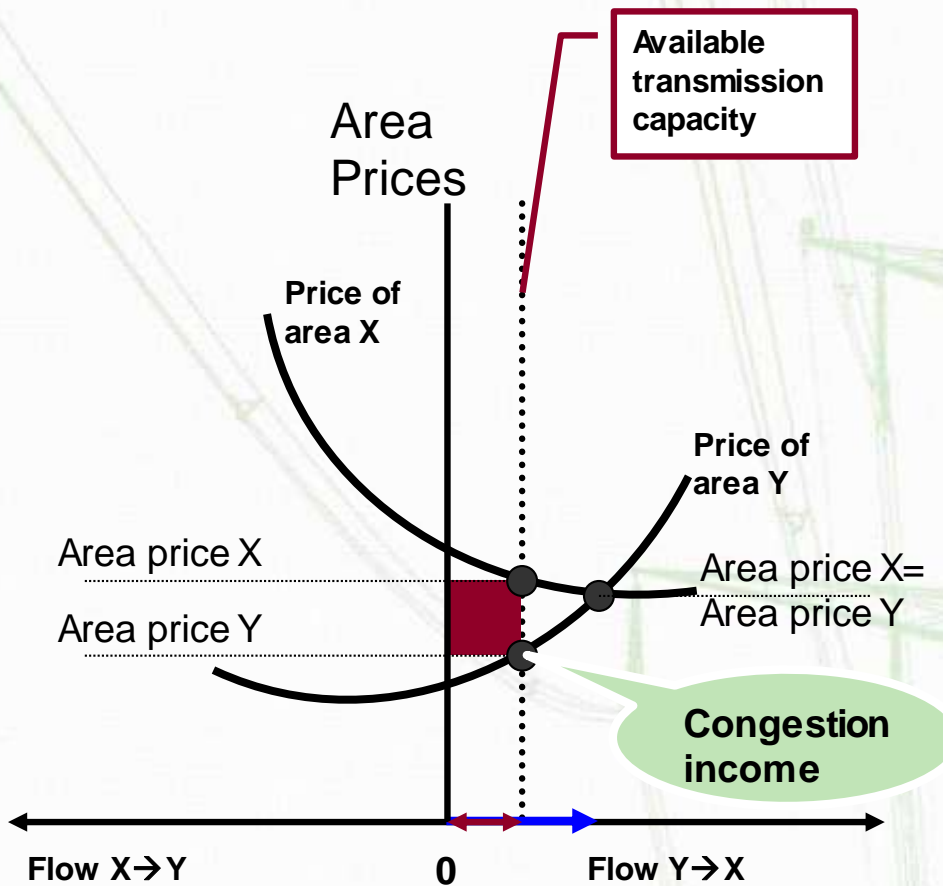
# Piac-összekapcsolás működése – nincs szűkület



## Elegendő a rendelkezésre álló kapacitás:

- Meg tud valósulni az árkiegyenlítés
- Mindkét piacon nő a társadalmi jólét
- Congestion income zérus!

# Piac-összekapcsolás működése – szűkület alakul ki



## Szűk keresztmetszet esetén:

- Nincs elegendő kapacitás az árkiegyenlítéshez
- Árzónák árai eltérnek
- Tranzakció mennyisége az ATC-vel egyezik meg
- Van szűkületi bevétel (TSO-k)

## *Electricity Market Coupling*

- <http://www.youtube.com/watch?v=JYVXRy5-vM8>



# Hálózati veszteségek kezelése zónás árazás esetén

---



# Átviteli hálózati veszteség

- Műszaki veszteség az átviteli hálózaton
- Átviteli hálózat jól „körbemért”
  - DSO átadási pontok
  - Határkeresztező vezetékek
  - Átviteli hálózatra csatlakozó termelők / fogyasztók
- Minden esetben idősoros mérés
- A veszteséget a MAVIR köteles beszerezni és betápláltatni a hálózatba
  - Jól tervezhető a szükséges mennyiség
  - Aukción történik az ÁHV beszerzése

# Elosztói maradék

- Az elosztói hálózat hiányosan mért:
  - DSO átadási pontok
  - Idősoros fogyasztók
- Van profilos fogyasztás!
- Elosztói hálózati maradék =  
Műszaki veszteség + nem műszaki veszteség + profileltérés
- A maradékot a DSO-k kötelesek beszerezni és betáplálni a hálózatba
  - Bonyolult előrejelzés
  - De facto: saját kereskedőt bíznak meg a beszerzéssel!

# Inter-TSO Compensation

- ITC: EU szintű, TSO-k közötti tranzit kompenzáció
- A hálózatok kölcsönhatának:
  - TSO-k tehát „**használják**” egymás átviteli hálózatát
  - A tranzitok **többször veszteséget** okoznak
- Harmadik energiacsomag: a TSO-k ellentételezésben részesülnek a határkeresztező áramlások költségeiért
  - Az ellentételezést azon TSO-k fizetik, ahonnan a határkeresztező áramlások erednek, illetve ahol a az áramlások végződnek
  - Az infrastruktúra költségeket a tranzit kulcsok arányában (**de maximált alappal**) kompenzálják
  - a tranzit által okozott hálózati veszteség többször a „with and without transit” – WWT-módszer alapján

The background is a faded, light green image of a high-voltage power line tower. The tower is a lattice structure with multiple cross-arms supporting power lines. The image is semi-transparent, allowing the text to be clearly visible over it.

# Összefoglalás

---

# Integráció – térbeli és strukturális

Energia mint termék vs. műszaki sajátosságok

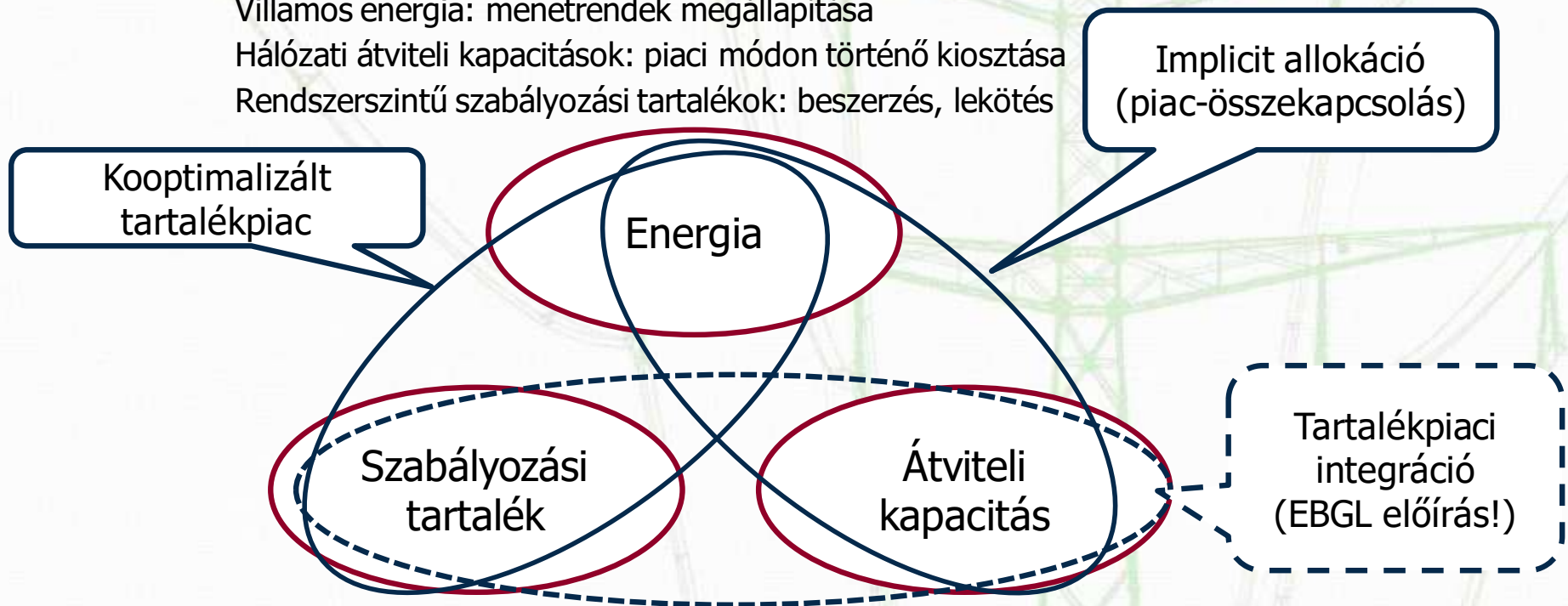
Villamosenergia-(rész)piacok integrációja

- Térbeli: tagállami harmonizáció, piac egységesítés, szabad kereskedelem
- Strukturális: a rendszerszintű allokációs döntések integrálása

Villamos energia: menetrendek megállapítása

Hálózati átviteli kapacitások: piaci módon történő kiosztása

Rendszerszintű szabályozási tartalékok: beszerzés, lekötés



# Összefoglaló

- Összeurópai egységes piac, az IEM megteremtése
  - CACM, zónás árazás
  - NTC és áramlás alapú kapacitáskalkuláció
    - Hurokáramlások, a valós fizika pontosabb figyelembe vétele
  - Explicit és implicit kapacitásaukció
- Veszteségek kezelése

The background features a large, semi-transparent image of a high-voltage power line tower. The tower is a lattice structure with multiple cross-arms supporting power lines. The image is rendered in shades of green and white, creating a subtle, technical aesthetic.

Köszönöm a  
megtisztelő figyelmet!

---

[sores.peter@vet.bme.hu](mailto:sores.peter@vet.bme.hu)

Kitekintés – hogyan lehet optimálisan megoldani a szűkületek árazását?

Locational marginal pricing

---

Csomóponti árazás



# Észak-amerikai „standard” piac alapvető jellemzői

- Központosított napi és valós idejű piac (DAM és RTM)
  - Kötelező (pool típusú)
  - Egyetlen nagy optimalizációban
  - Kooptimalizált tartaléklekötés
  - Uniform és marginal pricing
- Központi erőművi menetrendezés (unit commitment)
  - Cél: rendszerszintű költségminimum
  - Gépegységi és rendszerszintű korlátok
- Szűk keresztmetszetek kezelése: gyűjtősínenkénti árazás (nodal pricing – locational marginal pricing)

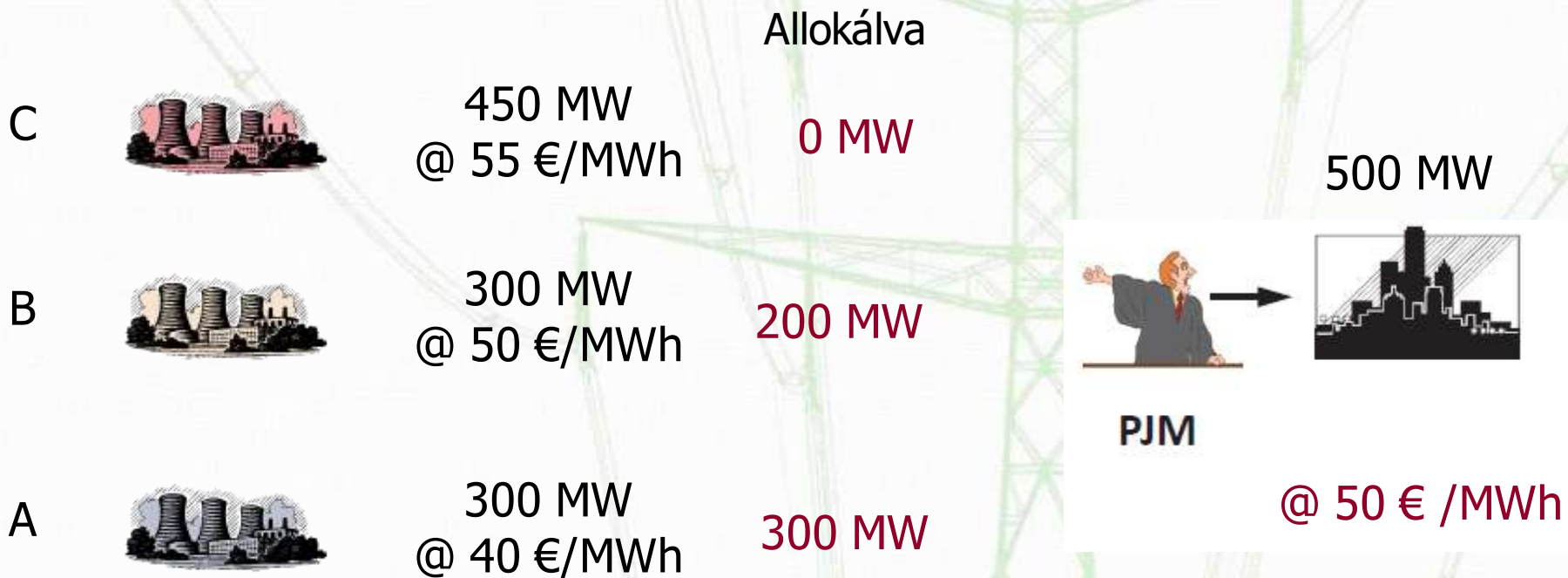


# LMP

- Locational +
  - Gyűjtősínenkénti árak
- Marginal pricing
  - Adott helyen a vételezett többlet energia ára
- $LMP = \text{energiaár} + \text{szűk keresztmetszeti felár} + \text{veszteségi komponens}$  [ $\$/MWh$ ]
- Day-ahead és real time piacok árazási rendszere

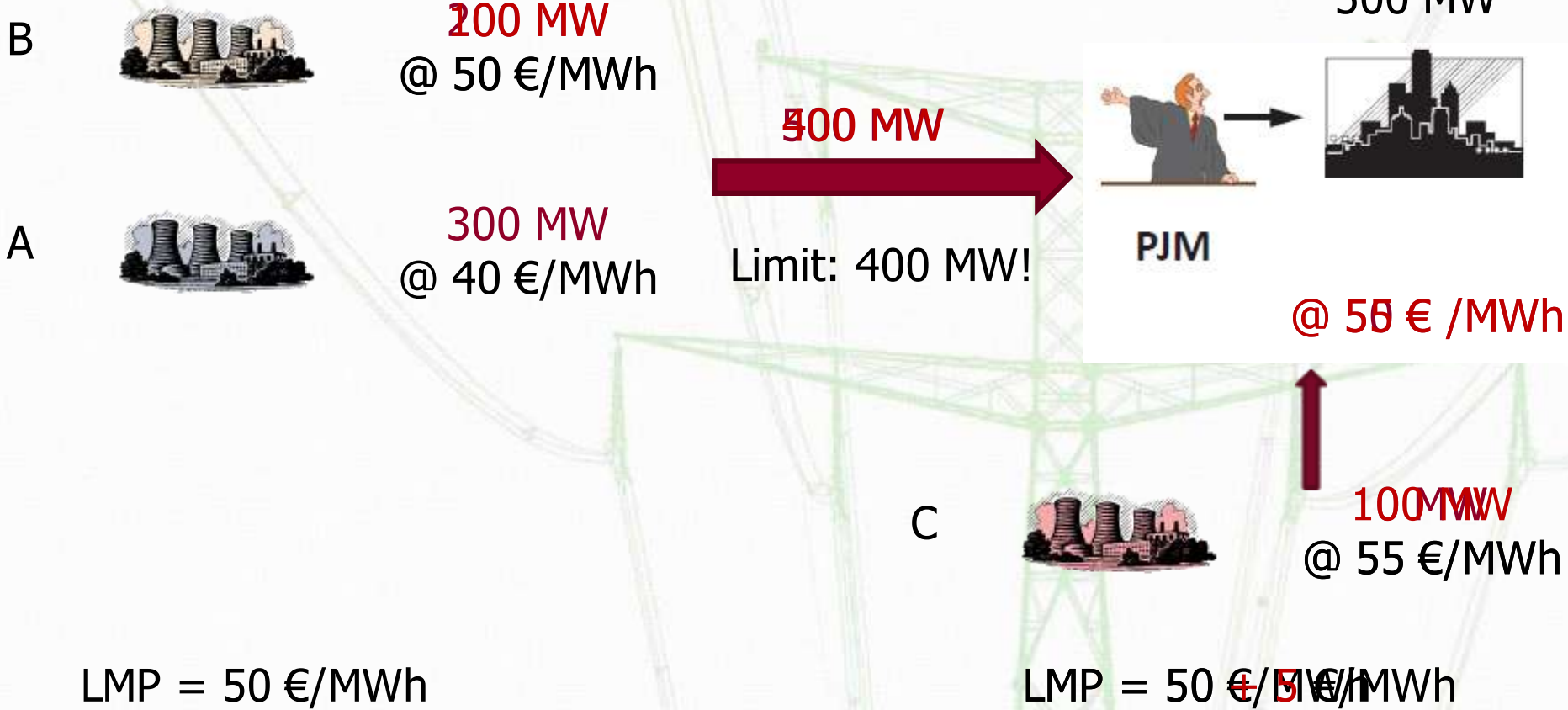
# LMP komponensei

- Energiaár komponens
  - Rendszerszintű, szűk keresztmetszetek nélküli energiaár
  - Mindenütt azonos



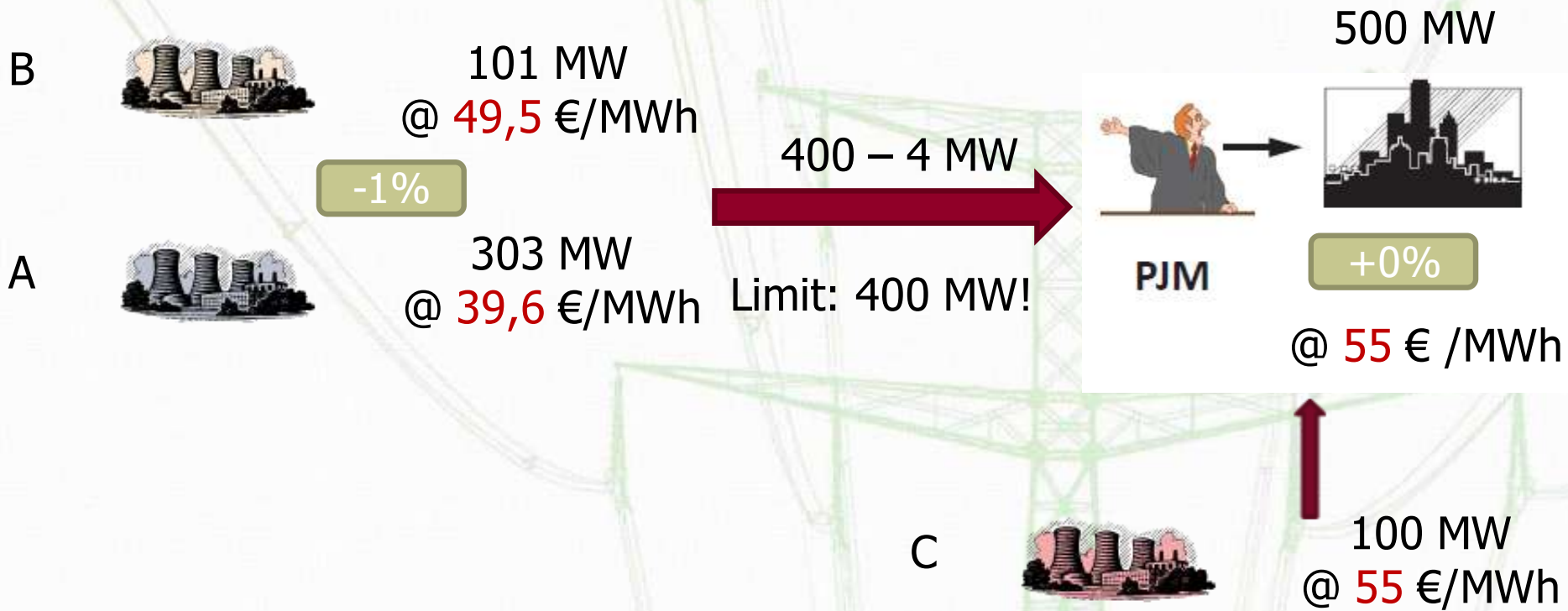
# LMP komponensei

- Szűk keresztmetszeti komponens



# LMP komponensei

- Veszteségi komponens: érzékenységi tényezők alapján
  - PTDF losses



$$\text{LMP} = 50 - 0,5 = 49,5 \text{ €/MWh}$$

$$\text{LMP} = 50 + 5 + 0 = 55 \text{ €/MWh}$$

# Gyakorlat:

## Tartaléklekötés és igénybevétel, Erőművi spread-ek, Kötelező átvételi rendszer

---

Előadó: Sörös Péter



Villamos Energetika Tanszék  
Villamos Művek és Környezet Csoport



# Számítási példák – Rendszerszintű szolgáltatások

---

# Feladat – hosszútávú tartaléklekötés

Az aFRR+ negyedéves versenytárgyalásra a piaci szereplők sikerrel beadták Ajánlati Dokumentációjukat, valamint a Műszaki ajánlatukat. A versenytárgyalás az **ártárgyalásos szakasz**ba érkezett.

- A szereplők a következő **ajánlatok**at adják be:

AJÁNLATOK A TENDEREN	10	20	30	40	50
Szereplő1	9100	9000	8900	8800	8700
Szereplő2	2100	2100			
Szereplő3	2800	2500			
Szereplő4	6400	6400	6400	6400	
Szereplő5	10000	9000	8000	7000	6000
Szereplő6	9500	9500	9500	9500	9500
Szereplő7	8600	8600	8600	8600	8600
Szereplő8	3000	3000	3000	2500	2500
Szereplő9		5200	5200	5100	5100
Szereplő10	8000	7000	6000	5000	4000



1.) Ha a versenytárgyalás tárgyát képező termékből **110 MW**-ra van szüksége, akkor melyik ajánlatokat kell választania?

AJÁNLATOK A TENDEREN	10	20	30	40	50
Szereplő1	9100	9000	8900	8800	8700
Szereplő2	2100	2100			
Szereplő3	2800	2500			
Szereplő4	6400	6400	6400	6400	
Szereplő5	10000	9000	8000	7000	6000
Szereplő6	9500	9500	9500	9500	9500
Szereplő7	8600	8600	8600	8600	8600
Szereplő8	3000	3000	3000	2500	2500
Szereplő9		5200	5200	5100	5100
Szereplő10	8000	7000	6000	5000	4000

- Milyen szerződéseket fog kötni a szereplőkkel?

2.) Az 1-es feladatban kiválasztott aFRR felszabályozási ajánlatokra market maker szerződést kötött.

A napi ajánlat beadáskor a szereplők a következő ajánlatokat adják be:

AJÁNLATOK A D-1-en	MW	Ft/MW/h	Ft/kWh
Szereplő1	20	9500	40
Szereplő2	20	2100	150
Szereplő3	10	2400	30
Szereplő4	20	5500	49
Szereplő5	0	-	40
Szereplő6	0	-	40
Szereplő7	20	8600	52
Szereplő8	30	2500	28
Szereplő9	30	4900	32
Szereplő10	50	4000	44

- A **lekötendő mennyiség 150MW.**
  - A market-maker szerződések (20-20-50-20) figyelembevételével végezze el a **napi ajánlat kiválasztást** és határozza meg a **szabályozási igénybevételi sorrendet!**
- Mekkora lesz az egyes szereplők rendelkezésre állási díja, ha minden szereplő ténylegesen rendelkezésre áll az adott napon!

2.) Az 1-es feladatban kiválasztott aFRR felszabályozási ajánlatokra market maker szerződést kötött.

A napi ajánlat beadáskor a szereplők a következő ajánlatokat adják be:

AJÁNLATOK A D-1-en	MW
Szereplő1	
Szereplő2	MM: 20 →
Szereplő3	MM: 20 →
Szereplő4	
Szereplő5	
Szereplő6	
Szereplő7	
Szereplő8	MM: 50 →
Szereplő9	MM: 20 →
Szereplő10	

Napi ajánlatadás

**A 150 MW igény teljesítéséhez szükséges opciós ajánlat lekötése:**

- Szereplő10 50MW
- Szereplő09 10MW
- Szereplő04 10MW

- A **lekötendő mennyiség 150MW.**
  - A market-maker szerződések (20-20-50-20) figyelembevételével végezze el a **napi ajánlat kiválasztást** és határozza meg a **szabályozási igénybevételi sorrendet!**
- Mekkora lesz az egyes szereplők rendelkezésre állási díja, ha minden szereplő ténylegesen rendelkezésre áll az adott napon!

4.) Tegyük fel, hogy D napon egy adott negyedórájában, **68 MW szabályozás**ra van szükség.

- Az erőművek üzemi tartománya, menetrendje, valamint üzemirányítási mérése az alábbi táblázatban található

AJÁNLATOK A D-1-en	Üzemi tartomány	Visszaigazolt menetrend	Üzemi irányítási mérés	Ft/kWh
Szereplő1	[80;120]	100	112	40
Szereplő2	[50;70]	50	50	150
Szereplő3	[80;120]	110	110	30
Szereplő4	[60;100]	80	80	49
Szereplő5	--	--	--	40
Szereplő6	--	--	--	40
Szereplő7	[50;100]	70	70	52
Szereplő8	[100;150]	100	121	28
Szereplő9	[80;120]	100	119	32
Szereplő10	[50;120]	50	60	44

- Számítsa ki
  - az erőműveknek járó rendelkezésre állási díjat,
  - energia díjat és az utasított eltéréseket,
  - valamint a fel irányú szabályozás fajlagos költségét = súlyozott átlagárát

4.) Tegyük fel, hogy D napon egy adott negyedórájában, **68 MW szabályozás**ra van szükség.

- Az erőművek üzemi tartománya, menetrendje, valamint üzemirányítási mérése az alábbi táblázatban található

AJÁNLATOK A D-1-en	Üzemi tartomány	Visszaigazolt menetrend	Üzemi irányítási mérés	Ft/kWh
Szereplő1	[80;120]	100	?	40
Szereplő2	[50;70]	50	?	150
Szereplő3	[80;120]	110	?	30
Szereplő4	[60;100]	80	?	49
Szereplő5	--	--	?	40
Szereplő6	--	--	?	40
Szereplő7	[50;100]	70	?	52
Szereplő8	[100;150]	100	?	28
Szereplő9	[80;120]	100	?	32
Szereplő10	[50;120]	50	?	44

**A 150 MW kapacitásigény teljesítéséhez lekötött ajánlatok:**

- #02: 20+0MW
- #03: 10+0MW
- #04: 0+10MW
- #08: 30+0MW
- #09: 20+10MW
- #10: 0+50MW

- Számítsa ki
  - az erőműveknek járó rendelkezésre állási díjat,
  - energia díjat és az utasított eltéréseket,
  - valamint a fel irányú szabályozás fajlagos költségét = súlyozott átlagárát



# Számítási példák - termelés

---

# Termelés jövedelmezősége

- $\text{EUA} = 25 \text{ EUR/t}$
- $\text{TTF} = 15 \text{ EUR/MWh}$
- $\text{EEX} = 50 \text{ EUR/MWh}$
- $\text{ARA} = 66 \text{ USD/t}$
- $\text{EURUSD} = 1,1$
- $\text{Gas CO}_2 \text{ rate} = 0,4\text{t/MWh}$ ,  $\text{efficiency} = 45\%$
- $\text{CoalCO}_2 \text{ rate} = 1,0\text{t/MWh}$ ,  $\text{efficiency} = 35\%$
  
- Mennyi a spark spread? Clean spark spread?
- Mennyi a dark spread? Clean dark spread?
- Mennyi a Mátrai Erőmű clean dark spreadje?
  - Szén ár  $\sim 15 \text{ EUR/MWh}$ ,  $\text{CO}_2\text{rate} = 1,25 \text{ t/MWh}$   
 $\text{efficiency} = 28\%$ ,  $\text{HUDEX} = 60 \text{ EUR/MWh}$

# KÁT működése

- A kötelező átvételi rendszer működését egy egyszerűsített piacon vizsgáljuk (+ minden nap munkanap!)
- A piacon jelenlévő szereplők:
  - 3 KÁT értékesítő, 3 KÁT átvevő, és a mérlegkör-felelős
- A KÁT értékesítőkre az alábbi átvételi árak vonatkoznak (nyári időszak, munkanap, 20MW-nál kisebb szél- illetve biomassza tüzelésű erőmű):

Mélyvölgy	2:30-06:00	13,26 Ft/kWh
Völgy	23:00-2:30 és 6:00-7:00	32,49 Ft/kWh
Csúcs	07:00-23:00	36,30 Ft/kWh



# KÁT működése

- Az értékesítők által megadott napi termelési menetrend áprilisban:

KÁT értékesítő 1	zsinór 15MW
KÁT értékesítő 2	csúcs 10MW – a fenti zónaidős rendszer szerint
KÁT értékesítő 3	1-15. zsinór 10MW 16-30. zsinór 5MW

- Pótdíjak → normál kiegyenlítő energia + részbeni kompenzáció
  - Normál kiegyenlítő energia díjak

Kompenzáció – termelés arányosan:

- PV és szél esetében 3 Ft/kWh
- egyéb esetben 0,5 Ft/kWh
- évente csökkenő mértékű!

4. M szabályozási pótdíj csökkentés mértékének bázisértékei:

- a) naperőmű és szélerőmű esetén: 3 Ft/kWh;
- b) az a) pont alá nem tartozó erőmű esetén: 0,5 Ft/kWh.

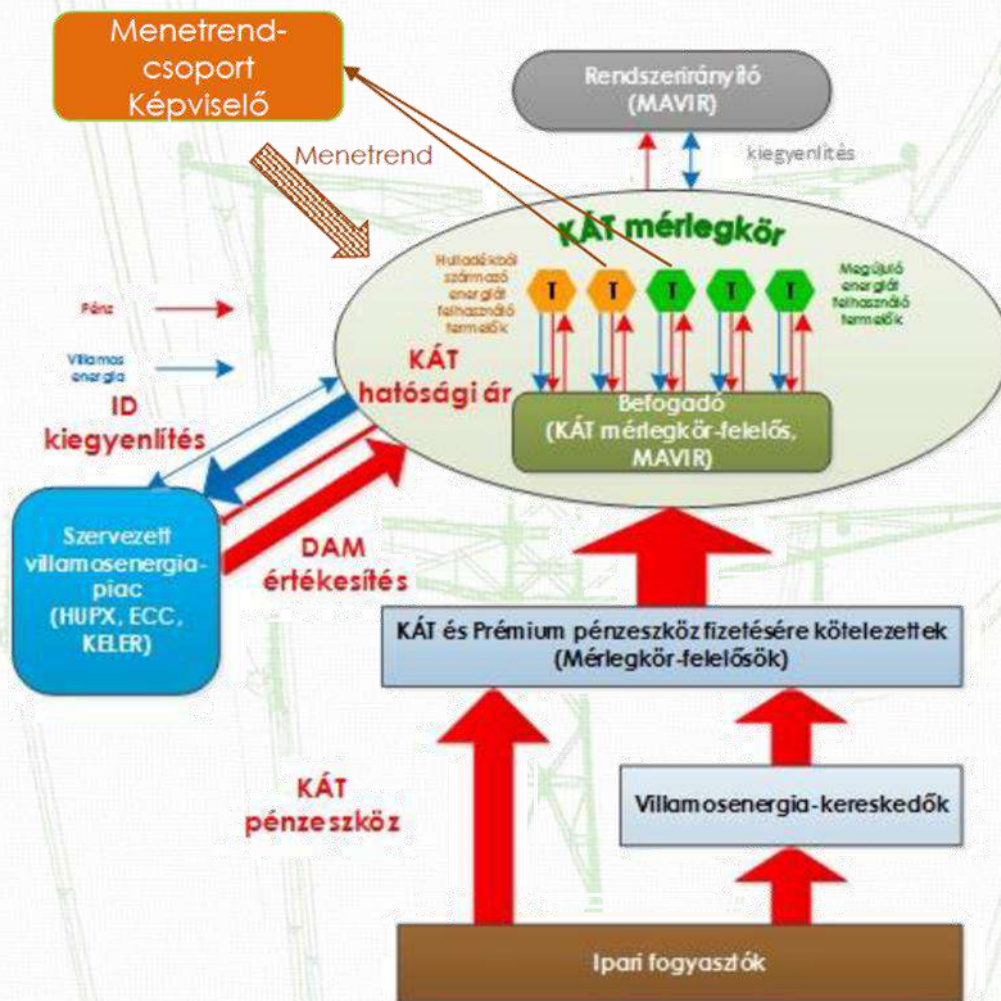
5. A 4. pont szerinti M szabályozási pótdíj csökkentés mértéke

- a) 2021. január 1-től MB \* 0,95;
- b) 2022. január 1-től MB \* 0,85;
- c) 2023. január 1-től MB \* 0,70;
- d) 2024. január 1-től MB \* 0,50;
- e) 2025. január 1-től MB \* 0,25;
- f) 2026. január 1-től nulla;

# KÁT működés átalakítása – „piacosítása”

A 2018. július 1-jei üzleti naptól hatályos működés

- Kötelező napi menetrend
- Kötelező 12 havi prognózis
- Napon belüli menetrend módosítás lehetőség
- Szabályozási pótdíj menetrend hiányra és eltérésre KÁT 0,5 MW és felette, valamint METÁR-KÁT alatt
- Szabályozási pótdíj menetrend hiányra KÁT 0,5 MW alatt
- Szabályozási pótdíj csökkentés lehetősége minden KÁT termelőnek
- Szabályozási bónusz lehetősége minden KÁT termelőnek
- Teljes ID kereskedés



# Menetrendadási folyamat KÁT mérlegkörben

## Termelői prognózis

- Kötelező
- Minden hónap 7. munkanapig
- A következő 12 hónapra
- Havi és zónaidős bontásban
- MEK rendszerben

## Napi menetrend

- Kötelező
- A szállítási napot megelőző nap 10:00 óráig
- MEK rendszerben
- Akár egyszerre egy hónap is feltölthető (egy adott hónapra a tárgy hónapot megelőző hónap 8. munkanapján kinyílik az összes napi kapu)

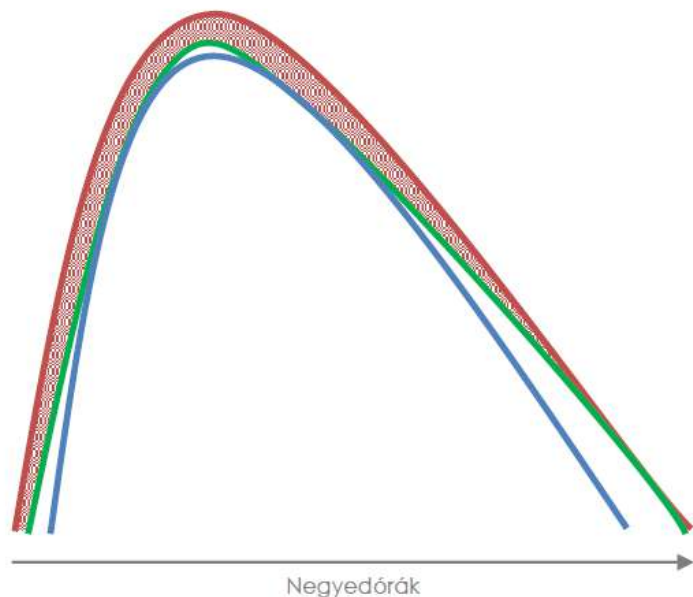
## Napon belüli menetrend

- Nem kötelező
- A szállítást napot megelőző nap 17:00 órától
- Legkésőbb a szállítást megelőző 2-3 órával\*
- MEK rendszerben

<https://www.mavir.hu/web/mavir/termelesi-terv>

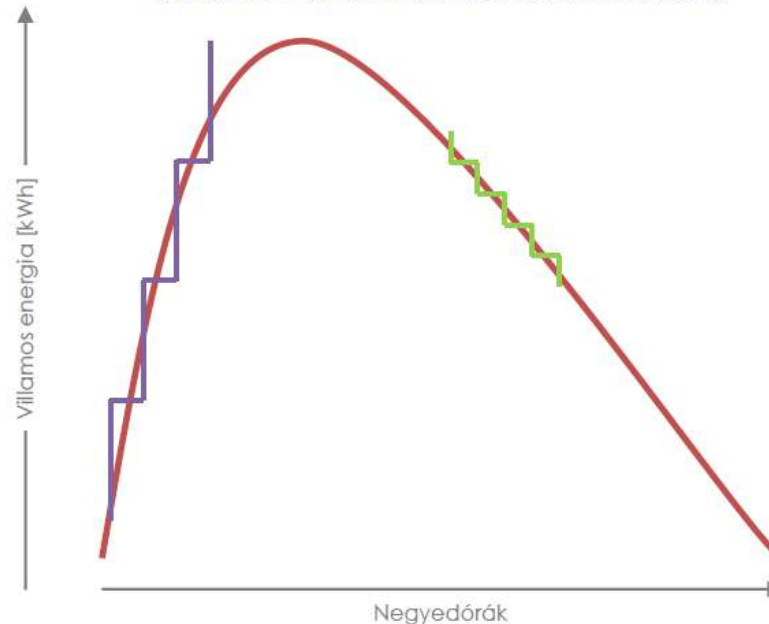
# Intraday menetrendezés és értékesítés előnyei

TERMELŐI NAPON BELÜLI MENETRENDEK



- Szállítás időpontjához közeli optimalizáció
- Előrejelzési hibák kiküszöbölése
- Kiesésekből adódó menetrend eltérések minimalizálása

KERESKEDÉS MIATTI NAPON BELÜLI MENETRENDEK



- Órásítás miatti eltérések simítása napon belüli menetrendekkel, negyedórás gyakorisággal

**Nyereség:** a kiegyenlítő energia csökkenésből származó haszon!

# Kiegyenítési felelősség bevezetése a KÁT-ban

## Ösztönző rendszer a KÁT mérlegkör-tagi napon belüli menetrend beadásra

### PÓTDÍJ ELSZÁMOLÁS 2018. JÚLIUS 1. ELŐTT

#### Napi menetrend hiánya

7 Ft/kWh

#### Napi menetrendtől való eltérés

5 Ft/kWh

#### Toleranciasávok

- $\geq 5$  MW víz:  $\pm 30\%$
- $< 5$  MW biomassza:  $\pm 5\%$ ,  
 $< 5$  MW biogáz:  $\pm 20\%$
- $< 5$  MW víz, szél, nap:  
 $\pm 50\%$  napi szumma

#### Szabályozási bónusz

-

### PÓTDÍJ ELSZÁMOLÁS 2018. JÚLIUS 1. UTÁN 2020. ÁPRILIS 1. ELŐTT

$$(KE_{le} + P) * T$$

[Ft/kWh]

$$\frac{(KE_{fel} - P) * T}{(KE_{le} + P) * T}$$

[Ft/kWh]

#### Változás:

- $\geq 5$  MW víz:  $\pm 25\%$
- $< 5$  MW víz, szél, nap:  $\pm 50\%$   
negyedórás

- ID bónusz engedélyes és METÁR-KÁT termelőknek: 2 Ft/kWh
- Napi bónusz 0,5 MW alatti KÁT termelőknek 3 Ft/kWh (naperőmű), 1,5 Ft/kWh (egyéb)
- ID bónusz 0,5 MW alatti KÁT termelőknek 2 Ft/kWh (naperőmű), 1 Ft/kWh (egyéb)

### PÓTDÍJ ELSZÁMOLÁS (TELJES KIEGYENLÍTÉS) 2020. ÁPRILIS 1. UTÁN

A szabályozási pótdíj csökkentés előtti összege **a KÁT KE költség okozathelyes visszaosztásával** kerül kiszámításra, vagyis csak azok kerülnek szankcionálásra, akik az adott negyedórában a **KÁT mérlegkörrel megegyező irányban tértek el menetrendjüktől**

**Eltörlésre kerülnek a toleranciasávok**

Eltörlésre kerül a szabályozási bónusz. Átmeneti időszakban a **napi menetrend hiánnyal csökkentett tény termelési mennyiségre** kerül megállapításra **pótdíj csökkentés**, amely nap- és szélenergia esetében **3 Ft/kWh**, egyéb esetben **0,5 Ft/kWh**

1) Határozza meg az egyes értékesítők által értékesíteni tervezett villamos energiát, valamint ennek tervezett összegét és összköltségét!

KÁT értékesítő 1	zsinór 15MW
KÁT értékesítő 2	csúcs 10MW – a fenti zónaidős rendszer szerint
KÁT értékesítő 3	1-15. zsinór 10MW 16-30. zsinór 5MW

Mélyvölgy	2:30-06:00	13,26 Ft/kWh
Völgy	23:00-2:30 és 6:00-7:00	32,49 Ft/kWh
Csúcs	07:00-23:00	36,30 Ft/kWh

Mélyvölgy	2:30-06:00	13,26 Ft/kWh
Völgy	23:00-2:30 és 6:00-7:00	32,49 Ft/kWh
Csúcs	07:00-23:00	36,30 Ft/kWh

- **Átlagos ár:**  
 $(16 \cdot 36,30 + 4,5 \cdot 32,49 + 3,5 \cdot 13,26) / 24 = 32,226 \text{ Ft/kWh}$

KÁT értékesítő 1	zsinór 15MW
KÁT értékesítő 2	csúcs 10MW – a fenti zónaidős rendszer szerint
KÁT értékesítő 3	1-15. zsinór 10MW 16-30. zsinór 5MW

- **Az egyes értékesítők tervezett bevételei:**
  - $KAT1 \rightarrow 15MW \cdot 24h/nap = 360MWh/nap \rightarrow 10800MWh/hó \rightarrow 348\,036 \text{ eFt}$
  - $KAT2 \rightarrow 10MW \cdot 16h/nap = 160MWh/nap \rightarrow 4800MWh/hó \rightarrow 174\,240 \text{ eFt}$
  - $KAT3 \rightarrow 7,5MW \cdot 24h/nap = 180MWh/nap \rightarrow 5400MWh/hó \rightarrow 174\,180 \text{ eFt}$
- A teljes mennyiség: 21 000 MWh.
- A teljes fizetendő költség így: 696 295 eFt.

# Milyen pótdíjakat szabnak ki?

- Nincs mennyiségi korlátozás, nincs lépcsős számítás, azaz nincsen tolerancia
- Mindenkinek menetrendet kell adnia, egyébként a teljes termelése le irányú kiegyenlítést igényel
- A KÁT mérlegkör egészének tény kiegyenlítési költsége fel van osztva:
  - Azon KÁT termelők / KÁT csoportok között, melyek OKOZÓ irányban térnek el!
  - 50%-ban a DA és 50%-ban az ID eltérésből számítandó

$$\text{Pótdíj csökkentés előtt} = \frac{\text{KE költség}_{\text{DA}} + \text{KE költség}_{\text{ID}}}{2}$$



# Pótdíj számítása – kompenzáció előtt

- A. Adott hónapban a teljes MAVIR KÁT mérlegkör kiegyenlítési költsége: 30 millió Ft
- Mekkora költség terheli az egyes KÁT termelőket ebből, ha egységes 65 Ft/kWh fel és 15 Ft/kWh le irányú KE költséggel számolunk

Értékesítő	KÁT MK kiegyenlítés okozó (negyedórák %-ában)	DA KE összesen az okozói órákban	ID KE összesen az okozói órákban
KÁT #1	0%	0	0
KÁT #2	50%	200000 kWh	50000 kWh
KÁT #3	100%	450000 kWh	50000 kWh

# Pótdíj számítása – kompenzáció előtt

- A. Adott hónapban a teljes MAVIR KÁT mérlegkör kiegyenlítési költsége: 30 millió Ft
- Mekkora költség terheli az egyes KÁT termelőket ebből, ha egységes 65 Ft/kWh fel és 15 Ft/kWh le irányú KE költséggel számolunk

Értékesítő	KÁT MK kiegyenlítés okozó (negyedórák %-ában)	DA KE összesen az okozói órákban	ID KE összesen az okozói órákban	DA költség arány	ID költség arány	Allokált költség	Ft/kWh
KÁT #1	0%	0	0	0%	0%	0%	0
KÁT #2	50%	200000 kWh	50000 kWh	30,7%	50%	40,4%	2,525
KÁT #3	100%	450000 kWh	50000 kWh	69,3%	50%	59,6%	3,311

# Pótdíj számítása – kompenzációval együtt

B. 2023-ban a 3 Ft/kWh báziskompenzáció 70%-ára jogosultak a termelők

Értékesítő	Elvi pótdíj [Ft/kWh] (komp. nélkül)	Max. pótdíj kompenzáció [Ft/kWh]	Végleges pótdíj [Ft/kWh] (komp.-val)	Fizetendő pótdíj összege [M Ft]
KÁT #1	0	-2,1	0	0
KÁT #2	2,525	-2,1	0,425	2,04 (4800 MWh)
KÁT #3	3,311	-2,1	1,211	6,54 (5400 MWh)

# Hova kerül a KÁT-ben átvett energia?

- Határozza meg a HUPX-en értékesítendő mennyiséget!
  - 2016. ápr. 1-től a teljes mennyiség a tőzsdére kerül:
  - 21000 MWh

# Mennyi a teljes átvevőkre hárítandó költség?

- Mérlegköri bevételek:

- A HUPX ár legyen 75 €/MWh BASE és 100 €/MWh PEAK időszakban, az euró árfolyam 350 Ft.

KÁT értékesítő 1	zsinór 15MW
KÁT értékesítő 2	csúcs 10MW – a fenti zónaidős rendszer szerint
KÁT értékesítő 3	1-15. zsinór 10MW 16-30. zsinór 5MW

- *BASE*:  $20 \cdot 24 \cdot 30 + 5 \cdot 24 \cdot 15 = 16200 \text{ MWh} \rightarrow 1215 \text{ k€} \rightarrow 425,250 \text{ MFt}$
- *PEAK*:  $10 \cdot 16 \cdot 30 = 4800 \text{ MWh} \rightarrow 480 \text{ k€} \rightarrow 168 \text{ MFt}$
- Összesen: 592,25 MFt

# Mennyi a teljes átvevőkre hárítandó költség?

- Mérlegköri bevételek:
  - A HUPX ár legyen 75 €/MWh BASE és 100 €/MWh PEAK időszakban, az euró árfolyam 350 Ft.
    - 592 250 eFt
  - A korábbi pótdíjakból befolyt összeg 8 580eFt.
- Mérlegköri költségek:
  - KÁT termelőknek fizetendő: 696 295 eFt
  - KÁT mérlegköri egyéb költségek 15 000 eFt
  - KÁT kiegyenlítési költség: 30 000 eFt
- Összes áthárítandó költség: 140 465 eFt

# Költségallokáció

- A 3 KÁT átvevő által (M+5. napon) bejelentett tény fogyasztás (mentesített fogyasztók nélkül!)

KÁT átvevő 1	130 000 MWh
KÁT átvevő 2	190 000 MWh
KÁT átvevő 3	80 000 MWh

- Adja meg az egyes átvevőkre allokált költséget, amennyiben az M-2 hónap értékesítési adataira vonatkozó korrekció:
  - KÁT átvevő 1: +10 000 MWh
  - KÁT átvevő 2: -5 000 MWh
  - KÁT átvevő 3: 0 MWh

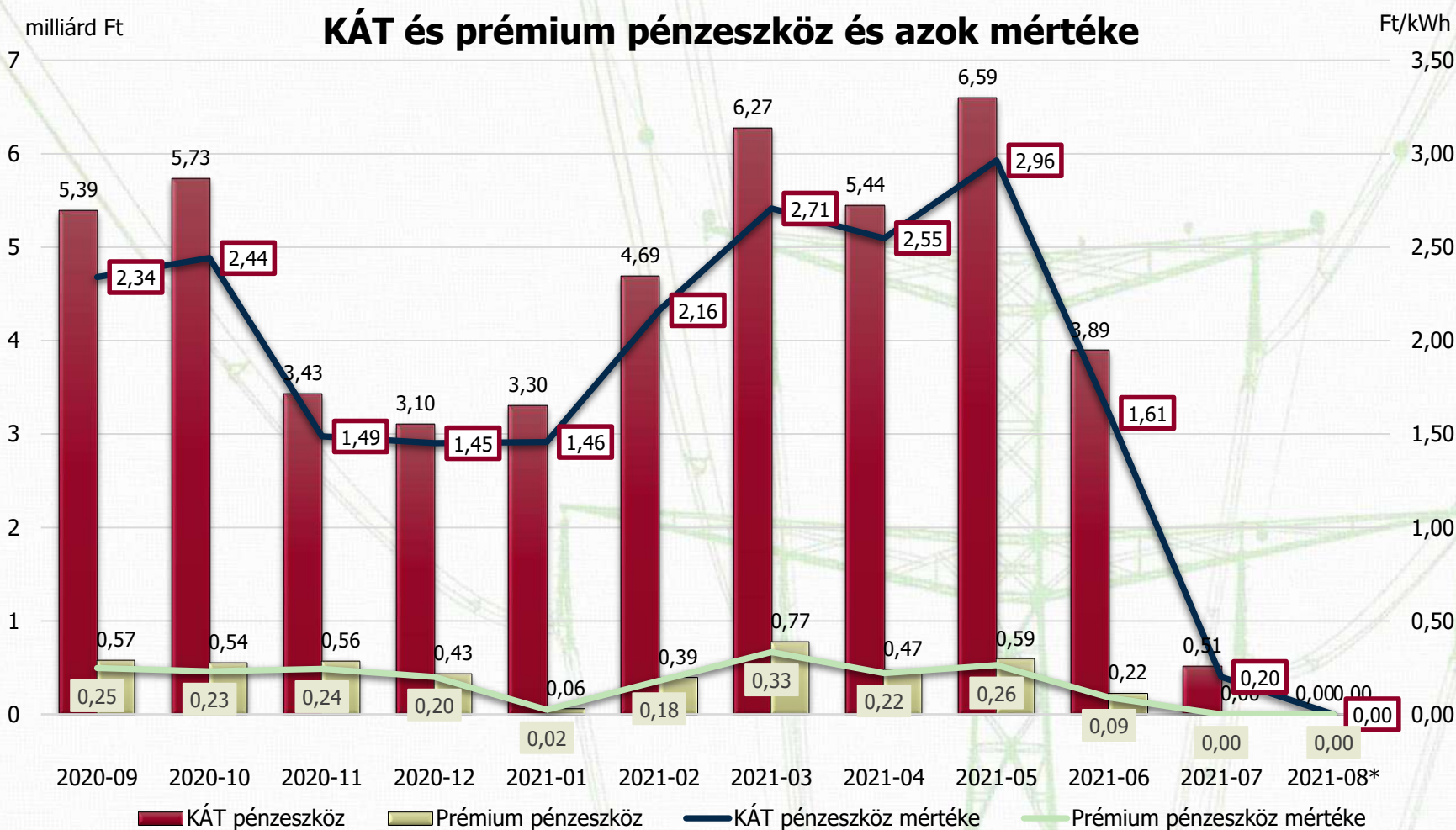
# Megoldás

- Korrigált mennyiségek
  - KÁT átvevő 1: 140 GWh
  - KÁT átvevő 2: 185 GWh
  - KÁT átvevő 3: 80 GWh
- KÁT pénzeszköz mértéke
  - Összes áthárítandó költség: 140 465 eFt
  - Összes átvevői korrigált mennyiség: 405 GWh
  - → 0,347 Ft/kWh
  - Megj.: ezt változatlanul kell továbbszámolni!
- Átvevőnkénti költség
  - KÁT átvevő 1: 140 GWh · 0,347 Ft/kWh
  - KÁT átvevő 2: 185 GWh · 0,347 Ft/kWh
  - KÁT átvevő 3: 80 GWh · 0,347 Ft/kWh

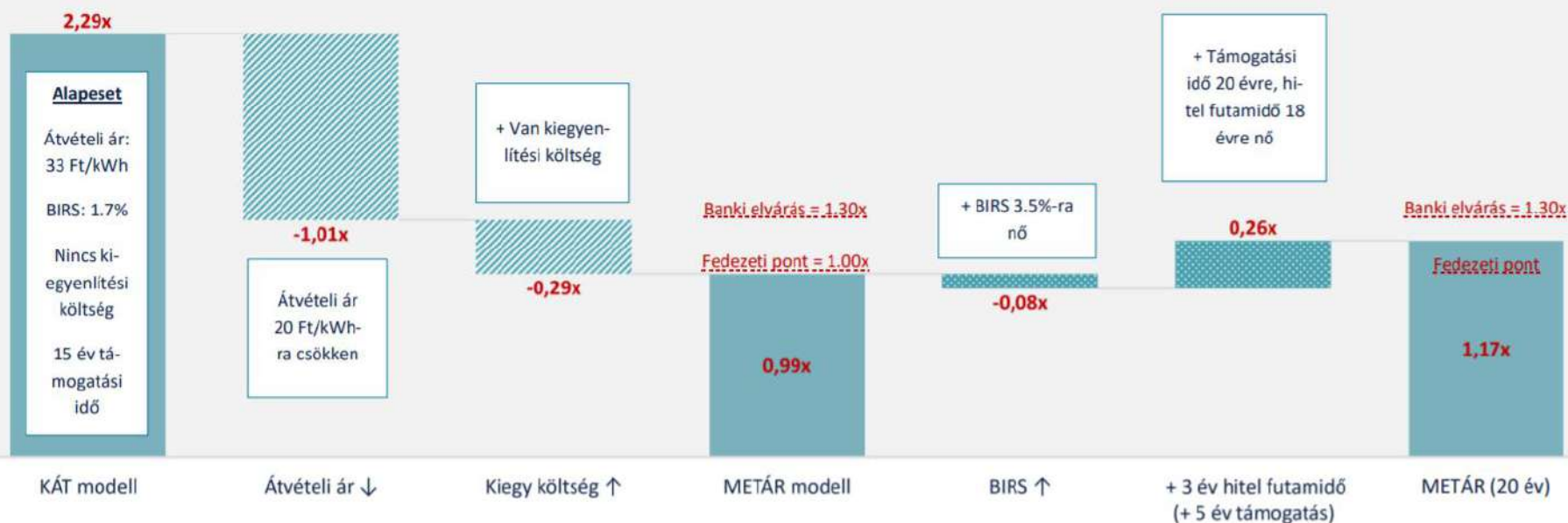


- Mekkora a KÁT pénzeszköz a piac energiaárhoz képest?
  - HUPX ár 75 €/MWh BASE és 100 €/MWh PEAK
  - KÁT pénzeszköz: 0,347 Ft/kWh
  - 1,4%, / 1,9%
  - Értékelje a kapott részarányt!
- Hogyan változtatja meg a KÁT átvevőre tárgyhónapban allokált költségtömeget a megelőző hónapban pontatlanul megadott energiaértékesítési mennyiség?
- Érdeemes-e másik KÁT átvevőhöz tartozó mérlegkörbe átlépnie egy fogyasztónak?
- A lakossági tarifában mekkora részarányt képvisel a KÁT pénzeszköz?

# Tényleges KÁT-METÁR pénzeszközök



# Költséghatások a beruházó szemszögéből



ábra 12: KÁT és METÁR-on alapuló üzleti modell DSCR mutatójának alakulása (Forrás: MNB)

- DSCR: szabad cash flow az adott évi hiteltörlesztő arányában
- BIRS: hosszú távú hitel kamatköltségének becslése
- Kiegyenlítési költség: 3 Ft/kWh-val becsülve

Forrás: <https://mnb.hu/letoltes/20210121-hazai-megujulo-energiatermeles-finanszirozasa.pdf>

# Kiskereskedelem – gyakorlat

---

## Villamosenergia-piac, VIVEMA05

A legtöbb villamosenergia-piaci számítás nagyon sok adattal dolgozik, mivel egy-egy nap, hónap, vagy év összes negyedórájára kell elvégezni a műveleteket. Ezért a gyakorlaton leegyszerűsítjük az év időbeosztását:

- minden hónap legyen 28 napos (5 hétköznap, 2 hétvégi nap)
- minden nap álljon 24 órából, de az elszámolási mérési intervallum 4 óra.

## 1 KERESKEDELMI SZERZŐDÉSEK

1. Vegyünk egy ipari fogyasztót, akinek zsinór fogyasztása 100 kW, csúcs fogyasztása 50 kW. A téli hónapokban, az off-peak órákban mindehhez hozzáadódik 20 kW teljesítmény. Határozza meg a fogyasztó éves energiaigényét!

Egy (a bevezetőben leegyszerűsített) évben 12 hónap, minden hónapban 28 nap, és naponta 24 óra van. Így a zsinór időszak hossza:

$$N_h^{BASE} = 12 \cdot 28 \cdot 24 = 8064 \text{ [óra]}$$

A csúcsidezőszak (hétköznap 8:00-20:00, H9-H20) óráinak száma (minden hónapban 20 hétköznap van):

$$N_h^{PEAK} = 12 \cdot 20 \cdot 12 = 2880 \text{ [óra]}$$

Végül van 20 kW teljesítmény a 3 téli hónapban, az offpeak időszakban. Ez a hétköznapokon 12 óra időtartam, a hétvégi napokon – mivel a teljes nap offpeak – 24 óra:

$$N_h^{OFFPEAK} = 3 \cdot (20 \cdot 12 + 8 \cdot 24) = 1296 \text{ [óra]}$$

A teljesítményekből az éves energiafogyasztás:

$$\begin{aligned} E_{total} &= N_h^{BASE} P^{BASE} + N_h^{PEAK} P^{PEAK} + N_h^{OFFPEAK} P^{OFFPEAK} = \\ &= 8064 \cdot 100 + 2880 \cdot 50 + 1296 \cdot 20 = 806400 + 144000 + 25920 = 976,32 \text{ [MWh]} \end{aligned}$$

2. A felhasználó több helyről szerzi be villamosenergia-igényét:
  - egy erőműtől vásárol 80 kW zsinór fogyasztást,
  - a csúcsfogyasztás ötödét saját napelemével állítja elő,
  - a fennmaradó részek biztosítására egy kereskedőt kér meg.

Milyen szerződéseik vannak a felhasználónak, s mi az egyes szerződésekben az elszámolás alapja?

Az erőműtől célszerűen menetrendalapú szerződés keretében vásárol a felhasználó, ekkor az elszámolás nem függ a tényleges fogyasztástól, vagyis a méréstől. Az elszámolás alapja a szerződésben rögzített mennyiség és ár.

A saját napelemmel előállított villamos energia tekintetében nem köt szerződést, amennyiben nem szándékozik visszatáplálni. (Feltesszük, hogy a teljes energiatermelés saját belső fogyasztásra történik.)

A kereskedővel részlegesellátás-alapú szerződést köt, mivel a tényleges mennyiség nem ismert előre. A várható tervezési hibák ebben a szerződésben lesznek elszámolva. Itt az elszámolt mennyiség alapja tehát a mérés, az árat szintén a szerződés rögzíti. Nyilvánvaló, hogy a kereskedőnek tudnia kell a menetrendalapú szerződés mennyiségéről is, hogy azt a mérésből levonva megkapja az ellátásalapú szerződésben elszámolandó mennyiség értékét.

## 2 IDŐSOROS FOGYASZTÓ ELSZÁMOLÁSA

3. A felhasználó egyes szerződéseiben a következő árak szerepelnek:

- erőmű: 12 Ft/kWh,
- Kereskedő: 16 Ft/kWh, a tervtől való eltérés büntetése 2-2 Ft/kWh.

Mekkora tervezett költséggel számolhat az évre, ha pontosan tudja tervezni fogyasztását?

A menetrendalapú szerződések elszámolásának alapja a menetrend:

- Az erőműtől 80 kW zsinórteljesítményt vásárolt, ez a szerződésben rögzített áron kerül elszámolásra:

$$\begin{aligned} E_{\text{erőmű}} &= 80\text{kW} \cdot N_h^{\text{BASE}} \\ &= 80 \cdot 8064 = 645\,120 \text{ [kWh]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} C_{\text{erőmű}} &= E_{\text{erőmű}} \cdot p_{\text{erőmű}} \\ &= 645\,120 \text{ [kWh]} \cdot 12 \text{ [Ft/kWh]} = 7\,741\,440 \text{ [Ft]} \end{aligned}$$

- A napelem termelése „ingyen” van, de a mennyiségét határozzuk meg. A csúcsteljesítmény hétköznapokon 150 kW.

$$\begin{aligned} E_{\text{napelem}} &= \frac{P^{\text{BASE}} + P^{\text{PEAK}}}{5} \cdot N_h^{\text{PEAK}} \\ &= \frac{150\text{[kW]}}{5} \cdot 2880\text{[h]} = 86\,400 \text{ [kWh]} \end{aligned}$$

- A kereskedővel számolja el az éves tervezett mennyiségből fennmaradó részt:

$$\begin{aligned} E_{\text{kereskedővel}} &= E_{\text{total}} - E_{\text{erőmű}} - E_{\text{napelem}} \\ &= 976\,320 - 645\,120 - 86\,400 = 244\,800 \text{ [kWh]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} C_{\text{kereskedővel}} &= E_{\text{kereskedővel}} \cdot p_{\text{kereskedő}} \\ &= 244\,800 \text{ [kWh]} \cdot 16 \text{ [Ft/kWh]} = 3\,916\,800 \text{ [Ft]} \end{aligned}$$

4. Tegyük fel, hogy az egyik nyári hónapban a nem várt nagy meleg miatt 11:00 és 16:00 között további 5 kW teljesítmény igény jelentkezik. Továbbá a meleg idő miatt, az egyik téli hónapban,

az éjszakai órákban (20:00-8:00) 3 kW-tal csökken a teljesítmény igény. Milyen büntetésre számíthat a kereskedőtől? Határozza meg a teljes költséget, illetve realizált árat!

A nyári többletigényt a kereskedő 2 Ft/kWh-val drágábban, 18 Ft/kWh áron számolja el (egyelőre nem firtatjuk azt a kérdést, hogy a kereskedő hogyan és honnan szerezte be ezt az energiamennyiséget). Az energiamennyiség:

$$E_{\text{többletigény}} = N_h \cdot P = 28 \cdot 5 \text{ [h]} \cdot 5 \text{ [kW]} = 700 \text{ [kWh]}$$

$$C_{\text{többletigény}} = E_{\text{többletigény}} \cdot p_{\text{többletigény}} = 700 \text{ [kWh]} \cdot 18 \text{ [Ft/kWh]} = 12\,600 \text{ [Ft]}$$

Más szempontból megközelítve, erre az energiamennyiséget a kereskedő a büntetőtarifa miatt drágábban adja:

$$\Delta C_{\text{többletigény}} = E_{\text{többletigény}} \cdot \Delta p_{\text{többletigény}} = 700 \text{ [kWh]} \cdot 2 \text{ [Ft/kWh]} = 1\,400 \text{ [Ft]}$$

A téltre megadott, csökkentett igényt a kereskedő szintén 2 Ft-tal bünteti kWh-ként. Ez a nem megvásárolt energiamennyiség:

$$E_{\text{felesleg}} = N_h \cdot P = 28 \cdot 12 \text{ [h]} \cdot 3 \text{ [kW]} = 1008 \text{ [kWh]}$$

Ezt az energiát a felhasználó nem fogyasztja el (holott tervezte), ezért a kereskedőnek büntetést fizet:

$$\Delta C_{\text{felesleg}} = E_{\text{felesleg}} \cdot \Delta p_{\text{felesleg}} = 1008 \text{ [kWh]} \cdot 2 \text{ [Ft/kWh]} = 2\,016 \text{ [Ft]}$$

Másként fogalmazva: ezt az energiamennyiséget a felhasználó már megvette 16 Ft/kWh áron, majd – mivel nincs rá szüksége – visszaadja a kereskedőnek 14 Ft/kWh áron.

A teljes költség a következő módon számítható:

- A kereskedőnek az elfogyasztott villamosenergia-mennyiség alapján fizet:

$$C_{\text{alap}} = E_{\text{mérés}} \cdot p_{\text{alap}} = (244\,800 + 700 - 1\,008) \cdot 16 = 3\,911\,872 \text{ [Ft]}$$

- Nem tudtuk előre, de a fenti fogyasztás bizonyos időszakokban átlépte a tervezett értéket, összesen 700 kWh-val. Ezért 2 Ft/kWh büntetést többlet fizet:

$$\Delta C_{\text{többletigény}} = 1\,400 \text{ [Ft]}$$

- Más időszakokban a fogyasztás nem érte el a tervet, ez összesen 1008 kWh mennyiség. Ezért nem fizetjük ki a 16Ft/kWh-ot (az elszámolás alapja a mérés), csak 2 Ft/kWh büntető tarifát számol a kereskedő.

$$\Delta C_{\text{felesleg}} = 2\,016 \text{ [Ft]}$$

Végeredményben a teljes költség:

$$C_{\text{total}} = 3\,911\,872 + 1\,400 + 2\,016 = 3\,915\,288 \text{ [Ft]}$$

Bár a teljes költség csökkent, valójában az eredeti 244,8 MWh helyett 244,492 MWh energiát fogyasztottunk. Így a fajlagos ár végeredményben növekedett:

$$p_{\text{realized}} = \frac{3\,915\,288 \text{ [Ft]}}{244\,492 \text{ [kWh]}} = 16,014 \text{ [Ft/kWh]}$$

### 3 PROFILOS FOGYASZTÓ ELSZÁMOLÁSA

Vegyünk egy profilos fogyasztót, akinek mértékadó éves fogyasztás 3000 kWh. A profilt az alábbi táblázat tartalmazza, az egyszerűség kedvéért egy napot 6 darab, 4 órás elszámolási mérési intervallumra osztottunk.

[kWh]	H1-H4	H5-H8	H9-H12	H13-H16	H17-H20	H21-H24
Hétköznap	0,32	0,32	0,60	0,60	0,80	0,40
Hétféje	0,35	0,35	0,48	0,81	0,48	0,35

#### 1. Helyes-e a profil?

Ehhez az kell, hogy a profil energiatartalma éves szinten 1000 kWh legyen.

A hétköznapra/hétféjére megadott értékek szerint egy hétköznap/hétféji napon a fogyasztás:

$$E_{1\text{hétköznap}} = 0,32 + 0,32 + 0,60 + 0,60 + 0,80 + 0,40 = 3,04 \text{ [kWh]}$$

$$E_{1\text{hétféjén}} = 0,35 + 0,35 + 0,48 + 0,81 + 0,48 + 0,35 = 2,82 \text{ [kWh]}$$

A leegyszerűsített év szerint 240 hétköznap és 96 hétféji nap van, így a teljes fogyasztás a profil szerint:

$$E_{\text{profil}} = 240 \cdot 3,04 + 96 \cdot 2,82 = 729,60 + 270,72 = 1000,32 \text{ [kWh]}$$

A profil szerinti éves fogyasztás tehát közel 1000 kWh, a különbséget vegyük kerekítési hibának... ☺ (Valóságban a profil értékét sok-sok tizedes jegyre adják meg.)

#### 2. Mennyi a fogyasztó modellezett teljesítménye egy nyári hétköznapon, délután 15:30-kor?

Hétköznap 15:30 valójában a H16-os óra, tehát a fenti érték szerint 0,6 kWh a profil fogyasztása az adott elszámolási intervallumban. Azonban a profil 1000 kWh éves fogyasztásra vonatkozik, míg a fogyasztó mértékadó éves fogyasztása ennek háromszorosa. Továbbá egy elszámolási mérési intervallum az egyszerűsítés miatt most 4 óra, így az átlagos teljesítmény:

$$P_{15:30} = \frac{0,6 \text{ [kWh]} \cdot \frac{3000}{1000}}{4 \text{ [h]}} = 0,45 \text{ [kW]} = 450 \text{ [W]}$$

### 4 EGYETEMES SZOLGÁLTATÁS

#### 3. A fogyasztó egyetemes szolgáltatótól veszi a villamos energiát, az A1 díjszabás szerint. Mekkora a havi részszámlájának az értéke? (Csak az energiadíj.) Az A1 kedvezményes árszabás díj 15,06 Ft/kWh, az A1 normál árszabás díja 16,10 Ft/kWh.

A havi részszámlában egy havi villamosenergia-mennyiség kerül elszámolásra, ez 3000 kWh esetén 250 kWh. Ebből az első 110 kWh kedvezményes árszabás szerint kerül elszámolásra, a többi (140 kWh) a normál árszabás szerint. Ez az összeg így:

$$\begin{aligned} & 110 \text{ [kWh]} \cdot 15,06 \text{ [Ft/kWh]} + 140 \text{ [kWh]} \cdot 16,10 \text{ [Ft/kWh]} = \\ & = 1656,6 \text{ [Ft]} + 2254 \text{ [Ft]} = 3910,6 \text{ [Ft]} \end{aligned}$$

4. Tegyük fel, hogy az éves leolvasáskor kiderül, hogy a fogyasztó éves fogyasztása valójában 3060 kWh volt. Mennyivel kell többet fizetni az utolsó havi részszámlában?

Mivel a többlet 60 kWh biztosan a normál díjszabás szerint kerül elszámolásra, ezért az utolsó havi számla értéke ennek költségével meg fog növekedni:

$$60 \text{ [kWh]} \cdot 16,1 \text{ [Ft/kWh]} = 966 \text{ [Ft]}$$

A továbbiakban a havi részszámlák 255kWh-ról fognak szólni, mivel az egyetemes szolgáltató a mérések alapján módosítja az adott fogyasztó mértékadó éves fogyasztását 3060 kWh értékre.

5. Ki biztosította ezt a többlet fogyasztást az év folyamán? Milyen költségen?

Ezt az éves többletfogyasztást évközben a kereskedő nem vásárolta meg, mégis megjelent a rendszerben. Ezért látszólag az elosztó hálózat veszteségében jelent meg. Ebből következően a hiányt az elosztóhálózati engedélyes biztosította, akinek feladata az elosztó hálózat veszteségének pótlása.

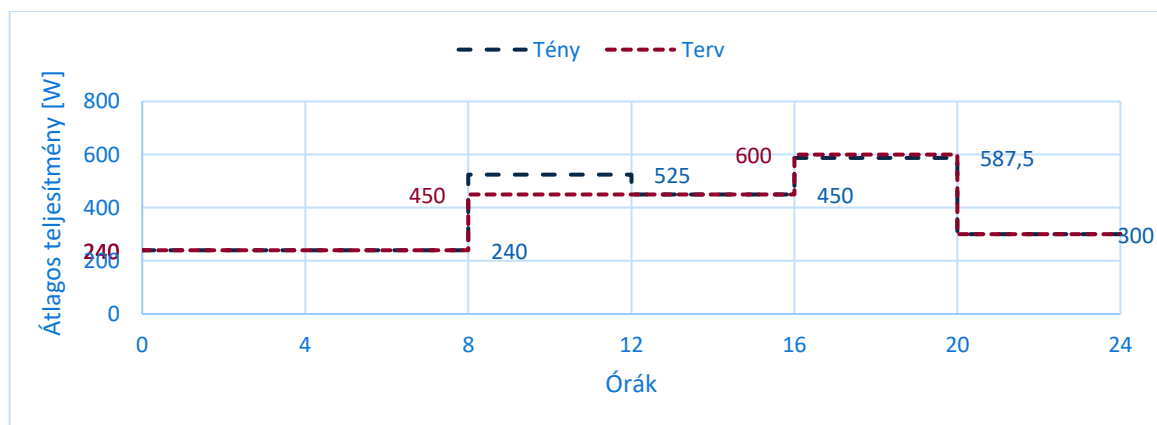
(Az elosztóhálózat üzemeltetés monopol feladat, tehát annak költségeit az árszabályozás finanszírozza, ld. a félév második részében az árszabályozás témáját. Röviden most: a szabályozó hatóság minden évben meghatározza azt a költséget, ami indokolt az elosztó hálózati veszteség pótlására.)

Azonban ezt, az utólag lemérhető, *mennyiségi eltérésnek* nevezett volument minden egyes kereskedővel utólag elszámolja. Az elszámolási árat az elosztói szabályzat tartalmazza, mely a veszteség pótlásának elismert ára, egy  $\pm 20\%$  ösztönző faktorral figyelembe véve.

Itt kell megjegyezni, hogy a veszteségben nem csak a mennyiségi eltérés jelenik meg, hanem a profilos fogyasztó profiltól való eltérése is. Ezt nevezzük *profil eltérésnek*. Valójában a profil eltérés éves összege adja a mennyiségi eltérést. Ha a mennyiségi eltérés 0, akkor is beszélhetünk profileltérésről, de ekkor a profiltól való eltérések éves szinten előjelesen kioltják egymást (egyik órában pozitív, másik órában negatív).

## 5 PROFIL ELTÉRÉS

Tegyük fel, hogy valahogyan megmértük a fogyasztó tényleges fogyasztását. Újfént egyszerűsítve a helyzeten, tegyük fel, hogy a fogyasztó a profilhoz képest minden hétköznap a 3. elszámolási intervallumban többet (2,10 kWh), az 5. elszámolási intervallumban kevesebbet (2,35 kWh) fogyaszt. (Az ábrán az időtengely miatt teljesítményt ábrázoltunk.)



6. Mekkora mennyiségi eltérést okoz-e az év végén?



Egy hétköznapi napon így tényleges fogyasztás:

$$\begin{aligned}
 E_{1\text{hétköznap}}^{\text{mért}} &= 240 \text{ [W]} \cdot 4 \text{ [h]} + 240 \text{ [W]} \cdot 4 \text{ [h]} + 525 \text{ [W]} \cdot 4 \text{ [h]} + 450 \text{ [W]} \cdot 4 \text{ [h]} \\
 &\quad + 587,5 \text{ [W]} \cdot 4 \text{ [h]} + 300 \text{ [W]} \cdot 4 \text{ [h]} = \\
 &= 0,96 \text{ [kWh]} + 0,96 \text{ [kWh]} + 2,10 \text{ [kWh]} + 1,80 \text{ [kWh]} + 2,35 \text{ [kWh]} \\
 &\quad + 1,20 \text{ [kWh]} = \\
 &= 9,370 \text{ [kWh]}
 \end{aligned}$$

Emlékeztetőül, a profilos fogyasztásból adódó terv:

$$E_{1\text{hétköznap}}^{\text{terv}} = \frac{3000}{1000} \cdot E_{1\text{hétköznap}} = 3 \cdot 3,04 \text{ [kWh]} = 9,12 \text{ [kWh]}$$

Tehát naponta 0,235 kWh többlet, ami évvégén:

$$ME = N_{\text{hétköznap}} \cdot (E_{1\text{hétköznap}}^{\text{mért}} - E_{1\text{hétköznap}}^{\text{terv}}) = 12 \cdot 20 \cdot 0,25 \text{ [kWh]} = 56,4 \text{ [kWh]}$$

#### 7. Miként értelmezzük ekkor a profil eltérést?

Profil eltérésről elosztóhálózati szinten beszélhetünk, ami a profilos fogyasztók profiltól való eltéréseinek az összege negyedóránként. Tehát a profil eltérés valójában egy idősor, mely minden elszámolási mérési intervallumra megadja a profilos fogyasztók profiltól való eltéréseink előjeles összegét.

A példában – ha feltesszük, hogy csak ez az egyetlen profilos fogyasztó az elosztó hálózaton – a 8-12, illetve a 16-20 órák között beszélhetünk profil eltérésről. Az előbbi időszakban +75 kWh, az utóbbi időszakban –12,5 kWh óránként. Láthatjuk, hogy ennek éves összege éppen a mennyiségi eltérést adja vissza:

$$ME = N_{\text{hétköznap}} (75 \text{ [W]} \cdot 4 \text{ [h]} - 12,5 \text{ [W]} \cdot 4 \text{ [h]}) = 12 \cdot 20 \cdot (300 - 50) = 56,4 \text{ [kWh]}$$

A profil eltérés mértéke ebből következően minden elszámolási mérési intervallumban más-más. Ha feltesszük, hogy a fenti fogyasztó az egyetlen a rendszerben, akkor a profil eltérés értéke:

[kWh]	H1-H4	H5-H8	H9-H12	H13-H16	H17-H20	H21-H24
Hétköznap	0,00	0,00	<b>0,30</b>	0,00	<b>-0,05</b>	0,00
Hétfvége	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

## 6 MÉRÉSEK SZÉTVÁLASZTÁSA

8. Vegyük az alábbi átadási pont méréseit egy adott hétköznapra. Határozza meg az elosztó hálózati maradék értékét az egyes elszámolási mérési intervallumokban!

[MWh]	H1-H4	H5-H8	H9-H12	H13-H16	H17-H20	H21-H24
Total	63,60	85,86	146,28	143,10	153,70	72,08
Idősorosok	36,00	56,00	90,00	90,00	85,00	40,00
Profilból	24,00	24,00	45,00	45,00	60,00	30,00

Az elosztó hálózati maradék a veszteség és a profil eltérés összege. Megkapjuk, hogy a teljes mérésből levonjuk az idősoros fogyasztók méréseit, valamint a profilos fogyasztók terv méréseit:

[MWh]	H1-H4	H5-H8	H9-H12	H13-H16	H17-H20	H21-H24
Maradék	3,60	5,86	11,28	8,10	8,70	2,08

Napi szinten ez 39,62 MWh, ami tartalmazza a veszteséget és a profileltéréseket. A kettő elszámolási mérési intervallumra lebontva nem határozható meg egyértelműen.

9. Ha tudjuk, hogy a profilos fogyasztó mennyiségi eltérése az adott napon +2 MWh, akkor mekkora a veszteség, illetve annak fogyasztásra vonatkoztatott százalékos értéke?

A mennyiségi eltérés eltávolításával megkapjuk, hogy a veszteség 37,62 MWh. A teljes fogyasztás ekkor:

$$E_{\text{total}}^{\text{profilos}} = 24 + 24 + 45 + 45 + 60 + 30 = 228 \text{ [MWh]}$$

$$E_{\text{total}}^{\text{idősoros}} = 36 + 56 + 90 + 90 + 85 + 40 = 397 \text{ [MWh]}$$

$$E_{\text{ME}}^{\text{profilos}} = 2 \text{ [MWh]}$$

$$E_{\text{total}} = E_{\text{total}}^{\text{profilos}} + E_{\text{total}}^{\text{idősoros}} + E_{\text{ME}}^{\text{profilos}} = 627 \text{ [MWh]}$$

Így a veszteség fogyasztásra vonatkoztatott százalékos értéke:

$$\frac{E_{\text{veszteség}}}{E_{\text{total}}} = \frac{37,62}{627} = 0,06 = 6\%$$

# Nagykereskedelem – gyakorlat

## Villamosenergia-piac, VIVEMA05

Egy mérlegkörben mérlegkör-felelős feladatot lát el. A gyakorlat folyamán végig vesszük, hogy milyen feladatokat kell elvégeznie. A papíron követhető gyakorlat érdekében csak a 13:00-14:00 közötti négy elszámolási mérési intervallumot vesszük figyelembe.

## 1 SZERZŐDÉSES ADATOK

A mérlegkörébe tartoznak:

- profil elszámolású fogyasztók, kikkel teljes ellátás alapú szerződést kötött, tervezett fogyasztásuk a tanult módon, a profilnaptár alapján meghatározható:

[kWh]	Összesen:
13:00-13:15	2360
13:15-13:30	2300
13:30-13:45	2290
13:45-14:00	2205

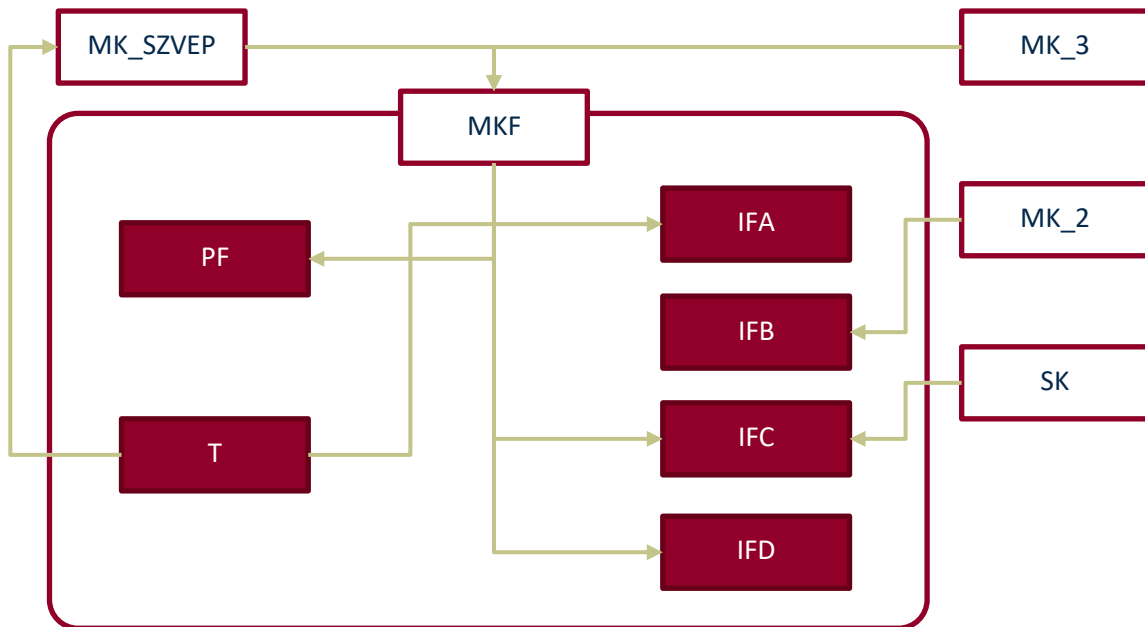
- egy erőmű (termelő): a határidős piacon eladott 30 MW BASE, és 10 MW PEAK kapacitást.
- négy, idősoros nagyfogyasztó (piaci felhasználó), melyeknek a következő menetrend alapú szerződéseik vannak (az ipari D fogyasztónak nincs menetrendalapú szerződése)

Kinek	Kivel	MW
Ipari A	Mérlegkörbe tartozó termelővel	4
Ipari B	Másik mérlegkörbe (MK2) tartozó termelővel	12
Ipari C	Határon túlról importál (SK)	3

Az Ipari D felhasználóra 1250kWh fogyasztással tervezünk minden negyedóra. A mérlegkörfelelős – mint kereskedő – további szerződése (mellyel a profilos és Ipari D felhasználó igényeit látja el):

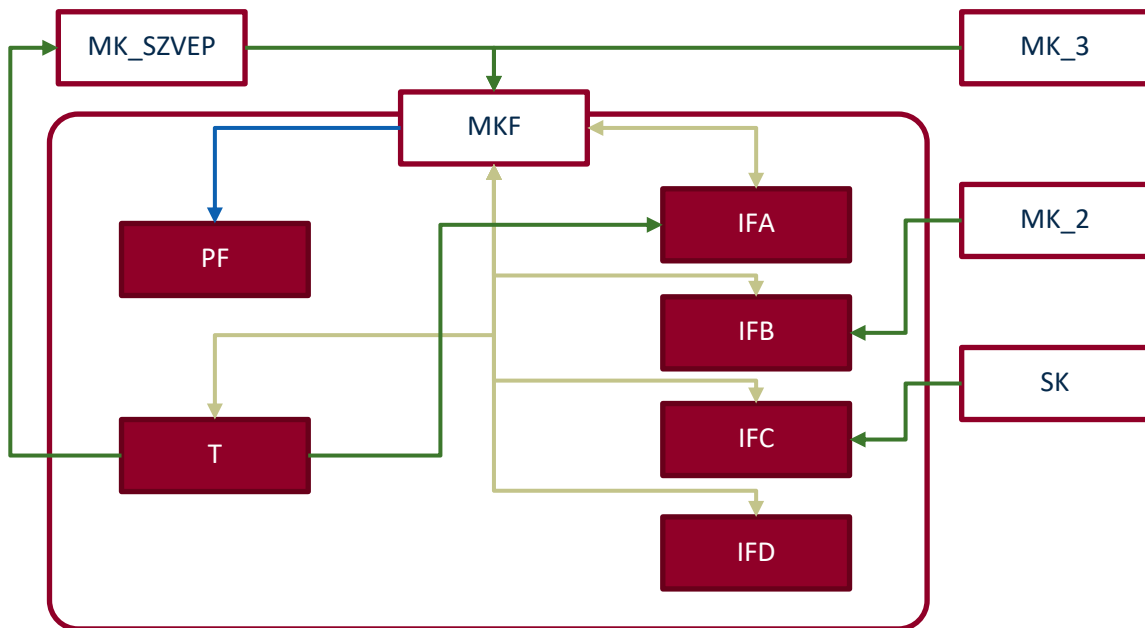
- menetrend-alapú szerződés keretében 10MW PEAK terméket vásárol az MK3 mérlegkörből
- a megmaradt fogyasztást, vagy esetleg többletet (rövid/hosszú pozíciókat) a szervezett villamos-energiapiacra értékesíti. A szervezett villamosenergia-piacon azonban csak órás termékek vannak, s legkisebb kereskedett mennyiség 0,1MW. Ezért minden órában a szükséges energia mennyiség kerekített értékét vásárolja meg!

1. Ábrán rajzolja fel a mérlegkör kereskedelmi tranzakcióit!



## 2 MENETREND ELSZÁMOLÁS

2. Foglalja össze, hogy a mérlegkör szereplőinek kivel és milyen jellegű szerződéseik vannak?



menetrend-alapú szerződés



teljesellátás-alapú szerződés



részlegesellátás-alapú szerződés

3. Határozza meg a mérlegkörfelelős szükséges beszerzéseit és az erőmű menetrendjét **a második negyedóra**ra!

A mérlegkör felelős által vásárolandó mennyiségnek fedeznie kell a profilos fogyasztók, az idősoros D fogyasztó igényét:

$$2300 + 1250 = 3550 \text{ kWh}$$

A már beszerzett energiamennyiség az MK3 mérlegkörből:

$$10 \cdot 1000/4 = 2500 \text{ kWh}$$

Így a szervezett piacról szükséges vásárlás:

$$3550 - 2500 = 1050 \text{ kWh}$$

Ehhez a tőzsdén egy 4,2MW órás terméket kell vásárolni. Itt jegyezzük meg, hogy a tőzsdén vásárolható legkisebb mennyiségű termék 0,1MW, tehát negyedóránként 25kWh. Továbbá a másnapi piacon csak órás termék áll rendelkezésre. Ebből következően a negyedóránként változó profil pontos kiegyenlítése tőzsdei tranzakciókkal nem lehetséges. Ekkor a mérlegkörfelelős az OTC platformokon, vagy az intraday tőzsdén tud kereskedni. Ugyanakkor a különbség elhanyagolható, és a kiegyenlített menetrend beadása sem elvárás.

4. Mérlegkör-felelősként tervezze meg a mérlegkör menetrendjét a második intervallumra, követe annak struktúráját!

FOGYASZTÁS: profilos és idősoros fogyasztás szerint bontandó

TERMELÉS: blokkonként bontandó

BELKER: mérlegkörönként bontandó

KÜLKER: metszékenként bontandó

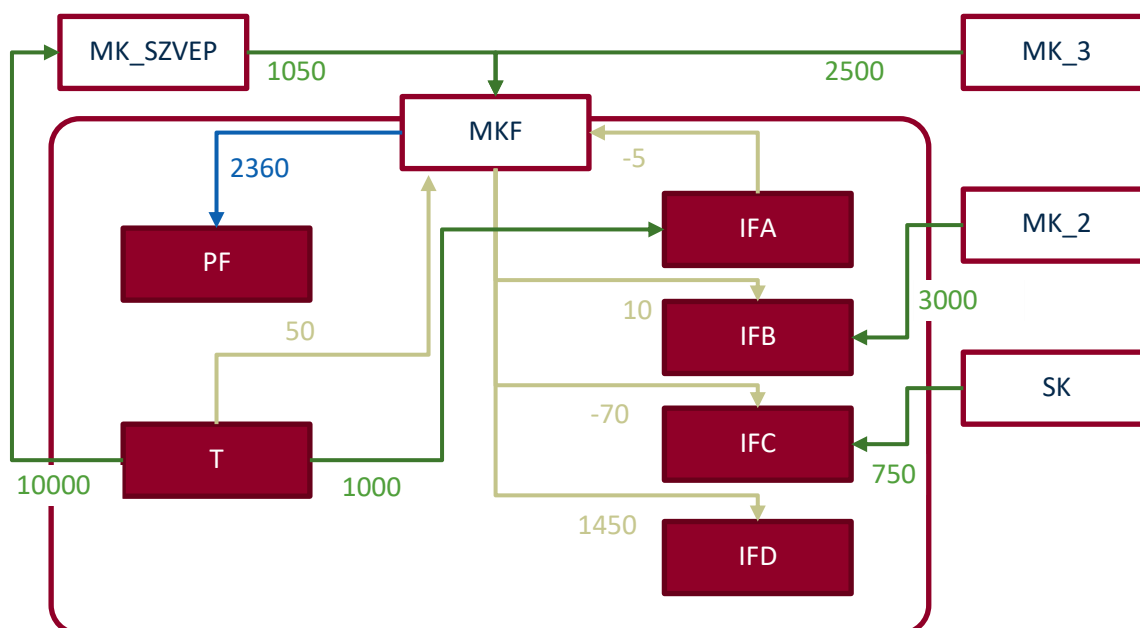
Fogyasztás Profil	Fogyasztás Idősoros	Termelés	Belker MK2	Belker MK3	Belker SZVEP	KülKer	Összeg
-2300	(4+12+3+5) ×250= -6000 kWh	(30+10) ×250= 11000 kWh	3000	2500	(1050-10000)=-8950	750	0

### 3 ELSZÁMOLÁS MÉRLEGKÖRÖN BELÜL ÉS KÍVÜL

5. A 13:00-tól kezdődően adottak az alábbi mérések.

Szereplő:	Negyedórás mérés (13:00-13:15) [kWh]	Negyedórás mérés (13:15-13:30) [kWh]	Negyedórás mérés (13:30-13:45) [kWh]	Negyedórás mérés (13:45-14:00) [kWh]
Ipari A	-995	-995	-995	-1005
Ipari B	-3010	-3010	-2990	-2990
Ipari C	-680	-480	-280	-80
Ipari D	-1450	-1450	-1250	-1250
Termelő	+11050	+11050	+10000	+12000

Határozza meg, hogy az egyes szereplők szerződéseiben mi kerül elszámolásra az **első intervallumban**?



6. Határozza meg a mérlegkör kiegyenlítő energiáját az összes negyedórában! A termelőtől az utolsó negyedórában 4 MW teljesítmény felszabályozást igényelt a rendszerirányító.

Szereplő:	QH1 [kWh]	QH2 [kWh]	QH3 [kWh]	QH4 [kWh]
<b>Production Plan</b>	11000	11000	11000	11000
<b>Consumption Plan (only metered)</b>	6000	6000	6000	6000
<b>Production Fact</b>	11050	11050	10000	12000
<b>Consumption Fact</b>	6135	5935	5515	5325
<b>Command</b>				1000
<b>Balancing Energy</b>	<b>-50+135 = 85</b>	<b>-50-65 = -115</b>	<b>1000-485 = 515</b>	<b>0-675 = -675</b>

7. A tőzsdei ár 15Ft/kWh, a p fel 25Ft/kWh, a ple 10Ft/kWh. Büntetési tényező 20%. Mennyi a kiegyenlítő energia ár, illetve költség az egyes esetekben? Az első fél órában a rendszer többletes, a másodikban a rendszer hiányos volt.

Szereplő:	QH1 [kWh]	QH2 [kWh]	QH3 [kWh]	QH4 [kWh]
<b>system</b>	surplus (-)	surplus (-)	deficit (+)	deficit (+)
<b>balancegroup</b>	deficit (+)	surplus (-)	deficit (+)	surplus (-)
<b>px</b>	15	15	15	15
<b>pfel</b>			25	25
<b>ple</b>	10	10		
<b>BE price</b>	10	10	25	25
<b>energy direction</b>	TSO → BRP	BRP → TSO	TSO → BRP	BRP → TSO
<b>reserve direction</b>	TSO → plant	TSO → plant	plant → TSO	plant → TSO
<b>reserve payment</b>	plant → TSO (10)	plant → TSO (10)	TSO → plant (25)	TSO → plant (25)
<b>BE payment</b>	BG → TSO	TSO → BG	BG → TSO	TSO → BG
<b>BE price with B</b>	$10 \times (1+0,2) = 12$	$10 \times (1-0,2) = 8$	$25 \times (1+0,2) = 30,0$	$25 \times (1-0,2) = 20$
<b>BE Costs</b>	<b>1020 (expense)</b>	<b>-920 (income)</b>	<b>15 450 (expense)</b>	<b>-13 500 (income)</b>

Ha leszabályozási egységár -5Ft/kWh (vagyis a TSO fizetett az erőműveknek), akkor kicsit másként alakul:

Szereplő:	QH1 [kWh]	QH2 [kWh]
<b>system</b>	surplus (-)	surplus (-)
<b>balancegroup</b>	deficit (+)	surplus (-)
<b>px</b>	15	15
<b>pfel</b>		
<b>ple</b>	-5	-5
<b>BE price</b>	-5	-5
<b>energy direction</b>	TSO → BRP	BRP → TSO
<b>reserve direction</b>	TSO → plant	TSO → plant
<b>reserve payment</b>	TSO → plant (5)	TSO → plant (5)
<b>BE payment</b>	TSO → BG	BG → TSO
<b>BE price with B</b>	$(-5) \times (1-0,2) = -4$	$(-5) \times (1+0,2) = -6$
<b>BE Costs</b>	<b>-340 (income)</b>	<b>690 (expense)</b>

8. A tőzsdei ár 15Ft/kWh, a p fel 25Ft/kWh, a ple 10Ft/kWh. Nincs büntetési tényező, egyáras kiegyenlítőenergia-árazást alkalmazunk. Mennyi a kiegyenlítő energia ár, illetve költség az egyes esetekben? Az első fél órában a rendszer többletes, a másodikban a rendszer hiányos volt.

Szereplő:	QH1 [kWh]	QH2 [kWh]	QH3 [kWh]	QH4 [kWh]
system	surplus (-)	surplus (-)	deficit (+)	deficit (+)
balancegroup	deficit (+)	surplus (-)	deficit (+)	surplus (-)
px	15	15	15	15
pfel			25	25
ple	10	10		
BE price	10	10	25	25
energy direction	TSO → BRP	BRP → TSO	TSO → BRP	BRP → TSO
reserve direction	TSO → plant	TSO → plant	plant → TSO	plant → TSO
reserve payment	plant → TSO (10)	plant → TSO (10)	TSO → plant (25)	TSO → plant (25)
BE payment	BG → TSO (10)	TSO → BG (10)	BG → TSO (25)	TSO → BG (25)
BE Costs	<b>850 (expense)</b>	<b>-1150 (income)</b>	<b>12 875 (expense)</b>	<b>-16 875 (income)</b>

## 4 SZERVEZETT PIAC

Az „A” szervezett villamosenergia-piac (SZVEP) H01 órás termékére a következő ajánlatokat adták be:

K1: -100MWh @ 35€/MWh vétel

K4: 250MWh @ 10→15€/MWh eladás

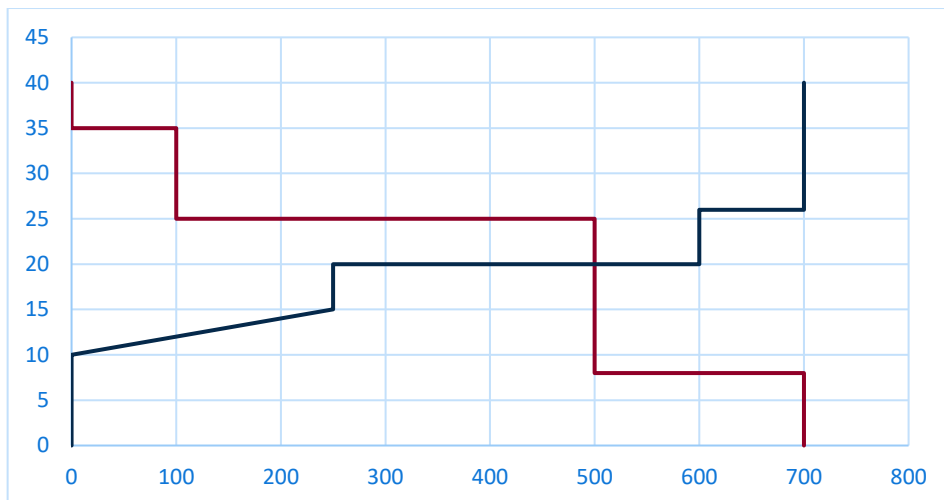
K2: -400MWh @ 25€/MWh vétel

K5: 100MWh @ 26€/MWh eladás

K3: -200MWh @ 8€/MWh vétel

K6: 350MWh @ 20€/MWh eladás

9. Rajzolja fel az aggregált görbéket, s határozza meg a klíringet!



MCP = 20, MCV = 500

10. Határozza meg az eladási és vételi többletet, valamint a társadalmi jólét értékét!

$$DSP = 15 \times 100 + 5 \times 400 = 1500 + 2000 = 3500$$

$$SSP = 250 \times 7,5 = 1875$$

$$SW = 5375$$

## 5 KOMPLEX AJÁNLAT

Vegyünk egy kínálati komplex ajánlatot! Minden órára a következő energiaajánlatokat adja be a piaci szereplő:

40MWh @ 0€/MWh eladás  
 20MWh @ 40€/MWh eladás  
 20MWh @ 50€/MWh eladás  
 20MWh @ 60€/MWh eladás

11. Tegyük fel, hogy a tőzsdei árak (MCP) a következő módon alakulnak:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
30 €/MWh						42 €/MWh						55 €/MWh				64 €/MWh		38 €/MWh					

Határozza meg a komplex ajánlatra allokkált mennyiséget és a szereplő bevételét!

	MCP	Q/h	QSUM	INC/h	INC
H1-H6	30	40	40×6 = 240	1200	7200
H7-H12	42	60	60×6 = 360	2520	15120
H13-H16	55	80	80×4 = 320	4400	17600
H17-H18	64	100	100×2 = 200	6400	12800
H19-H24	38	40	40×6 = 240	1520	9120

12. Határozza meg a szereplő többletét!

	MCP	Q/h	SP/h	SP
H1-H6	30	40	1200	7200
H7-H12	42	60	1800	10800
H13-H16	55	80	2600	10400
H17-H18	64	100	3400	6800
H19-H24	38	40	1520	9120

Összesen: SP = 36400, INC = 61840

13. Ha a szereplő FT = 5000, VT = 40 paraméterekkel MIC korlátot fűz a komplex ajánlathoz, akkor elfogadható-e az ajánlat?

Elvárt bevétel:  $(240+360+320+200+240) \times 40 + 5000 = 59400$ . Elfogadható.

14. Hogyan értelmezhető SSC = 1 korlát?

Ha a MIC feltétel nem teljesülne, akkor az első órában, a legolcsóbb lépcső bent marad. Ezt az alacsony limitár miatt valószínűleg elfogadják, így az első órában 40MWh lenne az allokkáció.

15. A szereplő D = 30 paraméterrel LGC korlátot fűz a komplex ajánlathoz, így a H18-H19 óra gradiense nem megengedhető.

a) Csökkentsük a H18 allokkációját!

Legyen a H18 órában az allokkáció 70. Így teljesül az LGC korlát. A csökkentett allokkáció miatt a többlet a H18 órában: 3180. (A változás -220.)



b) Növeljük a H19 allokációját!

Legyen a H19 órában az allokáció 70. Így teljesül az LGC korlát. A növelt allokáció miatt a többlet a H19 órában: 1360. (A változás -160)

c) Melyik a jobb, illetve mi lenne a legjobb megoldás?

Az utóbbiban a többlet csak 160-at csökken, tehát a szereplő szempontjából jobb.

A legjobb megoldás a H18 órában 90, a H19 órában 60 MWh allokáció. Ekkor is teljesül a korlát, a többletek a H18 órában: 3360, a H19 órában 1480. Összesen a változás így  $(-40-40 = -80)$ .

16. Egy áramtőzsdére egy tárolói engedélyes az alábbi láncolt blokkot adja be:

- szülő blokk: 16 MW vételi ajánlati blokk H1-H6 órákra, 40 €/MWh limitáron
- gyerek blokk: 30 MW eladási ajánlati blokk H16-H18 órákra, 70 €/MWh limitáron.

Határozza meg a láncolt blokk klíringjét (elfogadható-e vagy sem), illetve többletét, a következő két esetben!

€/MWh	H1-H3	H4-H6	H7-H9	H10-H12	H13-H15	H16-H18	H19-H21	H22-H24
a)	32	42	54	56	65	66	69	57
b)	39	43	54	55	65	72	70	60

Az EUPHEMIA szerint a fenti lánkra a következő elfogadási feltételek vonatkoznak:

- a szülő blokk elfogadható önmagában, ha in-the-money,
- a szülő blokk elfogadható akkor is, ha a gyerek blokkal együtt a teljes lánc in-the-money, valamint a gyerek blokk is in-the-money.
- in-the-money jelentése: a blokk(ok) óráiban a kialakult klíring ár magasabb, mint a blokk limitára

A szülő blokk óráiban az átlagár:

- a) 37,0 €/MWh
- b) 41,0 €/MWh

A gyerek blokk óráiban az átlagár:

- a) 66,0 €/MWh
- b) 72,0 €/MWh

Ebből következően az egyes blokkok többletei magukban:

Szülő - vételi

- a)  $16 \times 6 \times (40 - 37) = 96 \times (3) = 288 \text{ €}$
- b)  $16 \times 6 \times (40 - 41) = 96 \times (-1) = -96 \text{ €}$

Gyerek - eladási

- a)  $30 \times 3 \times (66 - 70) = 90 \times (-4) = -360 \text{ €}$
- b)  $30 \times 3 \times (72 - 70) = 90 \times (2) = 180 \text{ €}$

Együtt

-72€, de igazából itt nem érdekes

84€.

Ebből következően az a) esetben csak a szülőt, b) esetben a teljes láncot lehet el fogadni.

17. Vegyünk egy tőzsdét, melyen összesen egy órára lehet kereskedni! A következő ajánlatokat adták be a szereplők:

Szereplő	Q [MWh]	P [€/MWh]
F1	-80	50
F2	-50	30
T1	50	20
T2	60	40

Valamint az egyik szereplő beadott egy reguláris eladási blokkajánlatot,  $Q = 40$  MWh,  $p = 35$  €/MWh limitárral.

- Első lépésben a blokkterméket hagyja figyelmen kívül, és határozza meg a klíringet a H1 és H2 órában: MCP, MCV, SW!
- A klíringárak alapján elfogadható-e a blokk?
- A blokkajánlat elfogadásával határozza meg a klíringet: MCP, MCV, SW! Mit tapasztal? (Tipp: a blokkajánlatot vegye „árelfogadó” ajánlatként, s így rajzolja a görbéket, és számolja a klíringet. Természetesen az SW számolásánál a blokk limitárát kell figyelembe venni.)

Blokkajánlat nélkül az elfogadási arányok (a jólétet most úgy számoljuk, hogy a keresleti görbe elfogadott területéből kivonom a kínálati görbe elfogadott területét)

Szereplő	Q [MWh]	P [€/MWh]	ACC	ACC*Q	-ACC*Q*P
F1	-80	50	1	-80	4000
F2	-50	30	0	0	0
T1	50	20	1	50	-1000
T2	60	40	0,5	30	-1200
ÖSSZ				0	1800

Az MCP ár a T2 ajánlat parciális volta miatt 40€/MWh.

Így MCP = 40, MCV = 80, SW = 1800. (3 pont)

H2 ugyanez (0 pont).

Mivel a blokk limitára (35) alacsonyabb a klíringárak átlagánál (40), ezért az árak alapján elfogadható a blokk (2 pont).

Ha blokkot elfogadjuk, a következő módon alakulnak az értékek:

Szereplő	Q [MWh]	P [€/MWh]	ACC	ACC*Q	-ACC*Q*P
F1	-80	50	1	-80	4000
F2	-50	30	0,2	-10	300
T1	50	20	1	50	-1000
T2	60	40	0	0	0
TB	40	35	1	40	-1400
ÖSSZ				0	1900

Az MCP ár a G2 ajánlat parciális volta miatt 30€/MWh. Ez az ár azonban nem engedi már elfogadni a blokkajánlatot! - /30€/MWh MCP mellett a blokk PAB lenne, de az SW magában több (1900€) lenne, mint az elutasításával alább (1800€)/

→A blokk kiesésével tkp. az a) szerinti állapotba jutunk vissza:

Így MCP = 40, MCV = 80, SW = 1800. (3 pont)

A blokkot tehát nem szabad elfogadni, még akkor sem, hogy ha látszólag az klíringárok miatt lehetne. Ez egy paradoxically rejected block MCP=40 mellett. (PRB) (2 pont)

# Reguláció

---

*Reguláció szükségessége, eszközei  
Megtérülési ráta és ösztönző szabályozások*

2022. november 21.

Előadó: Dr. Grabner Péter



Villamos Energetika Tanszék



Villamos Művek és Környezet Csoport

The background is a faded, light green image of a high-voltage power line tower with multiple insulators and cables. A thin green line runs horizontally across the top of the slide, starting with a small wave-like pattern on the left.

# Fogalmi értelmezés

---

# Definíció

- **Monopólium**nak nevezzük azt a vállalatot, amely egy adott terméket vagy szolgáltatást egyedül kínál egy adott piacon. Általában nem tekintjük monopóliumnak azt a vállalatot, amely más termékekkel jól helyettesíthető javakat állít elő.
- Amikor egy versenyző piac monopolizálódik, jövedelemátcsoportosítás megy végbe a fogyasztóktól a monopol helyzetben lévő vállalathoz: a fogyasztói többlet egy része a monopol helyzetben lévő vállalat többletévé alakul át.
- A monopólium számára optimális kibocsátás pontjában az ár mindig nagyobb, mint a határkölség\*. **Mikroökonomiai alapon bizonyítható, hogy a monopólium nem hatékony.**
  - ***A bizonyítástól a tárgy keretei között eltekintünk!***
- Nem mindenki vesztese a monopólium kialakulásának:
  - A fogyasztók egyértelműen igen: kevesebb terméket, magasabb áron vásárolnak, és vannak olyan fogyasztók, akik kiszorulnak a piacról annak ellenére, hogy a terméket többre értékelik, mint annak határkölsége.
  - A vállalat azonban nyertese a monopolhelyzetnek: mivel határkölség feletti áron értékesít, a tökéletes verseny körülményei között működő vállalattól eltérően, hosszú távon is gazdasági profitot ér el.

\*A határkölség az mutatja meg, hogy a termelést egy egységnyivel növelve, mennyivel változik az összkölség, vagyis mekkora az összkölsége egy egységnyi pótlólagos kibocsátásnak.

# A monopóliumok típusai

- **Természetes:**

A monopólium fennállása technológiai tényezőknek köszönhető. A természetes monopólium akkor jön létre, amikor egy piacot egyetlen cég lényegesen gazdaságosabban tud kiszolgálni, mint több vállalat. Az egyetlen piaci kínáló költségei szubadditívak (szubadditív, azaz alacsonyabb összköltséget érünk el összességében, ha egy vállalat termel több terméket, mintha minden egyes terméket más-más vállalat állítana elő).

- **Mesterséges:**

Általában állam által adományozott jogok (engedélyezés), de előfordulhat olyan monopólium is, amely egy bizonyos piacra való belépési korlátként azonosítható, ahol a magánszereplők olyan feltételeket állapítanak meg a piacra lépéshez, amelyet a piacra belépni szándékozó vállalat nem tud teljesíteni.

- Állami jog: pl. kaszinó üzemeltetés, szabadalmi jogok.
- Magánszereplők: pl. az tőzsdei energiakereskedelemhez szükséges elszámolóházi tagság feltételei

# A természetes monopólium

- A természetes monopóliumok tipikusnak tekintett esetei, a hálózatos szolgáltatások (villamosenergia- és gázszállítás, víz- és csatornaszolgáltatás, kábeles távközlés, vasúti közlekedés).
  - A költségek jelentős része fix és a hálózat kiépítéséhez, valamint fenntartásához kapcsolódik.
  - A változó költségek relatíve alacsonyok, így egy adott területen az a társadalmilag hatékony, ha egyetlen hálózatot építenek ki (pl. egyetlen villamosenergia-hálózat (rendszer) működik)
- A természetes monopóliumok esetében, a kereslet szempontjából releváns outputtartományban (pl. értékesített villamos energia mennyisége) gyakran növekvő hozadék érvényesül, azaz az átlagköltség csökkenő.
  - Pl. ha a távvezetékét egyszer már felépítették, nem kerül sokkal többre egy kicsivel több villamos energiát értékesíteni. Egységnyi villamos energia értékesítés határköltsége alacsony.
- A gazdaságtörténet azt is mutatja, hogy egy iparág természetes monopólium volta nem állandó adottság; a kereslet komolyabb mértékű változása vagy technológiai változások is befolyásolhatják azt.
  - Tipikus példa a távközlési hálózatok világa, hiszen kezdetben csak telefonhálózat volt. Ma már számos egymással is versengő távközlési rendszer áll rendelkezésre, amelyeken versenyző szolgáltatásokat lehet kínálni.
  - Hasonló példát szolgáltat a légitözlekedés is, hiszen a kereslet tömegessé válása (sokan akarnak utazni) kikényszerítette a piacnyitást.



# Miért szükséges a (jogi) szabályozás?

- Olyan piacokon van szükség szabályozásra, amelyek:
  - Közgazdasági tulajdonságaik alapján termékösszetételük, valamint térbeli és időbeli kiterjedésük meghatározható, és világosan elhatárolhatók más, esetleg nem természetes monopolpiacoktól;
  - **Természetes monopóliumot alkotnak, azaz a belső gazdaságosságok következtében, szabályozás hiányában piaci kudarc lépne fel;**
  - A piac teljesítménye több fontos társadalmi szempont (költségek, árak, piacnagyság, erőforrás-allokáció, profit) szerint jelentős mértékben nem kielégítő, vagyis a természetes monopólium hátrányai ténylegesen és nagymértékben érvényesülnek, vagy szabályozás hiányában érvényesülnének;
  - A szabályozás hatékony, vagyis a piac állami szabályozása valóban jelentősen képes csökkenteni a természetes monopólium által a társadalmi jólétben okozott károkat.

*A jogi szabályozás (a jogalkotó és a jogalkalmazó) számos beavatkozási (korlátozási, ösztönzési) lehetőség közül választhat, de ezek közül a legfontosabb az árszabályozás, különösen a természetes monopóliumok árszabályozása.*

# Közszolgáltatások (public service)

- A monopóliumok egy nagyobb része a közszolgáltatások területén működik.
- A monopólium fogalma közgazdasági értelemben aránylag tiszta, addig a közszolgáltatások egyértelműen nem definiálhatók. **Politikai kérdésnek tekinthető, hogy mit tekintünk közszolgáltatásnak.**
- A jogalkotók és a politika dönt arról, hogy:
  - mely feladatok megszervezésében és ellátásában vegyen részt az állam;
  - a közszolgáltatást az érintettek ingyenesen kapják vagy valamilyen formában ellenértéket fizetnek (akár úgy, hogy közvetlenül a szolgáltatónak fizetnek a szolgáltatás igénybevételekor, akár úgy, hogy befizetéseikkel kockázatközösséget finanszíroznak, amelynek résztvevői a szolidaritás és a biztosítási elv alapján viselik a rendszer fenntartásának költségeit);
  - a kormányzat közvetlen vagy közvetett állami hozzájárulást nyújt a rendszer fenntartásához.
- A közfeladatért viselt állami felelősség keretében a feladat ellátható úgy, hogy:
  - Az állam egy piaci szolgáltatótól vásárolja meg vagy jogszabállyal lehetővé teszi, hogy a piaci szolgáltató ezen a területen megjelenjen. Az utóbbi esetben a hatóságok azt vizsgálják, hogy a szolgáltató pénzügyi, szakmai, szervezeti és egyéb szempontokból alkalmas-e a feladat ellátására. Amennyiben igen, akkor megkapja az engedélyt a tevékenységre.
  - Az állam a feladat ellátását rábízhatja a piaci szereplőkre, hogy eladja nekik az eszközök tulajdonjogát vagy vagyonkezelési, használati jogot biztosít nekik.

# Közszolgáltatások és az EU

- A közszolgáltatásokkal összefüggő kérdéseket tárgyaló európai uniós dokumentumok hangsúlyozzák, hogy a tagországok joga annak eldöntése, hogy mit tekintenek közszolgáltatásnak.
- Fontos alapelvek:
  - A közszolgáltatás kötelezettségének kimondása nem járhat együtt a kötelezettségteljesítés módozatainak meghatározásával, bár a megoldáshoz használt eszközöknek arányban kell állniuk a teljesítendő célokkal.
  - A szolgáltatók kiválasztása csak az uniós jog által biztosított keretek között történhet.
  - A döntéshozóknak figyelemmel kell lenniük az Unióban érvényben lévő állami támogatási szabályokra, amelyek meghatározzák, hogy egyes vállalatok – beleértve a közszolgáltatást nyújtó szervezeteket is – milyen feltételek mellett lehetnek állami források kedvezményezettjei.
  - Az uniós versenyszabályokat be kell tartani, beleértve a piaci erőfölénys helyzetek kezelésének kötelezettségét is
  - Az Európai Unió egyes ágazatokban bizonyos szolgáltatások teljes vagy részleges liberalizációját biztosító intézkedéseket fogadott el, amelyeket a tagállamoknak kötelező betartaniuk. Ilyen liberalizációs törekvések voltak eddig például a telekommunikációs, a postai, az áram- és gázszolgáltató, valamint a személyszállítási szektorokban.

# AZ EU szabályozás főbb alapjai

- A közvállalkozások és az olyan vállalkozások esetében, amelyeknek a tagállamok különleges vagy kizárólagos jogokat biztosítanak, a tagállamok nem hozhatnak és nem tarthatnak fenn a Szerződésekkel, különösen a 18. (Intézmények, részben) és 101–109. cikkben (Versenyszabályok) foglalt szabályokkal ellentétes intézkedéseket.
- Az **általános gazdasági érdekű szolgáltatások** működtetésével megbízott vagy a jövedelemtermelő monopólium jellegű vállalkozások olyan mértékben tartoznak a Szerződések szabályai, különösen a versenyszabályok hatálya alá, amennyiben ezek alkalmazása sem jogilag, sem ténylegesen nem akadályozza a rájuk bízott sajátos feladatok végrehajtását. A kereskedelem fejlődését ez nem befolyásolhatja olyan mértékben, amely ellentétes az Unió érdekeivel.
  - A magyar 2013. évi V. törvény [Ptk.] úgy fogalmaz: „6:256. § [Közszolgáltatási szerződés]
    - (1) Közszolgáltatási szerződés alapján a szolgáltató általános gazdasági érdekű szolgáltatás nyújtására, a felhasználó díj fizetésére köteles.
    - (2) A szolgáltatót szerződéskötési kötelezettség terheli.
    - (3) A felhasználó a díjat havonta, utólag köteles megfizetni.”
- Van olyan EU dokumentum, amely a támogatás módjáról részletesen is intézkedik:
  - 2012/21/EU: A Bizottság határozata ( 2011. december 20. ) az Európai Unió működéséről szóló szerződés 106. cikkének (2) bekezdésének az általános gazdasági érdekű szolgáltatások nyújtásával megbízott egyes vállalkozások javára közszolgáltatás ellentételezése formájában nyújtott állami támogatásra való alkalmazásáról
- A Bizottság a Szerződés által meghatározottak biztosítása érdekében beavatkozhat:
  - [http://europa.eu/pol/pdf/consolidated-treaties\\_hu.pdf](http://europa.eu/pol/pdf/consolidated-treaties_hu.pdf)

**A piacnyitás nem politikai választás kérdése. Ez a működési modell!**

# A hálózatos szolgáltatások szabályozási reformja

**Cél: a szabályozásból adódó terhek csökkentése, a piacra való belépés megkönnyítése, a piaci szereplők számára azonos feltételek megteremtése és minél több részpiacon a verseny erősítése.**

- A hálózatos közszolgáltatások területén megvalósuló piacnyitás a korábbi szabályozási keretek teljes újragondolását igényelte.
  - A közszolgáltatási piacok szabályozása a szabályozás kezdetétől fogva egészen az 1980–1990-es évekig a természetesnek nevezett monopóliumok szabályozását jelentette. [Sharkey, W.W. [1982]: The theory of natural monopoly. Cambridge University Press, Cambridge, MA.]
- A közszolgáltatások területén lezajlott változások egyik fontos eleme volt, hogy a korábban különleges, nem piaci tulajdonságú árukat, szolgáltatásokat különböző mértékben ugyan, de ma már egyre inkább a többi áruhoz hasonló, azokkal azonos módon kezelhető, kereskedésre alkalmas termékeknek, szolgáltatásoknak tekintik.
- A korábbi, elsősorban korlátozó szabályrendszert kialakító gondolkodásmód helyett ma már inkább az ösztönző jellegű szabályozást tartják megfelelőnek, a versenykörülmények kialakulásához jobban illeszkedőnek.
  - Ezekben a szabályozási modellekben rendkívül fontos szempont, hogy a szabályozás hosszútávon is jól kiszámítható legyen. Ennek intézményi és eljárásmodbéli biztosítékai vannak, amelyeknek azután a szabályozás során felhasznált közgazdasági eszközökkel is érvényt lehet szerezni.

# Szabályozási reform a gyakorlatban

- A XX. század hetvenes éveitől kezdve a klasszikus természetes monopóliumok esetében (távközlés, energiaszolgáltatás) is megjelent **a tevékenységek szétválasztásának elve**. Az energetikai hálózatok ugyan továbbra is természetes monopóliumot képeznek, de maga a szolgáltatási tevékenység megnyílik a piaci szereplők számára, a hálózathoz való szabad hozzáférést biztosítva.
  - Ennek alapja, hogy a tevékenységek szétválaszthatók olyan területre, ahol továbbra is a fix költségek dominálnak és olyan területekre, ahol a versenypiacokra jellemző költségszerkezet is kialakítható, így a piacosításuk növeli a hatékonyságot.
  - A gyakorlatban ez azt jelenti, hogy a tevékenységek szétválasztása után a közcélú hálózatok bizonyos feltételek betartása és a hozzáférési díj megfizetése mellett minden szolgáltató szabadon használhatja. Magát a szolgáltatást így elválasztják a hálózathasználattól, a villamos- vagy gázenergiát a piaci szereplők szabadon megvásárolhatják tetszőleges számú szabadpiaci kereskedőtől.
  - **A hálózatok használatának felszabadítása, a diszkriminációmentes hálózathasználat biztosítása általában nem érinti a tulajdonjogot. Magánhálózat is kötelezhető a szabad hozzáférés biztosítására.**
- Az, hogy a verseny megjelent a közszolgáltatási piacokon, nem jelentette a természetes monopólium szabályozási kérdéseinek az elhalását. A monopólium továbbra is sokoldalúan jelen van a szabályozás gazdaságtanában.

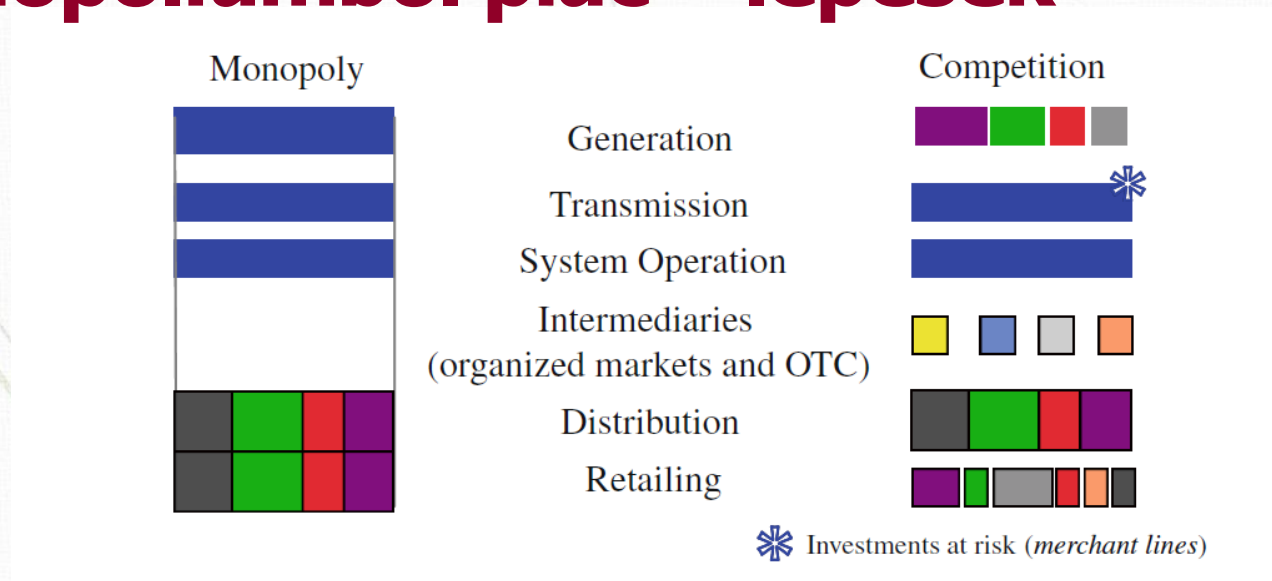
# A villamosenergia-ipari értéklánc jellemzői

Értéklánc összetevő	Jellemző	Következmények
<b>Termelés</b>	Üzemi szinten korlátozott mérethozadék, rendszerszintű előnyök, az átvittel kiegészítik egymást	Potenciálisan versenyző
<b>Átvitel</b>	Hálózati externáliák, elsüllyedt költségek, nem feltétlenül természetes monopólium (Merchant transmission)	Kulcskérdés a hálózati beruházások ösztönzése
<b>Rendszerirányítás</b>	Technikai okok miatt monopólium	Nincs verseny
<b>Elosztás</b>	Elsüllyedt költségek, természetes monopólium	Nincs verseny
<b>Szolgáltatás</b>	Korlátozott mérethozadék	Potenciálisan versenyző

Állandó mérethozadék: Ha az összes termelési ráfordítást (pl.  $x_1$ ,  $x_2$ )  $t$  szeresére növeljük, a kibocsátás is  $t$ -szeresére növekszik (ugyanakkora a növekedés mértéke).

A piaci adásvétel esetében az adott ügyleten kívülálló szereplők környezetét befolyásoló, nem szándékolt hatásokat külső gazdasági hatásnak, externáliának nevezzük.

# Monopóliumból piac – lépések



1. Monopólium
2. Versenyző termelés és nagykereskedelem
3. Versenyző elosztói-közüzemi szolgáltatók
4. Kiskereskedelmi liberalizáció: új szolgáltatók, kereskedők, a fogyasztók beléphetnek a nagykereskedelmi piacra is
5. Az elosztás és a kiskereskedelem teljes szétválasztása, egyetemes szolgáltatók, közvetlen szerződés a kiskereskedők és a termelők között
6. *(Közvetítés nélküli kereskedelem – digitalizáció, blockchain, P2x energia?)*



# Vertikális integráció

- Az integráció termelési technológiák egybekapcsolásával különféle termékek közös termelési folyamat és/vagy (valamilyen formában) közös szervezet kereteiben történő előállítására.
- **Ha az integrált termelési folyamatok közül egy vagy egyesek outputjai másnak vagy másoknak az inputjai, akkor vertikális integrációról beszélünk.**
  - A klasszikus, piacnyitás előtti villamos energia iparági szervezési gyakorlatban az erőművek, a hálózatüzemeltetők és a kiskereskedelmi szolgáltatók vertikálisan integráltak teszik lehetővé a piaci kereslet kielégítését.
- **Előnye:** Az integráció a belső gazdaságosságok kiterjesztése következtében előálló költségmegtakarítások révén árcsökkenéshez, ezenkívül minőségjavuláshoz és választék bővüléshez is vezethet.
  - Ez inkább elméleti előny. Magyarországon ilyen szabályozási tapasztalat nincs. Pl. az MVM Csoport utóbbi években végrehajtott vertikális integrációt bővítő lépései végül növelték az egy felhasználóra eső ellátási költségeket.
- **Hátránya:** Az integráció a piaci erő közös gyakorlása révén annak megerősödéséhez és kiterjesztéséhez is vezethet. Az EU energiapiaci szabályozása korlátozza a vertikális integráció kialakulásának a lehetőségeit.
  - Erre bőséges példa adódott a magyar villamos energetikai piacnyitás történetében. Pl. Erőművek kereskedelmi érdekek mentén történő együttműködése, amely azt eredményezte, hogy növekedtek a rendszerszintű szolgáltatások árai.

# Árszabályozási módszerek

---

Alapvető elméleti modellek, amelyek a gyakorlatban általában kombinált formában kerülnek felhasználásra

# 1. A megtérülési ráta szabályozás

- Az eljárás azon az elven működik, hogy a szabályozott vállalat számára biztosítani kell annak lehetőségét, hogy összességében minden indokolt költségének megtérülése mellett a tevékenység folytatásához és a fejlődéshez szükséges tőkét is megszerezhesse.
- A szabályozott vállalat igényt formálhat arra, hogy a tevékenységhez felhasznált (lekötött) tőke költségei is megtérüljenek, amihez azt kell biztosítani, hogy a befektetők az adott nemzetgazdasági és iparági profitelvárásokat tükröző normál profithoz hozzájussanak.
  - Cél: ne realizálhasson monopoljárdékot a szabályozott társaság.
- A szabályozás jó működéséhez elengedhetetlen
  - a költségek indokoltságának állandó vizsgálata (**indokolt működési költségek [1.1], indokolt amortizációs költség [1.2]**),
  - az engedélyezett **megtérülési ráta [1.3]** meghatározása és
  - a **vetítési alapként [1.4]** szolgáló lekötött tőke, a ráta alap helyes meghatározása.

# 1.1 Az indokolt működési költségek

- A költségek között a **működési költségek** és az amortizáció (az elsősorban tárgyi eszközökben megtestesülő tőke fizikai és eszmei kopása, lásd 1.2) a két fontos elem.
- Nem minden ténylegesen felmerült költséget kell elismerni indokolt működési költségnek.
- A szabályozónak minden esetben fontolóra kell vennie, hogy az adott költség indokolt volt-e, illetve szükséges volt-e az adott tevékenységhez.
- A költségek vizsgálata tehát igen fontos, de az információs aszimmetria miatt a vállalat és a szabályozó egy olyan rabló-pandúr játékot játszik, amelyben a szabályozó soha nem tudja megfogni a vállalatot. A szükséges vizsgálatok lebonyolítása ráadásul rendkívül idő és költségigényes.

Aszimmetrikus információs helyzet: az egyik fél több információval rendelkezik a másiknál adott tevékenység elvégzése során. A jelenség számottevően befolyásolja a valóságos piacok működését és teljesítményét.

Információs aszimmetria következményei:

- **Kontraszelekció** (adverse selection) amely akkor fordul elő, amikor az egyik fél (például a szabályozó hatóság) nem képes felismerni a másik fél (szabályozott vállalat) valamely fontos jellemzőjét. Ennek folytán az aszimmetrikus informáltság körülményei között az előbbiek áldozatául eshetnek az utóbbiak megtévesztő és félrevezető magatartásának. Ekkor pedig működésbe lép a kontraszelekció mechanizmusa: fokozatosan tűnnek el a szabályozói oldal megfelelő felkészültségű munkavállalói.
- **Erkölcsei (korrupciós) kockázat** (moral hazard).

## 1.2 Az indokolt amortizáció

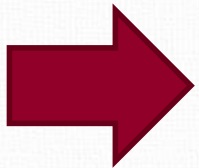
- Az amortizáció speciális elszámolt „költség” (elvi értelemben biztosítja az eszközök folyamatos megújítását)
- Az amortizáció fontos jellemzője, hogy elszámolásában viszonylag nagy a vállalatok mozgástere
  - Nem is kis tételről van szó, hiszen az energiaipari tevékenységek jelentős része eszköz intenzív.
- Az amortizáció ugyan a valós folyamatok számviteli megjelenítését szolgálja, értéke mégis fikció, mivel a tényleges elszámolt érték és az eszközök értékének a végtermékbe (a felhasználó villamos energiával történő ellátása) való beépülésének mértéke eltérhet egymástól, nem is beszélve arról, hogy az eszmei avulás miatti értékvesztés elvileg sehol nem térülhetne meg.
  - Szokásos gyakorlat, hogy a szabályozó az amortizációval kapcsolatos módszertanát elválasztja a vállalatok számviteli „valóságától”. Ennek azonban rendszerint előbb-vagy utóbb az a következménye, hogy a szabályozott „vállalat” és a valóság súlyos ellentmondásba kerül.

## 1.3. A ráta alap meghatározása

- A megtérülési ráta alapját a tevékenység végzéséhez szükséges összes tőke értéke képezi. **A nemzetközi gyakorlatban a ráta alapot az eszközérték alapján határozzák meg. Ezt hívjuk szabályozott eszközértéknek (RAB)**
- Ennek meghatározására legegyszerűbben a könyv szerinti eszközértéket lehet felhasználni, a szabályozott tevékenységhez nem kapcsolható eszközök értékének korrigálásával.
  - A könyv szerinti eszközérték ugyan valószínűleg eltér az eszközállomány valóságos (piaci, vagy pótlási) értékétől.
  - Az egyszerűen alkalmazható könyv szerinti érték helyett a szabályozó hatóságok gyakran saját módszertant alkalmaznak, amely nem függ a szabályozott társaság saját számviteli politikájától.
  - Amennyiben a vállalat úgy véli, hogy a könyv szerinti eszközértéke lényegesen eltér a valós értékeléstől, még mindig kérheti az eszközeinek újraértékelését, s ezen új értéken való figyelembe vételét.
- Magyarországon a nemzetközi gyakorlattal szemben a saját tőkére vetítik a megtérülési ráta is alkalmazásra került. Ez a módszer azonban megkülönbözteti az adott tevékenységet más finanszírozási szerkezettel megvalósító vállalatokat. Nem attól függ ugyanis a vállalat megengedett nyeresége, hogy a működéshez milyen nagyságú beruházásra van szükség, milyen eszközök szükségesek hozzá, hanem attól, hogy ezt a tevékenységet a vállalat milyen arányban finanszírozta saját tőkéből.

## 1.4. A megtérülési ráta

- Az indokolt nagyságú megtérülési ráta ( $r$ ) meghatározásának módszerét az határozza meg, hogy milyen ráta alapot választ a szabályozó.
- A saját tőke arányos megtérülés-szabályozás esetében elég csupán a saját tőke költséget becsülni,
- Az eszközarányos megtérülés esetében a súlyozott átlagos tőkeköltség (WACC) képletet kell használnia, és ehhez mind a saját tőke, mind az idegen tőke költséget meg kell becsülni. Ebben az egyes elemek elvárt hozama a nemzetközi gyakorlat alapján a CAPM (capital asset pricing model) alapján határozható meg.
  - A későbbiek során a következő összefüggést alkalmazzuk:  $r = WACC$
- Az elvárható, fair megtérülési ráta meghatározásának módszertana az elmúlt évszázad amerikai gyakorlatának köszönhetően egyre kifinomultabb és egzaktabb lett, de



**A tényleges értéket végül is egy „alku” eredményeként, (bizonyos értékhatárok között) a szabályozó tulajdonképpen önkényesen határozza meg.**

# A megtérülési ráta szabályozás logikája (1)

- A megtérülési ráta szabályozás lényege az engedélyezett normál profit nagyságának meghatározása.
- A hagyományos értelemben vett költségek fedezésén túl tehát egy olyan mértékű (adó utáni) profitot kell a vállalat számára biztosítani, amit hasonló kockázatú tevékenységekbe történő beruházástól elvárnának.
- A modell lényegi elemei:
  - A szabályozó hatóság időről időre megvizsgálja a szabályozott társaság költségeit és befektetéseit.
  - Szétválasztja a tevékenység ellátásához szükségesnek ítélt eszközöket (RAB) és költségeket azoktól, amelyek megítélése szerint nem szolgálják a szabályozott tevékenység ellátását.
  - A RAB-ra az előzetesen megállapított hozamtényező alapján válik a bevételre jogosulttá a szolgáltató, míg a költségeket – ideértve az értékcsökkenést és az adókat – a modell jellemzően átmenő tételként (pass-through) tekinti.
  - Természetesen az átmenő költség jellege a gyakorlatban csak korlátozottan érvényesül, mivel a költségeket a szabályozó ténylegesen csak időszakosan vizsgálja felül, és a köztes időszakban azok éves mértékét jellemzően a kiinduló adatok alapján valamilyen indexálással ismeri el.



# 1.5. A megtérülési ráta szabályozás logikája (2)

A megtérülési rátán és elismert költségeken, valamint befektetéseken alapuló szabályozás alapegyenlete az alábbi:

$$B_t = C_t + A_t + T_t + (RAB_t \cdot r)$$

$$B_t [Ft] = \sum_{i=1}^M E_{i,t} [kWh] \cdot p_{i,t} \left[ \frac{Ft}{kWh} \right]$$

ahol:  $B_t$  a szabályozott vállalat t-edik időszakban elvárt (elismert) bevétele,  $C_t$  az elismert működési költség,  $A_t$  az értékcsökkenés,  $T_t$  a fizetendő adók mértéke,  $RAB$  az indokolt (a szabályozott tevékenység ellátásához szükséges) eszközérték és  $r$  az elismert hozam tényező,  $E_{i,t}$  i-edik a szabályozott szolgáltatás mennyisége,  $p_{i,t}$  az i-edik szabályozott szolgáltatás ára.

A képletek alapján jól látható, hogy a meghatározott ár helyessége a módszertan elvi tisztasága ellenére számos problémával terhelt, pl:

- Milyen időszak költségeit vizsgálja a szabályozó?
- Hogyan történik az egyes tételek meghatározása?
- Minden adó ismerhető el? (lásd a jelenlegi magyar helyzetet)
- Mi történik a felülvizsgált időszak és a szabályozott időszak közötti gazdasági változásokkal?

## 1.7. A megtérülési ráta szabályozás ösztönzési problémái

- A megtérülési ráta szabályozás ösztönzési szempontból nem túl jó megoldás, mivel az indokoltság szűrőjén átjutott költségek minden további nélkül átháríthatók a fogyasztókra.
- A szabályozó az információs aszimmetria miatt nincs abban a helyzetben, hogy a szükséges információk vagy összehasonlító adatok híján minden egyes költségelemről képes legyen megállapítani, hogy indokolt volt-e vagy sem.
- A megtérülési ráta szabályozás mellett az új beruházások ráta alapba történő beemelése a szabályozó döntésén múlik.
- A technikai hatékonyságra, a költségcsökkentésre való ösztönzés ebben a keretben tehát nemigen biztosított.

# Az Averch–Johnson-hatás

- Amennyiben a szabályozó úgy korlátozza a profitmaximalizáló szabályozott vállalat által elérhető profit nagyságát, hogy
  - a) felső korlátként állítja a tőke megtérülésének valamilyen rátáját, továbbá
  - b) ez a megtérülési ráta valódi korlát (*binding constraint*), vagyis nélküle a tőkemegtérülés rátája meghaladná e szabályozott értéket,
 akkor a szolgáltató az alkalmazott tőke volumenének gazdaságtalan (azaz nem költségminimalizáló) növelése révén is képes profitját növelni.
  - Pl. Ha például 7 százalék a megtérülési ráta felső korlátja, akkor nagyobb tőkeérték 7 százaléka több profitot jelent a szabályozott vállalat számára, aki/amely nem a tőkemegtérülés rátáját, hanem a profitja nagyságát kívánja maximalizálni. A tőke értéke növelhető a tőke mennyiségének és/vagy a tőke árának növelése révén.
  - [Averch, H., and L.O. Johnson (1962) “Behavior of the Firm under Regulatory Constraint” American Economic Review 52, 1052–1069.]
- A túlkapitalizálás lehetséges eseteinek, valamint gyakorlati módjainak és eszközeinek a vizsgálata, amely három jelentős lehetőséget tárt fel:
  - a rátaalap „kitömését” (*rate base padding*),
  - az inputok „aranyozását” (*goldplating*),
  - a technológiai torzulást (*technology bias*).
- Az Averch–Johnson-hatást sokan és sokféle megközelítés alapján kutatták, vitatták. Az empirikus tapasztalatok alapján úgy tűnik, hogy a túlkapitalizációnak vannak objektív korlátjai, de szabályozott társaság és a szabályozó közötti információs aszimmetria lehetőséget ad az Averch–Johnson-hatás érvényesülésének.

# A megtérülési ráta szabályozás fejlesztése – az ösztönző szabályozás

- Az ösztönző szabályozás a 80-as években e problémákra adott válaszként jelent meg elméletben és gyakorlatban egyaránt. Számos ösztönző szabályozási módszer ismert, a 80-as években ezek közül az **ársapka-szabályozás vált leginkább elterjedtté**.
  - Definíció: Az ösztönző szabályozás a természetes monopóliumok olyan jellegű szabályozása, amely e szolgáltatókat működési hatékonyságuk javítására, szolgáltatási minőségük költséghatékony módon történő javítására, új termékek bevezetésére és hatékony beruházások végrehajtására, végül e hatékonyságjavulások egy részének fogyasztók részére történő átengedésére ösztönzi (Jamash – Pollitt, 2007 és Joskow, 2006 alapján).
- Egy ösztönző szabályozási rendszer definiálható úgy, mint az egyes szabályozási problémákra adott megoldások összessége.
  - Az egyes szabályozási kérdések többé-kevésbé kezelhetők egymástól függetlenül, a szabályozási rendszer olyan összetevőkből építhető fel, ahol egy-egy összetevő változtatása nem feltétlenül befolyásolja a többi összetevő hatását.
  - Lehetséges összetevők:
    - Az ösztönzés módszere
    - Az alkalmazott benchmark technikák
    - A költségek kezelésének módja
    - Minőség szabályozás

## 2. Profitmegosztás (1)

- A profitmegosztás elvét használó szabályozást a megtérülési ráta szabályozás ösztönzési problémáinak megoldására találták ki.
- Lényege, hogy a vállalat számára engedélyezett normál profiton felüli rész bizonyos mértékét vissza kell juttatni a fogyasztókhöz. A vállalat kereshet tehát többet, és ezáltal ösztönözve van költségei csökkentésére, de a teljesítményjavulás egy részét meg kell osztania a fogyasztókkal, amire árcsökkentés, jóváírás formájában vagy valami más módon kerülhet sor.
  - A megtérülési ráta szabályozás a profitmegosztás egy szélső esetének tekinthető, hisz alkalmazásakor elvileg a többletprofit 100%-át kell átadni a fogyasztóknak. Ilyen esetben a vállalatnak semmilyen erőfeszítést nem érdemes a többlet érdekében tenni.
- Ösztönzési szempontból a profitmegosztás az adóztatáshoz hasonló. A megosztási „adókulcs” egy bizonyos értéke fölött inkább a teljesítmény visszatartásra lehet számítani, hisz az elvonás mértéke miatt az eredmény már nem éri meg a ráfordítást.

## 2. Profitmegosztás (2)

- A profitmegosztás akkor működik jól, ha nincs (vagy nagyon alacsony) infláció, azaz nem az árak növekedését kell a rendszernek lekezelnie, hanem a költségek csökkenését.
- A vállalat részéről a költségcsökkentésnek határt szab a közgazdasági irodalomban „racsni” hatásnak (ratchet effect) nevezett jelenség.
  - A vállalat tisztában van azzal, hogy ha valamilyen költségcsökkentést elért, akkor a szabályozó a továbbiakban ezt már adottnak veszi, s ezt az új költségszintet tekinti bázisnak (a „racsni” nem foroghat visszafelé).
  - A költségtakarékosság érdekében tett erőfeszítésnek határt szab, hogy az ebből származó hasznot milyen hamar, mennyi ideig és milyen arányban lehet élvezni.

*Az eljárás további problémája, hogy a közvéleménnyel vagy a politikusokkal – akik távolról sem látják át vagy értik az áthidalandó ösztönzési problémákat – igen nehéz megértetni a többlet profit megszerzésének engedélyezését annak érdekében, hogy a vállalat a költségtakarékosságra is ösztönözve legyen. Nehéz elfogadtatni azt, hogy rövid távú engedményekre van szükség a hosszabb távon elérhető hasznok realizálása érdekében.*

### 3. Méterrúd-szabályozás (yardstick regulation)

- A méterrúd-szabályozásban (benchmark) a szabályozott társaság által alkalmazható árak elszakadnak saját költségeitől, és egy összehasonlító csoport (peer group) teljesítményétől válnak függővé.
- Jellemzően a más földrajzi területen ugyanazon tevékenységet végző társaságok szolgálhatnak teljesítmény-benchmarkként. Ez a módszer tulajdonképpen a versenyt imitálja azáltal, hogy egy olyan külső teljesítménykényszert jelent az adott szabályozott társaság számára, mint amit egy versenyhelyzet jelent: **az árait nem emelheti a leghatékonyabb szolgáltató árai fölé.**
  - A módszer klasszikus esetben nem költség oldalról szabályozza az árat. Pl. az MVM és az egyetemes szolgáltatók közötti ár meghatározása (piaci összehasonlító ár) a szabályozás elindításának az időszakában.
- A gyakorlatban nem feltétlenül a leghatékonyabb szabályozott társaságokhoz szoktak mérni, sokszor valamilyen átlagot képez a szabályozó hatóság.
- Tiszta méterrúd-szabályozás esetén a szabályozott társaság saját költségei nem befolyásolják az alkalmazható árakat, de előfordul olyan alkalmazás is, amikor valamilyen arányban a saját költségeket is figyelembe veszik.
- **A méterrúd-szabályozás rendkívül erős ösztönzőt jelent a költségcsökkentésre**

## 4. A hatékony költségszint meghatározásához használt benchmarking módszerek

- A szabályozó hatóságok egyik legfontosabb feladata az ösztönző szabályozás kialakítása és működtetése során, hogy meghatározzák azt a költségszintet, amely feltétlenül szükséges egy adott szolgáltatás nyújtásához.
- A tételes költség-felülvizsgálat során a szabályozó az adott cég működéséből eredő, ténylegesen felmerült költségekről szerez információt, arra nézve azonban, hogy mennyire hatékony működésnek felel meg ez a költségtömeg, a tényleges költségek ilyen vizsgálata nem feltétlenül ad megbízható támpontot.
- Az egyes benchmark módszertanokkal elvégzett számítások ugyanakkor eltérő eredményekre vezethetnek, így fontos látni az egyes módszertanok közötti különbségeket, valamint azt, hogy ezek milyen körülmények között alkalmazhatók.
  - [Shuttleworth, G.: Benchmarking of electricity networks: Practical problems with its use for regulation. Utilities Policy 13 (2005) p. 310–317.]
  - Vannak jól benchmarkolható költségek, pl. ingatlan bérlet, bizonyos IT rendszerek üzemeltetése, gépjármű használat, általában minden olyan költség, amely az energiaszektoron kívül is előfordul.



## 5. Ársapka (1)

- Az ársapka szabályozásban a szabályozott társaság által alkalmazható maximális árak részben elszakadnak a társaság költségeitől.
- **A módszer:**
  - Az induló árak költség-felülvizsgálaton alapulnak, mely során részletesen megvizsgálják a szabályozott társaságnál felmerülő költségeket.
  - A költség-felülvizsgálat eredményeként a szabályozó hatóság meghatározza a szabályozott társaság elismert árbevétel igényét.
  - Az elismert árbevétel igény és valamely mennyiségi mutató alapján kerül meghatározásra az induló ár. Az alkalmazott mennyiségi mutató jellemzően a költség-felülvizsgálat évében ténylegesen értékesített volumen.
  - Az induló árakat az árszabályozási ciklusban (jellemzően 3-5 év) évente korrigálják, megszorozzák a korrekciós tényezővel.
- A korrekciós tényező általában több részből áll: tartalmaz egy inflációkövetési tényezőt [1], egy elvárt hatékonyságjavítási tényezőt (X) [2] és tartalmazhat egy olyan tényezőt, ami a szabályozott társaság által nem befolyásolható, külső tényezők eredményezte költségváltozásokat hivatott ellentételezni [3], vagy a külső tényezők hatását külön is figyelembe lehet venni (lásd a következő lapot)

## 5. Ársapka (2)

Az ársapka alkalmazásával kombinált ösztönző (incentive) szabályozás alapképletei az alábbiak:

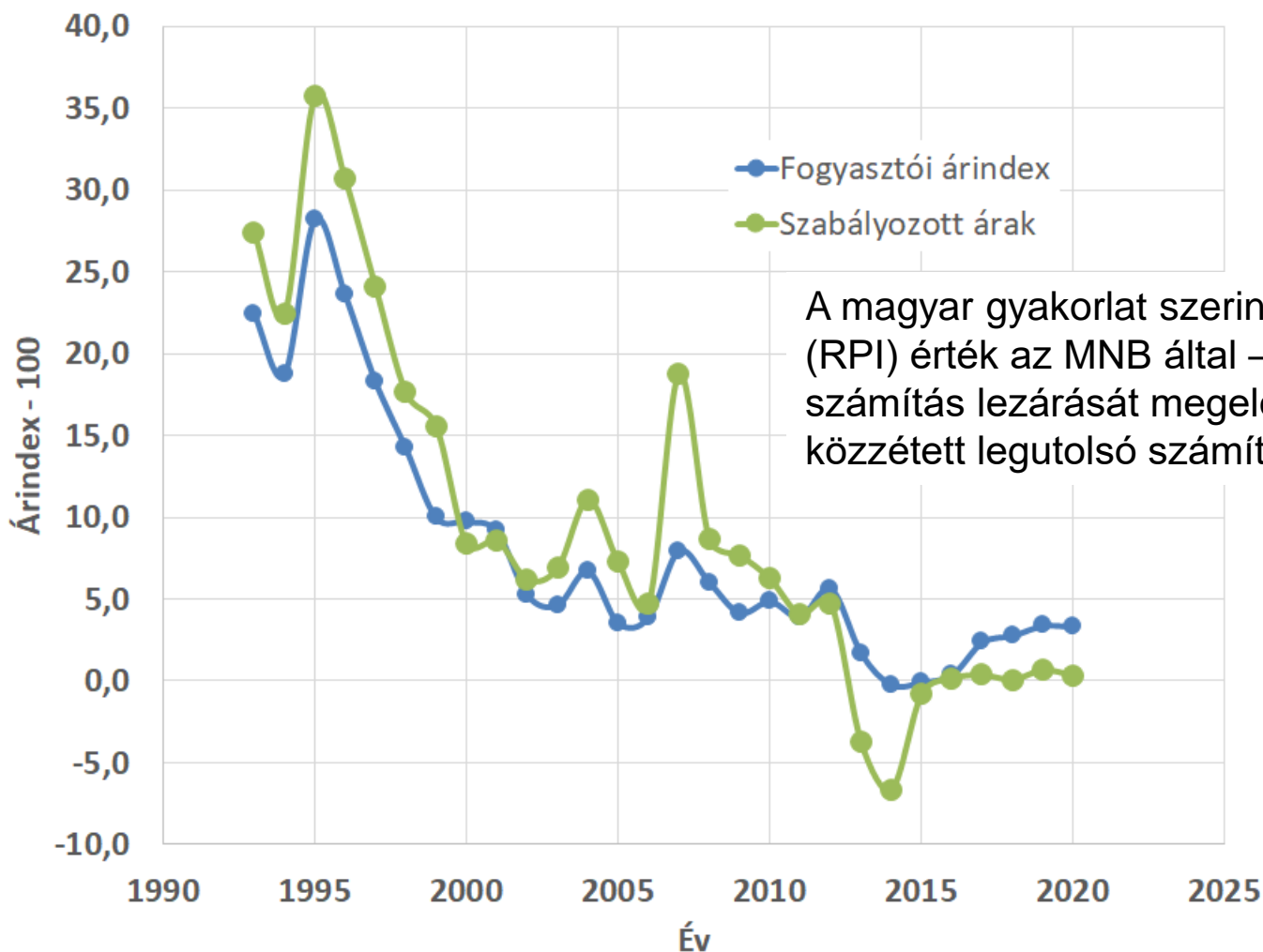
$$p_{i,t} = p_{i,t-1} \cdot (1 + RPI_{t-1} - X_{i,t-1}) \pm Z_{t-1}$$

$$B_t [Ft] = \sum_{i=1}^M E_{i,t} [kWh] \cdot p_{i,t} \left[ \frac{Ft}{kWh} \right] \rightarrow E_{SUM,t} \cdot \tilde{p}_t$$

ahol  $p_{i,t}$  az t-edik időszakra, az ársapkával meghatározott szabályozott szolgáltatás ára,  $RPI$  a kiskereskedelmi árindex,  $X_i$  az i-edik szabályozott összetevőre vonatkozó hatékonysági tényező, amely hatékonyabb működésre hivatott ösztönözni a szabályozott társaságot az i-edik szolgáltatás tekintetében,  $Z$  a rendkívüli események hatása, amelyek befolyásolják a szolgáltató költségét (célszerű nem itt kezelni),  $B_t$  a szabályozott vállalat t-edik időszakban elvárt (elismert) bevétele (itt kezelhetők a rendkívüli tételek is),  $E_{i,t}$  i-edik a szabályozott szolgáltatás mennyisége.

*Mivel  $p$  [Ft/kWh] dimenziójú, ezért nehéz olyan eljárást konstruálni, amely a rendkívüli események hatásait ár dimenzióra transzformálja.*

# Fogyasztói árindex (MNB publikáció)



A magyar gyakorlat szerint a CPI (RPI) érték az MNB által – a számítás lezárását megelőzően – közzétett legutolsó számítás.

Forrás: MNB A számítási módszer részletesen az MNB Jelentés az infláció alakulásáról c. kiadványában olvasható.

## 5. Ársapka (3)

- Bár kívülről az ársapka módszer alkalmazásakor nem figyelhető meg, hogy a szabályozott társaság milyen erőfeszítéseket tesz költségei csökkentésére, de a társaság ezzel nehezebben élhet vissza, hiszen a
  - költségcsökkentés számára nyereségnövekedést eredményez az árszabályozási ciklus végéig, így
  - a költségcsökkentési ösztönzés nagyon erős.
- Az erős költségcsökkentési ösztönzés miatt feltételezhető, hogy a szabályozott társaság az általa megvalósítható költségcsökkentések nagy részét megvalósítja.
  - Ez az információs aszimmetriát is csökkenti, hiszen így a szabályozó hatóság számára is kiderül, hogy milyen hatékonyságjavulási lehetőségek álltak az elosztó rendelkezésére.
  - Az a helyzet azonban nem változik, hogy a költség-felülvizsgálat során a szabályozott társaságok továbbra is arról igyekeznek meggyőzni a szabályozó hatóságot, hogy magas költségek mellett működnek.
- A rendkívül erős költségcsökkentési ösztönzés ahhoz vezethet, hogy a szabályozott társaság olyan költségcsökkentéseket is végrehajt, amelyek a szolgáltatási minőség csökkenéséhez vezetnek. Emiatt **az ársapka szabályozás általában minőségszabályozással egészül ki, amely az elosztót a megfelelő szolgáltatási minőség fenntartására ösztönzi.**

## 6. Bevételsapka (1)

- A bevételesapka az ársapkához hasonlóan működik, azzal a fontos különbséggel, hogy ebben az esetben nem az alkalmazható árakat, hanem **az elérhető bevétel kerül indexálásra**.
- A módszer, amellyel az indexált bevételből levezetik az alkalmazott árakat, többféle lehet:
  - A szabályozott társaságra bízzák az árak meghatározását, azzal a feltétellel, hogy az összes bevételnek nem szabad meghaladnia az elismert bevétel maximumot.
  - Az árszabályozási ciklus során az elismert bevételt elosztják az előző évi tény vagy az adott évi terv volumennel, így alakítva ki az alkalmazható árakat.
  - Van olya megoldás is, amelyben a bevételesapkát korrigálják a fogyasztók számával annak érdekében, hogy a fogyasztók számának változása se negatívan, se pozitívan ne befolyásolja a szabályozott társaság nyereségét (ilyen képletet fogunk bemutatni).

## 6. Bevételsapka (2)

A bevételesapka alkalmazásával kombinált ösztönző (incentive) szabályozás alapképletei az alábbiak:

$$B_{i,t} = (B_{i,t-1} + CGA_{t-1} \cdot \Delta Cust_{t-1}) \cdot (1 + RPI_{t-1} - X_{i,t-1}) \pm Z_{t-1}$$

$$B_t = \sum_{i=1}^M B_{i,t} [Ft] \quad p_{i,t} = \frac{B_{i,t}}{E_{i,t}} \left[ \frac{Ft}{kWh} \right]$$

ahol  $p_{i,t}$  az t-edik időszakra meghatározott szabályozott szolgáltatás ára,  $RPI$  a t-1 időszakra vonatkozó kiskereskedelmi árindex,  $X_i$  az i-edik szabályozott összetevőre vonatkozó hatékonysági tényező, amely hatékonyabb működésre hivatott ösztönözni a szabályozott társaságot az i-edik szolgáltatás tekintetében,  $Z$  a rendkívüli események hatása, amelyek befolyásolják a szolgáltató költségét (célszerű nem itt kezelni),  $B_{i,t}$  a szabályozott vállalat t-edik időszakban bevételesapkával meghatározott elvart (elismert) bevétele (itt kezelhetők a rendkívüli tételek is),  $E_{i,t}$  i-edik a szabályozott szolgáltatás mennyisége,  $CGA_t$  a felhasználás növekedésének korrekciós tényezője (customer growth adjustment factor, Ft/felhasználó),  $\Delta Cust_t$  a felhasználók számának változása

# A bevételsapka néhány tulajdonsága (1)

- A bevételsapka legfőbb ösztönzési ereje megegyezik az ársapkáéval: a szabályozott társaság elsősorban költségei csökkentésével tudja profitját növelni az árszabályozási ciklusban.
- Az ársapkával ellentétben azonban **bevételsapka alkalmazása esetén a szabályozott társaság bevételei növelésével nem növelheti nyereségét.**
- A bevételmaximalizálásra való ösztönzöttség kiiktatásának többféle következménye is lehet:
  - Egyrészt ezen ösztönzés megszűnése bizonyos mértékben csökkenti a szabályozott társaságra nehezedő versenyjellegű nyomást, amely például a szolgáltatási színvonalának növelésére, új termékek kifejlesztésére ösztönöznék
    - [Crew, M.A., Kleindorfer, P.R.: *Incentive regulation in the United Kingdom and the United States: Some lessons. Journal of Regulatory Economics Vol. 9, pp. 211–225.*]
- A bevételsapka azonban sokkal inkább összhangba hozható a kereslet oldali intézkedésekkel, a szabályozó hatóság fogyasztói tudatosság növelésére vonatkozó törekvéseivel, mert a szabályozott társaságnak nem áll érdekében a fogyasztás maximalizálása
  - [Jamash, T., Pollitt, M.: *Benchmarking and regulation of electricity distribution and transmission utilities: lessons from international experience. Department of Applied Economics, University of Cambridge*]

# A bevételsapka néhány tulajdonsága (2)

## • Hátrányok:

- A bevétel maximalizálási ösztönzés hiányába, az értékesített volumen kockázatát nem a szabályozott társaság, hanem a fogyasztók összessége viseli.
- A kereslet csökkenése az árciklus közben bevételsapka esetén árnövekedést eredményez, keresletnövekedés esetén viszont árcsökkenést. Ez torz árjelzéseket jelent a fogyasztók számára.

## • Előnyök:

- A bevételsapka fontos előnye, hogy a szabályozott társaságnak stabilitást ad, hiszen a mennyiségi kockázatot nem ő viseli, bevételei egy árszabályozási ciklusban előre tervezhetők,
- A profitösztönzés miatt a szabályozott társaság továbbra is érdekelt a költségcsökkentések.

*A bevételsapka alkalmazása elsősorban akkor lehet indokolt, ha a szabályozott társaság csökkenő kereslettel néz szembe, a keresletre nincs lényegi befolyása, valamint a kereslettől független fix költségei nagy arányt képviselnek az összes költségben belül.*



*Az elosztott termelés terjedése pontosan a fenti helyzet állítja elő.*



## 7. Választásos (menu of contracts) módszer

- A választásos módszer esetén a szabályozó hatóság többféle ösztönző árszabályozási tervet ajánl a szabályozott társaságnak, amely választhat ezek közül.
- A módszer mögött álló gondolat a megbízó-ügynök (játékelméleti) problémából származik: a hatóság nem tudja, hogy a szabályozott számára mekkora költségcsökkentési lehetőségek állnak rendelkezésre, nem ismeri a szabályozott társaság valós költségcsökkentési erőfeszítéseit.
- Az egyes opciók közötti választás azonban sokat elárul a szabályozó hatóság számára a szabályozott társaság lehetőségeiről.
  - PI. Az elosztóhálózat üzemeltető választhat különböző hatékonyságjavítási (X) tényezők között. Minél nagyobb X-et választott, annál magasabb megtérülést ismernek el neki, viszont az árai nagyobb mértékben fognak csökkenni. Ezáltal az az elosztó, amelynek nagy költségcsökkentési lehetőségei vannak, egy erősebben ösztönző tervet fog választani, ezáltal fontos információt szolgáltat a hatóságnak költségcsökkentési lehetőségeiről.
- A módszer legfőbb problémája, hogy a szabályozó hatóság számára rendkívül sok információt igényel és nehéz feladatot jelent olyan alternatívák kidolgozása, melyek társadalmi hasznossága nagyjából megegyezik.
  - Az alapesetben is fennálló információs aszimmetria megnehezíti az előkészítést (lásd. Információs aszimmetria kockázatai)

## 8. A szolgáltatás minőségének kezelése, szabályozása

- Mivel az ösztönző szabályozási módszerek jellemzően a hatékonyság költségoldalára fókuszálnak, a költségcsökkentési ösztönzés a szolgáltatási minőség romlásához vezethet.
  - A költségcsökkentés egyszerű módja pl. a karbantartó személyzet létszámcsökkentése, azonban ez vélhetően azzal jár, hogy üzemzavar esetén a hibát az elosztó lassabban tudja csak kijavítani, a vezetékek biztonsági övezetében ritkábban végeznek gallyazást
- A szabályozó hatóságnak többféle célja lehet. A követett cél nagymértékben meghatározza azokat az eszközöket, amelyeket a hatóság alkalmaz:
  - A rosszul kiszolgált fogyasztók védelme (hogy a legszegényebb fogyasztók kiszolgáltatásának is legyen egy minimális minőségi szintje) és
  - A szolgáltatás minőségének hatékony szinten történő ösztönzése.

# A minőség hatékony szintje

- A minőség hatékony szintje: az a minőségszint, amelynél a minőség biztosításának költsége, valamint a fogyasztók áramkimaradással kapcsolatos költségeinek összege minimális. Ez utóbbi költség megegyezik azzal, amit a fogyasztók fizetnének az áramkimaradások megelőzéséért.
  - [Giannakis, D. – Jamasb, T. – Pollitt, M. (2005): Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks. Energy Policy 33 (17, November), p. 2256–2271.]
- Eszközök a minőség hatékony szintjének az ösztönzésére:
  - Kereskedelmi minőség
    - ❑ Bekapcsolás, fogyasztói kapcsolat, műszaki szolgáltatás, fogyasztás mérés, számlázás
    - ❑ Garantált szolgáltatások
    - ❑ Fogyasztói elégedettség
  - Műszaki minőség
    - ❑ Az ellátás folyamatossága, megbízhatósága
    - ❑ Feszültségminőség

# Minőségi követelmények nemzetközi egységesítése

1. Villamos feszültség minősége
  - EN 50160 szerinti mérések, módszerek
2. Elosztó hálózati szolgáltatás megbízhatósága
  - USA
    - Edison Electric Institute és EPRI közösen kidolgoztak módszert, melyet továbbfejlesztve IEEE szabvány (2003)
  - Európa
    - UNIPEDÉ 1997-ben: Disqual munkacsoport
    - CENELEC 2010-ben: CLC TR 50555
  - Ázsiában, Dél-Afrikában és Ausztráliában az IEEE által javasolt mérést használják
3. Kereskedelmi minőség: Nincs egységes szabvány!

# Minőség szabályozás jellegzetességei

- **Minőség fogalma több módon értékelhető**

- Műszaki, kereskedelmi, fogyasztói szempontok → **több eszköz kell!**
- Rendszerszintű követelményeket lehet megfogalmazni, amely az egyes felhasználók szintjén nem feltétlenül jelenti a követelmények teljesítését. Amennyiben az egyes felhasználók szintjén bizonyos szabályozott paraméterek sérülnek, akkor azért kártérítés fizetési kötelezettség írható elő a hálózatüzemeltető részére
- Módszertan szükséges a rendkívüli események kezelésére (pl. szélsőséges időjárás által okozott hálózati zavar) → **a túlságosan megengedő hatósági hozzájárulás azt eredményezheti, hogy az egyedi felmentésekkel gyengíthetők a rendszerszintű követelmények!**

- A szolgáltatás minőség monitorozott összetevőire teljesülnie kell:

- **Ellenőrizhető** mind az engedélyes, mind a szabályozó részéről
- **Mérhető** (szabályok)
- **Reális** követelmények (konzultáció a szabályozott szereplőkkel)
  - A minőségi követelményeket **időnként felül kell vizsgálni** a költségek változása (műszaki újdonságok, termelékenység javulása)

- A felhasználói következményekre kell fókuszálnia

- A fogyasztónak fontosak (felmérés)
- DE: nem direkt beavatkozás a döntésekbe
- **Ösztönzések** a szabályozott árakon keresztül (lásd a bevételsapkánál, illetve az ársapkánál alkalmazott minőségi ösztönző paramétert)

# Ellátás megbízhatóságának mérőszámai

## • Hosszú időre vonatkozó mutatók

- Feszültség kimaradás átlagos gyakorisága (**SAIFI**, System Average Interruption Frequency Index)
- Feszültség kimaradás átlagos időtartama (**SAIDI**, System Average Interruption Duration Index)
- Feszültség kimaradás átlagos időtartama az érintett fogyasztóknál (**CAIDI**, Customer Average Interruption Duration Index)
- További mutatószámok is definiálhatók:
  - ❑ Stb. (CTAIDI, CAIFI, ASAI, CEMI)
  - ❑ Továbbá teljesítményre vonatkoztatott ASIFI, ASIDI

## • Rövid időre vonatkozó mutató

- Pillanatszerű feszültség-kimaradás átlagos gyakorisága (**MAIFI**, Momentary Average Interruption Frequency Index)

# Mérőszámok meghatározása

- **SAIDI:** Egy felhasználó évente **átlagosan mennyi ideig** marad ellátás nélkül (hosszú idejű kimaradások)
  - A mutató dimenziója [perc/felhasználó/év]

$$SAIDI = \frac{\sum_i r_i * N_i}{N_t}$$

ahol

- $r_i$ : az egyes események miatti helyreállítási idő;
  - $N_i$ : az egyes kimaradások által érintett felhasználók száma
  - $N_t$ : a rendszerben lévő összes felhasználó száma, amelyre a mutató vonatkozik
- **SAIFI:** Egy felhasználó **évente átlagosan hányszor** marad ellátás nélkül (hosszú idejű kimaradások miatt)
    - A mutató dimenziója: [kimaradások száma/felhasználó/év]

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_t}$$

ahol

- $N_i$ : az egyes kimaradások által érintett felhasználók száma
- $N_t$ : a rendszerben lévő összes felhasználó száma, amelyre a mutató vonatkozik

# Hálózatok műszaki állapotának mérése

## SAIFI és SAIDI mutatók (hazai példa)

- A magyar villamosenergia-rendszer elosztó hálózatainak műszaki állapotát a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (MEKH), 2006. január 1-jétől hatályos megbízhatósági határozatában előírt, **ellátásbiztonsági mutatók** értékelése alapján értékeli, szükség esetén szankcionálja.
- Az ellátásbiztonsági mutatók főbb kategóriái:
  - **Minimális minőségi követelmények**, amelyek nem teljesítése szankcionált, súlyos gazdasági következménnyel jár (pl. az RHD csökkentése),
  - **Elvárt színvonal**, amelyek nem teljesítése közvetlenül nem von maga után gazdasági következményeket.
- Ellátásbiztonsági mutatók:
  - **Minimális minőségi követelmény**
    - ❑ Nem tervezett ellátás megszakadások átlagos gyakorisága, (SAIFI) [kiesés/fogyasztó/év]; [A]1/h]
    - ❑ Nem tervezett ellátás megszakadások átlagos időtartama. (SAIDI) [óra/fogyasztó/év]; [A]2/h]
    - ❑ Kiesési mutató [B]1]
  - **Elvárt színvonal**
    - ❑ A villamosenergia-ellátás tervezett megszakadásának átlagos gyakorisága [A]1/t].
    - ❑ A villamosenergia-ellátás tervezett megszakadásának átlagos időtartama [A]2/t].
    - ❑ Ellátás helyreállítása nem tervezett ellátás megszakadás esetén 3 órán belül [A]4/a].
    - ❑ Ellátás helyreállítása tervezett ellátás megszakadás esetén 6 órán belül [A]5/a].
    - ❑ Hálózathosszra jutó közép feszültségű hálózati üzemzavarok száma [B]2].
    - ❑ Közép feszültségű hálózati üzemzavarok fajlagos elhárítási ideje [B]3].

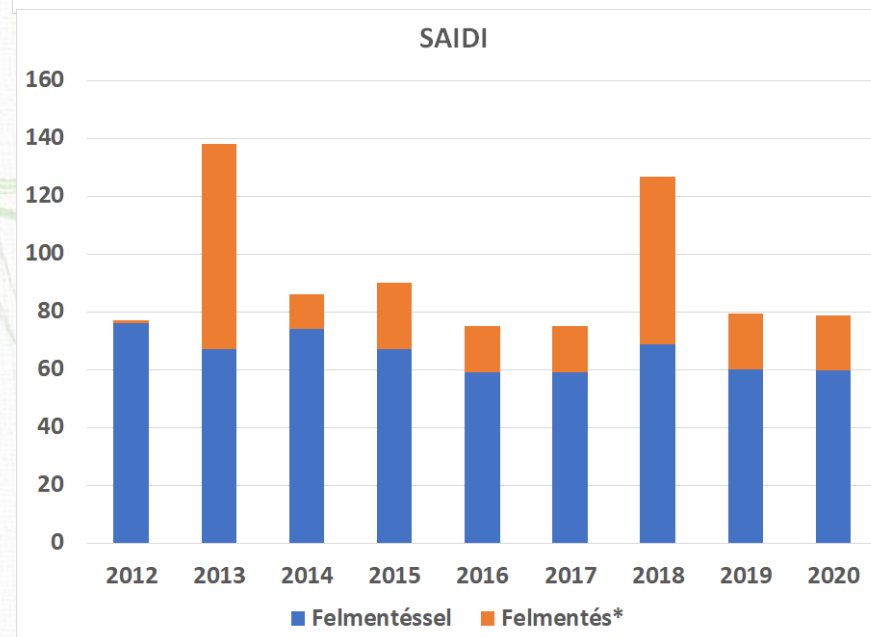
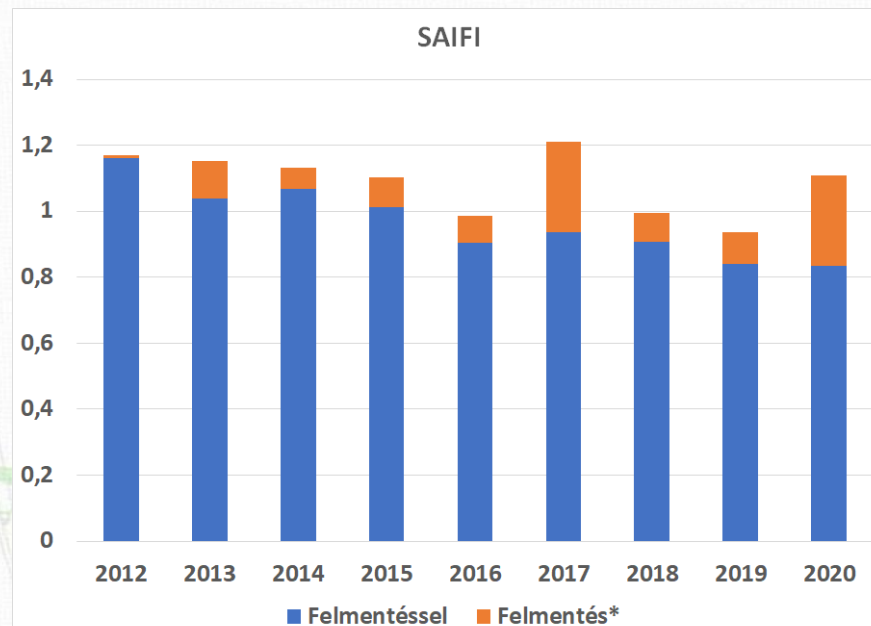


## 9. A szabályozott társaság költség kezelési módjának megválasztása

- A szabályozott társaságok költségei alapvetően két jól elkülöníthető, eltérő tulajdonságokkal rendelkező csoportra oszthatók:
  - működési költségekre (OPEX – *operational expenditure*) és
  - a beruházási vagy tőkeköltségekre (CAPEX – *capital expenditure*).
- A működési költségek viszonylag könnyen követhetők, hiszen jellemzően a számvitelben nyilvántartott éves költségek és az adott évet terhelik.
  - Szabályozott hálózatüzemeltetők esetében a hálózati veszteség fedezésére fordított villamos energia beszerzését általában külön kezelik a szabályozó hatóságok
- Szabályozási szempontból a tőkeköltségek (CAPEX) meghatározása bonyolultabb, hiszen az adott évben elköltött pénzek jellemzően olyan eszközökbe kerülnek, melyek élettartama többéves, rendszerint több évtizedes is lehet.
  - Nehezebb meghatározni, hogy ezen költségek közül melyek azok, amelyek ténylegesen az adott évet terhelik.
- A szabályozó hatóság a tőkeköltségek és a működési költségek kezelését a továbbiakban kifejtett szabályozási összefüggések használatával tudja megoldani (a módszer a zártsága ellenére a számos OPEX és CAPEX elem tekintetében lehetőséget ad a szabályozónak a szelektív ösztönzések megvalósítására → lásd (8) egyenlet):

# Kiesési mutatók javítási lehetőségei

- Csillagpont földelés alkalmas megválasztása
- Táppontok sűrítése
- Kábelesítés
- Burkolt szabadvezetékek alkalmazása
- Hálózat redundanciájának növelése
- Hálózat automatizálás (recloser-ek)
- Gyors hibahely meghatározás



# Szabályozási összefüggések és tarifa tervezés

---

Az elméleti módszerek gyakorlati alkalmazása

# Mire használhatók az árszabályozási módszerek?

- A bemutatott árszabályozási módszerek általános érvényűek, minden szabályozott tevékenységgel jellemzett iparágban alkalmazhatók, de a szabályozott tevékenység sajátosságait figyelembe kell venni.
- A villamosenergia-értéklánc tekintetében, a természetes monopóliumok (rendszerirányítás, átvitel, elosztás) szabályozásának kulcsterülete az árszabályozás. → A szabályozás „eredményterméke” egy rendszerhasználat díjrendszer, amely a nyitott piacon tevékenykedő termelők, kereskedők és felhasználók, illetve különféle felhasználói csoportok számára lehetővé teszi, hogy szabályozott árakon igénybe vegyék a hálózatokat a saját energia igényük kielégítése érdekében.
- A bemutatott módszerek kombinációját szükséges alkalmazni, de nincs ideális megoldás. Nemzeti szinten különböző megoldások léteznek.
  - A bemutatott módszerek a leggyakrabban alkalmazott szabályozási megoldások.
  - Mivel rendszerhasználati díjakat kell meghatározni, ezért **az alkalmazott megoldások szükségképpen a megtérülési ráta szabályozás módszeréből indulnak ki, amelyet valamilyen „sapka” módszertannal egészítenek ki egy 3-5 év időtartamú árszabályozási ciklus időtávjában.**
- A vonatkozó EU szabályozás alapján minden tagállamban a szabályozó hatóság által meghatározott, kötelezően alkalmazandó rendszerhasználati díjrendszer működik

# Szabályozási összefüggések (1)

A szokásos szabályozói gyakorlat alapján a  $t$ -edik évben a záró **szabályozott eszközérték**et az induló eszközértékből kiindulva a következő formában írhatjuk fel:

$$(1) \quad cRAB_t = oRAB_t + CAPEX_t - D_t - AD_t - \Delta CAPC_t + \Delta WC_t$$

$cRAB_t$  a szabályozott eszközérték záró értéke a  $t$ -edik szabályozási évben,  $oRAB_t$  a szabályozott eszközérték nyitó értéke a  $t$ -edik szabályozási évben,  $CAPEX_t$  beruházási költség a  $t$ -edik szabályozási évben,  $D_t$  értékcsökkenés,  $\alpha$  értékcsökkenési kulcs,  $AD_t$  selejtezés, a  $\Delta CAPC_t$  tökejuttatásból finanszírozott eszközök értékének éves változása a  $t$  év során (fogyasztók csatlakozási díjai, támogatások),  $\Delta WC_t$  a forgótőke éves változása (Számos olyan szabályozási gyakorlat van, ahol ezt a tételt nem veszik figyelembe, mert közgazdaságilag vitatható a szükségessége. A továbbiakban ezt a tételt elhanyagoljuk. A forgótőke értelmezését a mellékletben közöljük.)

# Szabályozási összefüggések (2)

A szokásos szabályozói gyakorlat alapján a  $t-1$  évben megengedett szabályozott bevétel a megtérülési ráta szabályozás alapösszefüggésével a következő formában írható le (a  $t-1$ -edik évre számolt érték mindig a  $t-2$  év adatain alapul)

$$(2) \quad B_{t-1} = OPEX_{t-1} + D_{t-1} + (RAB_{t-1} \cdot r)$$

A (1) összefüggés módosításával a következő írható:

$$(3) \quad RAB_{t-1} = RAB_{t-2} + CAPEX_{t-1} - D_{t-1} - AD_{t-1} - \Delta CAPC_{t-1}$$

Rendezzük át a (3) összefüggést úgy, hogy a  $t-1$  évben elszámolt amortizációt az azonos évre meghatározott szabályozott eszközértékből számítjuk ki az amortizációs kulcs segítségével, majd rendezzük az egyenletet és helyettesítsük be az (5) kifejezést:

$$(4) \quad B_{t-1} = OPEX_{t-1} + D_{t-1} + r \cdot (RAB_{t-2} + CAPEX_{t-1} - D_{t-1} - AD_{t-1} - \Delta CAPC_{t-1})$$

*A jelzett összetevők tág beavatkozási keretet jelentenek a szabályozó hatóság részére!*

# Tarifa tervezés (1) - elvek

- **A tarifa tervezés stratégiai döntése a költségviselők meghatározása.** A hazai gyakorlat alapján
  - Rendszerhasználati díjat fizet minden felhasználó (fogyasztó) aki fizikailag csatlakozik a hálózatra .
  - A termelők ugyan használják a rendszert, de nem fizetnek rendszerhasználati díjat a betáplálás után (van olyan EU tagállam, ahol a betáplálás után is szükséges fizetni)
  - A rendszerhasználati díjak szintje a csatlakozás feszültségszintjétől függő módon változik, de a végfelhasználók által fizetett díj minden esetben tartalmaz rendszerhasználati díjelemet.
  - Országosan egységes rendszerhasználati tarifa szükséges → Ebből következik, hogy amennyiben több hálózat üzemeltető van (pl. 6 db DSO van Magyarországon), akkor az egységes tarifa valójában egyik DSO esetében sem a saját szabályozási egyenleteiből adódó árat jelenti. Célszerűen olyan mechanizmus szükséges, amely az eltéréseket ki tudja egyenlíteni.
- A rendszerhasználati tarifák fejlesztése szempontjából eldöntendő kérdés, hogy a villamosenergia-tároló a díjfizetés szempontjából minek minősül.
- A hazai szabályozás (12/2020. (XII. 14.) MEKH rendelet) alapján a villamosenergia-rendszerrel kapcsolatban fizetendő:
  - a) a villamosenergia-rendszer használatáért fizetendő díjak (a továbbiakban: rendszerhasználati díjak),
  - b) a közcélú hálózathoz történő csatlakozásért fizetendő díj (a továbbiakban: csatlakozási díj)
  - c) az elosztó által a felhasználó vagy engedélyes igénye alapján, valamint a felhasználó szerződésszegése esetén külön díj ellenében végzett szolgáltatások díjainak (a továbbiakban: külön díjak) → *Nem része a tananyagnak*

# Tarifa tervezés (2) - elvek

- A rendszerhasználati tarifa tervezés során a költségviselők meghatározása után a legfontosabb lépés annak eldöntése, hogy az indokolt költségek milyen arányban kerüljenek megtérítésre
  - fix díjtétellel (alapidj,  $\left[ \frac{Ft}{\text{csatlakozási pont}} \right]$ ),
  - fogyasztásfüggő díjtétellel (energiadíj,  $\left[ \frac{Ft}{kWh} \right]$ ) és
  - teljesítmény alapú díjtétellel (teljesítménydíj,  $\left[ \frac{Ft}{kW} \right]$ )
- A döntés általában csak elvi megfontolások alapján lehetséges. Nincs olyan támadhatatlan érvrendszer, amely alapján definiálni lehetne a felosztás ideális arányát és módszerét.
- Általában abból a megközelítésből szokás kiindulni, hogy
  - A CAPEX jellegű költségek a teljesítmény alapú díjak költség bázisát jelentik, míg
  - Az OPEX jellegű költségek az energiadíjban kerülnek leképzésre.
  - A fix díjtétel díjelem tekintetében a magyar gyakorlat szerint a fogyasztóknál kiépített mérés költségeit tekintjük a fix díjszámítás költségalapjának, ha eltekintünk a rezsicsökkentés módszertani torzító hatásától.
    - Magyarországon az elosztói alapidjak feszültségszintenkénti / tarifánkénti díjarányai az elosztók egy korábbi javaslata alapján kerültek kialakításra. Ezek a díjarányok elvileg az adott feszültségszinten alkalmazott mérők egymáshoz viszonyított költségarányain alapultak.
- Az egyes országokban különböző tervezési gyakorlatok figyelhetők meg.
  - Mivel a gyakorlatban TSO és DSO tarifát is meg kell határozni, ezért a két tarifa akár eltérő módon is meghatározható (a hazai gyakorlat is ez)



# Tarifa tervezés (3) – nemzetközi tapasztalatok

Case	Tariff component			Tariff charging basis		Net metering	Main responsibility in setting tariffs
	Fixed	Capacity	Volume (weight)	Non-linear	Time-of-Use		
Italy	YES	YES	YES (66%)	YES	NO	YES	NRA
Portugal	NO	YES	YES (62%)	NO	YES	NO	NRA
Romania	NO	NO	YES (100%)	NO	NO	NO	NRA
The Netherlands	YES	YES	NO (0%)	NO	NO	YES	NRA and DSOs
Norway	YES	NO	YES (70%)	NO	NO	NO	DSOs
California (PG&E)	YES	NO	YES (n/a)	YES	YES	YES	DSO(PG&E)

Forrás: L.L., C. W. P.: Designing distribution network tariffs that are fair for different consumer groups, Centre for Competition Policy, University of East Anglia, October 2018

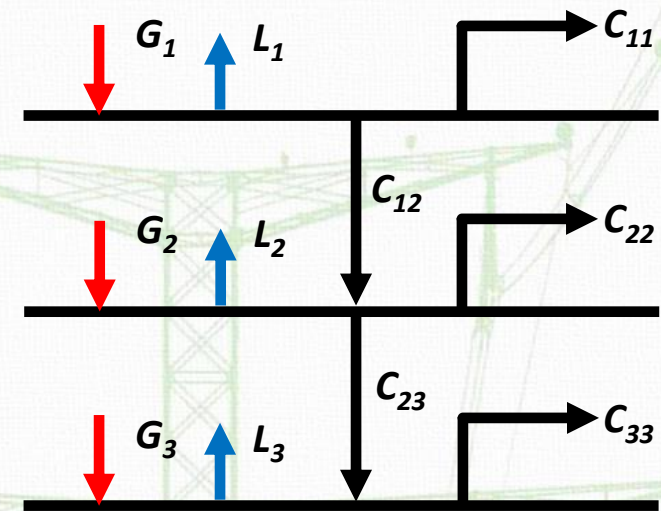


Tarifa komponens	Fix	Teljesítmény alapú		Energia alapú
		Ex ante (lekötés)	Ex post (mérés)	
<b>Előny</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Egyszerű</li> <li>Stabil</li> <li>Tervezhető</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A hálózati kapacitás érték</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A hálózati kapacitás érték</li> <li>Költségarányos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Egyszerű</li> <li>Könnyen elfogadják a fogyasztók</li> </ul>
<b>Hátrány</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nem kapcsolódik a energiapolitikai célokhoz (flexibilitás, energiahatékonyság, ellátásbiztonság)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A kapacitás költségeket csak korlátozott mértékben tükrözi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fejlett mérés technika</li> <li>Komplex</li> <li>Kevésbé tervezhető</li> <li>Nehezen fogadják el a fogyasztók</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A kapacitás költségekre nem érzékeny</li> <li>Növeli a DSO bevételi bizonytalanságát</li> </ul>
Tarifa teljesítmény vagy energia alapon	Időtől független	Nem lineáris	Időtől függő	
			Statikus	Dinamikus
<b>Előny</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Egyszerű</li> <li>Könnyen elfogadják a fogyasztók</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Több szempont alapján optimalizálható</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Támogatja a szűkületes kezelést</li> <li>Érzékeny a kapacitás költségekre</li> <li>Flexibilitási jelzést tud adni</li> <li>Előnyös az energiatudatos fogyasztók számára</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Támogatja a szűkületes kezelést</li> <li>Érzékeny a kapacitás költségekre</li> <li>Flexibilitási jelzést tud adni</li> <li>Előnyös az energiatudatos fogyasztók számára</li> <li>Rövidtávú jelzéseket is ad</li> </ul>
<b>Hátrány</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nem költségérzékeny</li> <li>A saját termelés lehetőségét kontroll nélkül erősíti</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Komplex</li> <li>A nem alapos tervezésnek káros rendszerszintű következményei lehetnek</li> <li>A fogyasztók nehezen fogadják el</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A tervezett csúcside könnyen eltérhet a valóságos viszonyoktól</li> <li>A valós csúcsra nem lehet reagálni</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fejlett mérés technika</li> <li>Egy adott árjelzés túl sok fogyasztót mozgat meg</li> <li>Azok a fogyasztók akik nem tudnak változtatni a fogyasztásukon magasabb árakkal szembesülnek</li> </ul>

Forrás: CEER (2017) Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice.

# Tarifa tervezés (4) – költségallokáció feszültségszintenként (*cost cascading*)

- A költségek feszültségszintenkénti allokálása érdekében tekintsük az ábrán látható három különböző feszültségszintet tartalmazó hálózatot.
- Az ábra jelölései szerint  $G_i$  az adott szinten értelmezhető betáplálás,  $L_i$  az adott szinten értelmezhető hálózati veszteség,  $C_{ij}$  az adott szinten értelmezhető fogyasztás, míg  $C_{i+1}$  az  $i$ -edik szintről a  $i+1$  szintre átadott részfogyasztás.
- Írjuk fel az egyes szintekre a mérlegegyenleteket, illetve az adott feszültségszinten, a díjfizetőkkel értelmezhető vételezések arányát az összes forráson belül ( $S_{ij}$ ):



$$S_{11} = \frac{C_{11}}{G_1 - L_1}$$

$$S_{22} = \frac{C_{22}}{G_2 + C_{12} - L_2}$$

$$S_{33} = \frac{C_{33}}{G_3 + C_{23} - L_3}$$

## Mérlegek:

$$G_1 - L_1 = C_{11} + C_{12}$$

$$G_2 + C_{12} - L_2 = C_{22} + C_{23}$$

$$G_3 + C_{23} - L_3 = C_{33}$$

## Arányok:

# Tarifa tervezés (5) – költségallokáció feszültségszintenként (*cost cascading*)

A fentiek alapján írjuk fel feszültségszintenként, az adott szinten értelmezhető „saját” és „idegen” vételezések figyelembevételével felírható költségeket, ha a költségfelülvizsgálaton feszültségszintenként, a vételezések figyelembevétele nélkül meghatározott költség  $K_i$ :

$$S_1 = S_{11} \cdot K_1$$

$$S_2 = S_{22}(K_2 + (1 - S_{11}) \cdot K_1)$$

$$S_3 = S_{33}(K_3 + (1 - S_{22}) \cdot K_2 + (1 - S_{22}) \cdot (1 - S_{11}) \cdot K_1)$$

A súlyozott költségek alapján, a feszültségszintenkénti tarifák a következő módon számíthatók:

$$p_i = \frac{S_i}{C_{ii}} \left[ \frac{Ft}{kWh} \right] \quad p_i = \frac{S_i}{C_{ii}} \left[ \frac{Ft}{kW} \right] \quad \text{hol } i = 1, 2, 3$$

*A módszer általánosítható, hiszen hatásos teljesítmény csúcsok, vagy előzetesen lekötött teljesítmények esetén is használható!*

*A költségek nem csak feszültségszintenként allokálhatók, de más módszert a tárgy keretében most NEM vizsgálunk!*

# Tarifa tervezés (6) – megjegyzések

- A bemutatott számítási módszer arra a hagyományos feltételezésre épül, hogy a teljesítményáramlás egyirányú és a nagyobb feszültségű hálózat felől, a kisebb feszültségű hálózat irányába mutat.
- Napjaink kihívásai problémássá teszik ezt a megközelítést:
  - **Hogyan kezelhető a hálózati veszteség?**  
 A bemutatott mérlegegyenletekben szerepel az adott feszültségű hálózati veszteség. Ennek a tételnek a rendszerszintű értelmezése azonban sokféle módon megtehető:
    - Amennyiben következetesen nullának tekintjük, akkor a bruttó mennyiségekre írjuk fel a mérlegegyenleteket. Ebből az következik, hogy a hálózati veszteség költsége a díjtételbe beszámításra kerül (van ilyen EU gyakorlat is), tehát nincs szükség külön tarifaelemre a hálózati veszteség finanszírozására.
    - Amennyiben a hálózati veszteséget feszültségintésként meghatározzuk, akkor nem csak az a műszaki probléma áll elő, hogy a veszteség mértéke hogyan kerül meghatározásra, hanem az is, hogy a kereskedelmi jellegű veszteségek kezelése hogyan tud megtörténni, illetve az melyik piaci szereplőnek a felelőssége. Ebben az esetben külön díjelem szükséges a hálózati veszteség finanszírozására.
  - **Mi történik akkor, ha a teljesítményáramlás iránya megváltozik?**  
 Az elosztott termelés mennyiségi növekedésének a hatásaként, a bemutatott mérlegegyenletek alapján mindenképpen megbomlik az egyes feszültségű hálózatok közötti arány, amely nem kívánatos módon ösztönzi a hálózatfejlesztést, illetve amennyiben a szabályozó sem a díjtételek arányain nem változtat (a *cost cascading* elve sérül), sem díjat nem emel, akkor a forgalom csökkenés miatt számottevő díjbevételek kiesés keletkezik a hálózatüzemeltetőnél.
  - **Hogyan kezelhetők a villamosenergia-tárolók?**  
 A tárolás időben átütemezi a betáplálást és a vételezést, de mindkét alkalommal befolyásolja a hálózati veszteség mértékét. Ezen hatás modellezése nehéz, különösen úgy, hogy az új technológia terjedését is becsülni kell.
  - **Hogyan ösztönözhető a flexibilitási képességek használata, vagy azok kiépítése?**  
 A tarifa tervezés historikus adatokból tud kiindulni. Nem célszerű előre „pénzt adni” a hálózatüzemeltetőnek, de ... („Catch-22” ?)

# Szabályozási összefüggések (3)

A szokásos szabályozói gyakorlat alapján a  $t-1$  évben megengedett szabályozott bevétel segítségével a  $t$ -edik évben szükséges szabályozott ár az **ársapka módszer alapján** a következő módon írható fel az ársapka összefüggés felhasználásával:

$$(5) \quad p_t = p_{t-1} \cdot (1 + RPI_{t-1} - X_{t-1})$$

$$(6) \quad B_{t-1} = E_{SUM,t-1} \cdot \tilde{p}_{t-1} \quad \longrightarrow \quad \tilde{p}_{t-1} = \frac{B_{t-1}}{E_{SUM,t-1}}$$

$$(7) \quad \frac{B_t}{E_{SUM,t}} = \frac{B_{t-1}}{E_{SUM,t-1}} \cdot (1 + RPI_{t-1} - X_{t-1})$$

$$(8) \quad B_t = B_{t-1} \frac{E_{SUM,t}}{E_{SUM,t-1}} \cdot (1 + RPI_{t-1} - X_{t-1})$$

$$(9) \quad B_{t-1} = OPEX_{t-1} + D_{t-1} + r \cdot (RAB_{t-2} + CAPEX_{t-1} - D_{t-1} - AD_{t-1} - \Delta CAPC_{t-1})$$

Az egyenletekből jól látható, hogy a módszertan lényegi eleme, hogy a  $t$ -edik évre meg kell becsülni a villamos energia mennyiségét. A konkrét feszültségszintenkénti tarifák, a különféle szabályozási megfontolások alapján a „*cost cascading*” módszerrel számíthatók.

# Szabályozási összefüggések (4)

A szokásos szabályozói gyakorlat alapján a  $t-1$  évben megengedett szabályozott bevétel segítségével a  $t$ -edik évben szükséges szabályozott ár a **bevételsapka módszer alapján** a következő módon írható fel az ársapka összefüggés felhasználásával:

$$(10) \quad B_t = (B_{t-1} + CGA_{t-1} \cdot \Delta Cust_{t-1}) \cdot (1 + RPI_{t-1} - X_{t-1})$$

$$(11) \quad B_{t-1} = OPEX_{t-1} + D_{t-1} + r \cdot (RAB_{t-2} + CAPEX_{t-1} - D_{t-1} - AD_{t-1} - \Delta CAPC_{t-1})$$

Az egyenletekből jól látható, hogy a módszertan lényegi eleme,  $CGA_{t-1}$  a felhasználás növekedésének korrekciós tényezője (*customer growth adjustment factor*, Ft/felhasználó) és  $\Delta Cust_{t-1}$  a felhasználók számának változása.  $\Delta Cust_{t-1}$  egyszerű statisztikai adat, de  $CGA_{t-1}$  becslése meglehetősen bizonytalan, hiszen a szabályozott bevétel mértékét befolyásoló tényezőt jelent. A konkrét feszültség szintenkénti tarifák, a különféle szabályozási megfontolások alapján a „*cost cascading*” módszerrel számíthatók.

# Kiegyenlítés a magyar elosztók között

- **Az elosztási díjak országosan egységesek, miközben az indokolt költségeket a Hivatal elosztónként külön állapítja meg.**
  - Mivel az egyes elosztók adottságai (fogyasztási szerkezet: vezeték hossza, jutó fogyasztók száma, fogyasztók átlagos fogyasztása) eltérőek, ezért az országosan egységes díjak mellett elosztónként nem képződik meg pontosan az indokolt költségeik fedezete. Ezért az elosztók között kiegyenlítő fizetéseket kell működtetni.
- **Kiegyenlítési módszertan**
  - Az országosan egységes elosztási díjak elosztónként felszorzásra kerülnek a díjszámításhoz használt mennyiségekkel.
  - Ennek eredménye összehasonlításra kerül az elosztók elismert költségével, a kettő különbsége adja az átcsoportosítandó értéket
  - A kiegyenlítő fizetések lebonyolítására 2019-től külön pénzeszköz szolgál. Ezt az elosztóknak ugyanazon (elosztó hálózatba betáplált) villamos energia mennyiség után kell megfizetniük, mint az átviteli díjat.
  - A kiegyenlítő pénzeszköznek annyinak kell lennie, hogy az indokolt költséghez képest (legnagyobb) elosztási díj többlettel rendelkező elosztótól a többlet elvonható legyen.
  - Az így kiszámolt (Ft/kWh-ban megállapított) pénzeszközt első lépésben minden elosztónak meg kell fizetnie az elosztó hálózatba betáplált villamos energia alapján.
  - Az elosztónként visszaosztandó pénzeszköz az elosztónként befizetett pénzeszköz ([MFt] = [Ft/kWh] × [kWh]) és az elosztónként előjelhelyesen átcsoportosítandó érték [MFt] összegeként kerül meghatározásra. Ebből elosztónként egy (a hat elosztóra vonatkozó teljes visszaosztáson belüli) százalékos arányt képez a szabályozó hatóság, ami végül a rendeletben megjelenik.



The background is a faded, light green image of high-voltage power lines and pylons stretching across the landscape.

# Elvi követelmények az árszabályozási rendszer kialakításához

---

# A szabályozott árakkal szemben támasztható követelmények (1)

1. Az árnak tükröznie kell a szolgáltatás költségeit, amelyeken a szolgáltatáshoz okságilag kapcsolható valamennyi költséget kell érteni. Az ár tartósan nem szakadhat el a költségektől.
  - Elvi értelemben a közgazdaságilag hatékony árazás a határköltség alapú árazás lenne, de ennek az alkalmazása a csökkenő átlagköltség esetén – ami általában az energiaszektor is jellemzi – nem fedezi a kapacitások tartós működtetéséhez szükséges összköltséget.
2. Az árak ösztönözzenek az energiahatékonyság fokozására, azaz úgy kerüljenek kialakításra, hogy a felhasználók fizessék meg a teljes költséget, s ne legyenek ösztönözve a nem hatékony fogyasztásra.
3. Az ár lehetőleg legyen egyszerű, hogy a fogyasztók könnyen kezelhessék és kalkulálhassák a fizetendő díjakat.
4. Az ár lehetőleg vegye figyelembe a keresleti viszonyokat (pl. zónaidők alkalmazása)

# A szabályozott árakkal szemben támasztható követelmények (2)

5. A tarifarendszer egyes elemei az árban is a mögöttük lévő költségek felmerülésének jellege szerint legyenek megállapítva. Ez azt jelenti, hogy a fix költségek (pl. hálózat kiépítése és fenntartása) fedezését szolgáló elem lehetőleg volumen független legyen, a változó költségeket fedező elem pedig a volumen függvényében alakuljon.
  - **Ennek a szabálynak alkalmazása azonban egyáltalán nem kötelező, hisz közgazdasági indokokból is célszerű lehet eltekinteni ettől.**
6. **Technikai szempontok:**
  - A villamos energia (nagy mennyiségben) nem tárolható (kivétel a szivattyús energiatároló) ;
  - Kereslete napszakonként és időszakonként igen erősen ingadozik;
  - A termelés rendszere technológiailag nem homogén (a termelők primerenergia forrása nem azonos), amire a rendszer biztonságos működése szempontjából is szükség van;
  - Az előállításra felhasznált inputok közül a tüzelőanyagok ára erősen ingadozhat;
  - Externális költségek internalizálása miatt a környezetvédelmi költségeknek is be kell épülniük az árba.

# A szabályozott árakkal szemben támasztható követelmények (3)

7. A szabályozónak egy vertikum árszabályozását kell megoldani, ahol a megelőző szinten elfogadott szabályozott árak átmenő költségként veendőik figyelembe a vertikum következő szintjén.
8. Szociális szempontok és politikai preferenciák is szerepet játszanak az árrendszer és az egyedi árak kialakításában:
  - Ezek a szempontok rendszerint ellentmondanak az 1-7. pontokban felsorolt szempontoknak és nehezen köthetők pontos mérőszámokhoz
  - **A 8. szempont érvényesítése csak úgy oldható meg, ha nem csak a rendszerhasználat kerül szabályozásra, hanem bizonyos felhasználói körben a villamos energia mint termék ár is.**
    - Magyarországon ezt a célt szolgálja az egyetemes szolgáltatás, mint egy speciális villamos energia kereskedelmi forma.
  - A szociális szempontok nem hanyagolhatók el:
    - Amennyiben a fogyasztási tételekre költött átlagos kiadásokat vizsgáljuk az ekvivalens háztartási jövedelem szerint, akkor azt találjuk, hogy Magyarországon a legalsó és legfelső ötödbe tartozó háztartások költségi volumene között a legkisebb különbség a fűtésre illetve a fűtés nélküli áram- és gázfogyasztásra költött összeg tekintetében található. A háztartások legkevésbé az energiaköltségeken képesek takarékoskodni. (TÁRKI: Köz, Teher, Elosztás 2008)
    - [EU szintű probléma kezd kibontakozni](#)

# Hogyan definiálható az energiaszegénység?

- Egy háztartást akkor nevezünk energiaszegénynek, ha az nem képes megfizetni a fűtés vagy más, alapvető energiaszolgáltatások olyan szintjét, amely a tisztességes életminőséghez szükséges. A szegényebb háztartásokban élők tipikusan rosszabb állapotú, több energiát igénylő ingatlanokban laknak, és nincs megfelelő anyagi hátterük, hogy ezen változtassanak. Ezért az energiaszegénység ördögi körének megtöréséhez külső támogatásra van szükség.
- Az energiaszegénység tehát egy összetett jelenség, melynek számos tényezője és hatása van, az energiahatékonyságtól kezdve az állami támogatások rendszerén keresztül az egészségügyi kockázatokig.
- Legfőbb befolyásoló tényezői a háztartások jövedelme, az energiahordozók ára, valamint a lakások típusa, állapota, felszereltsége és energiahatékonysági jellemzői.

Külső tényezők A háztartás jellemzői



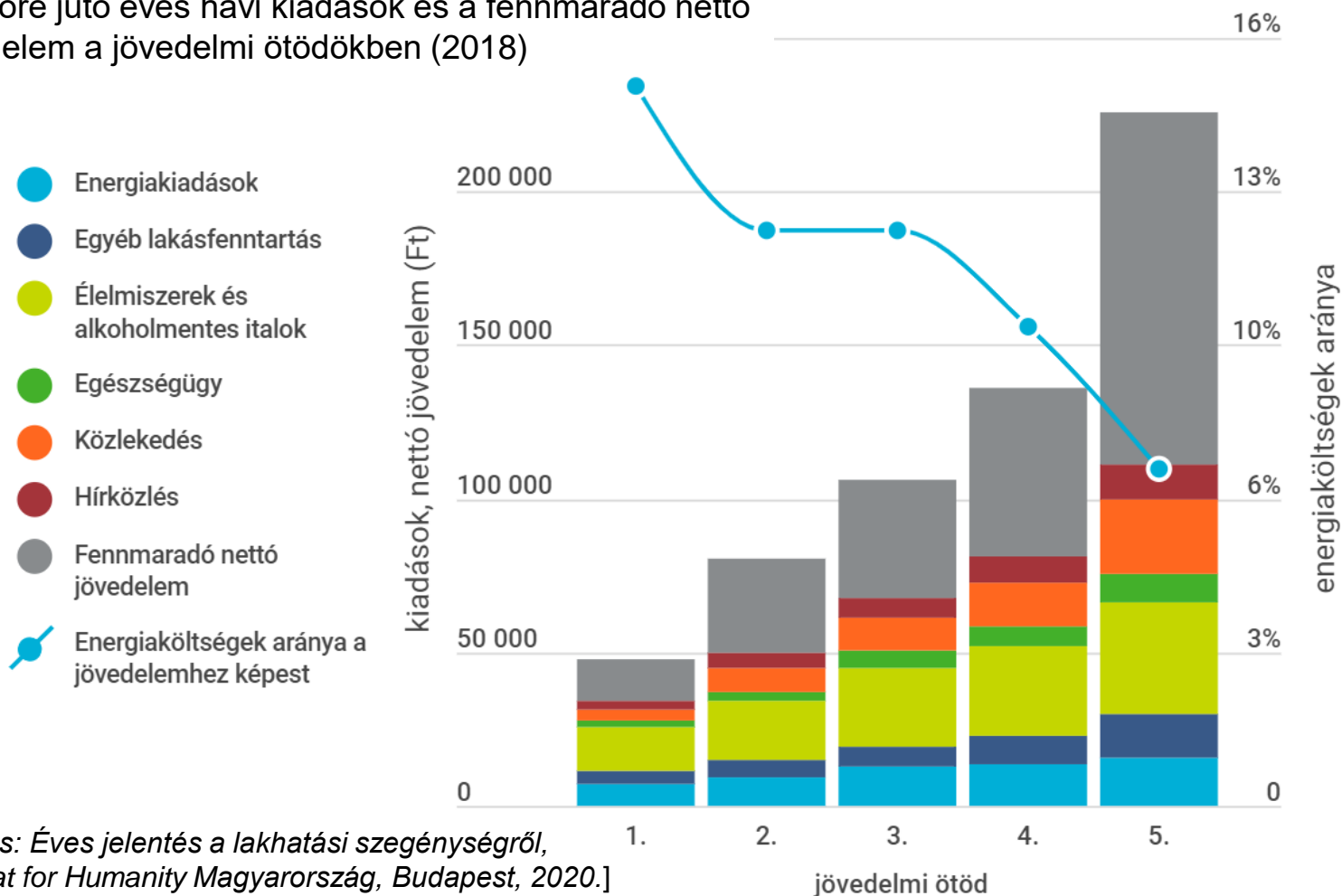
[Forrás: Éves jelentés a lakhatási szegénységről, Habitat for Humanity Magyarország, Budapest, 2020.]

# Az energiaszegénység kezelésének lehetséges irányai

- **A háztartások elkölthető jövedelmének növelése:** a reálkeresetek növelése, és munkahelyek teremtése, adórendszer (ezek általános gazdaságpolitikai kérdések → ebben a tantárgyban ezzel nem foglalkozunk)
- **Árbefagyasztás, vagy árcsökkentés** az árak hatósági szabályozásával: ez az eljárás a politikai szereplőknél rendkívül népszerű és könnyű megoldás.
  - *„All rates and charges made, demanded or received by any public utility ... and all rules and regulations affecting or pertaining to such rates and charges shall be **just and reasonable**, and any such rate or charge that is not just and reasonable is hereby declared to be unlawful”* [Federal Power Act, 16 US Code §824d]
  - Az önkényes politikai döntés már középtávon is ellátásbiztonsági kockázatokat jelenthet.
  - Az energiaszámlát valamikor, valakinek ki kell fizetni. Az elmúlt évek árszabályozási tapasztalatai azt mutatják, hogy az árak befagyasztására, a késleltetett áremelés elérése irányuló politikai törekvések súlyos pénzügyi kötelezettségvállalásokat jelentettek és jelentenek az állam számára. A számlák egy részét nem az azt elfogyasztó fizeti, hanem az adófizetők összesége.
- **Az állam folyamatosan támogatást nyújt a háztartásoknak, hogy energiaköltségeiket fizetni tudják.** Ez történik jelenleg a lakásfenntartási támogatás, illetve korábban a gázár- és távhőtámogatás nyújtásával.
  - Az elmúlt évtizedek tapasztalatai alapján ez is tévútnak tűnik!

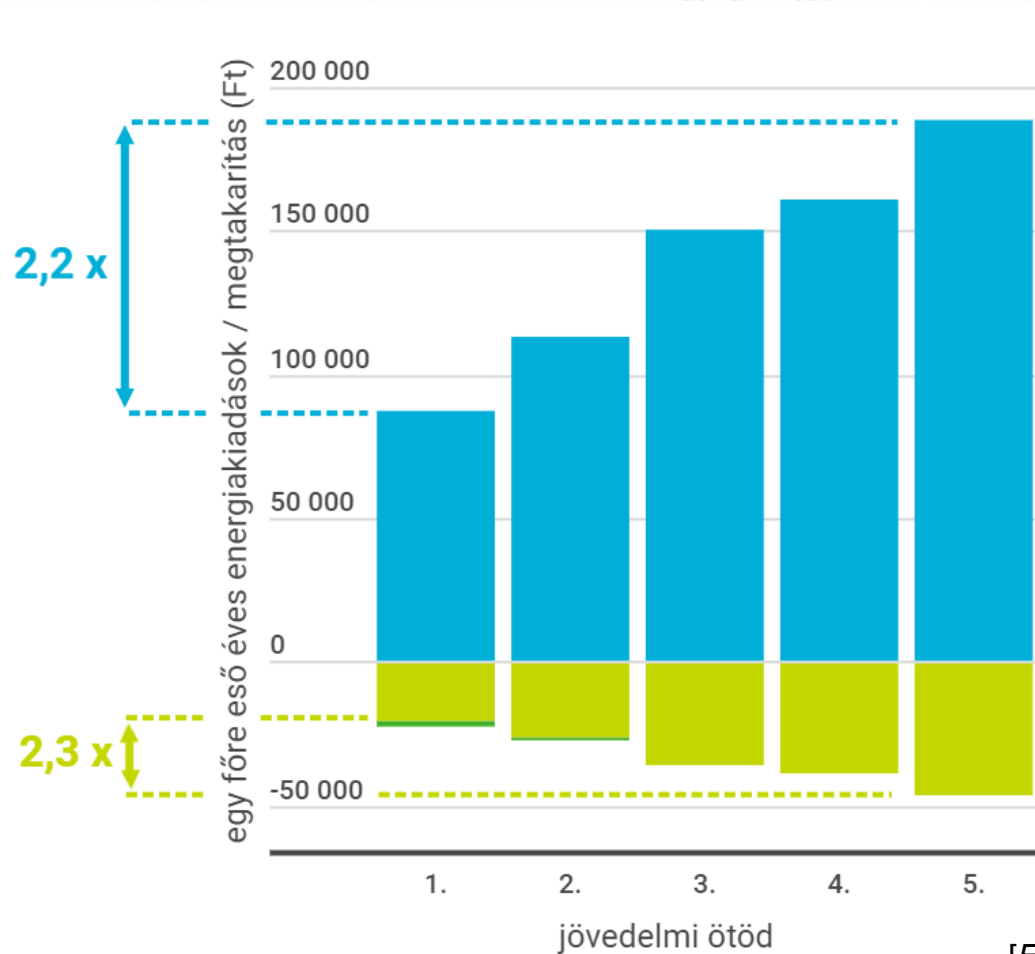
# Néhány magyarországi tapasztalat (1)

Egy főre jutó éves havi kiadások és a fennmaradó nettó jövedelem a jövedelmi ötökben (2018)



[Forrás: Éves jelentés a lakhatási szegénységről, Habitat for Humanity Magyarország, Budapest, 2020.]

# Néhány magyarországi tapasztalat (2)



Egy főre jutó éves energiakiadások és a rezsicsökkentésből, valamint a szociális tüzifa támogatásból származó megtakarítások (2018).  
Forrás: KSH, NFH, MEKH, Habitat

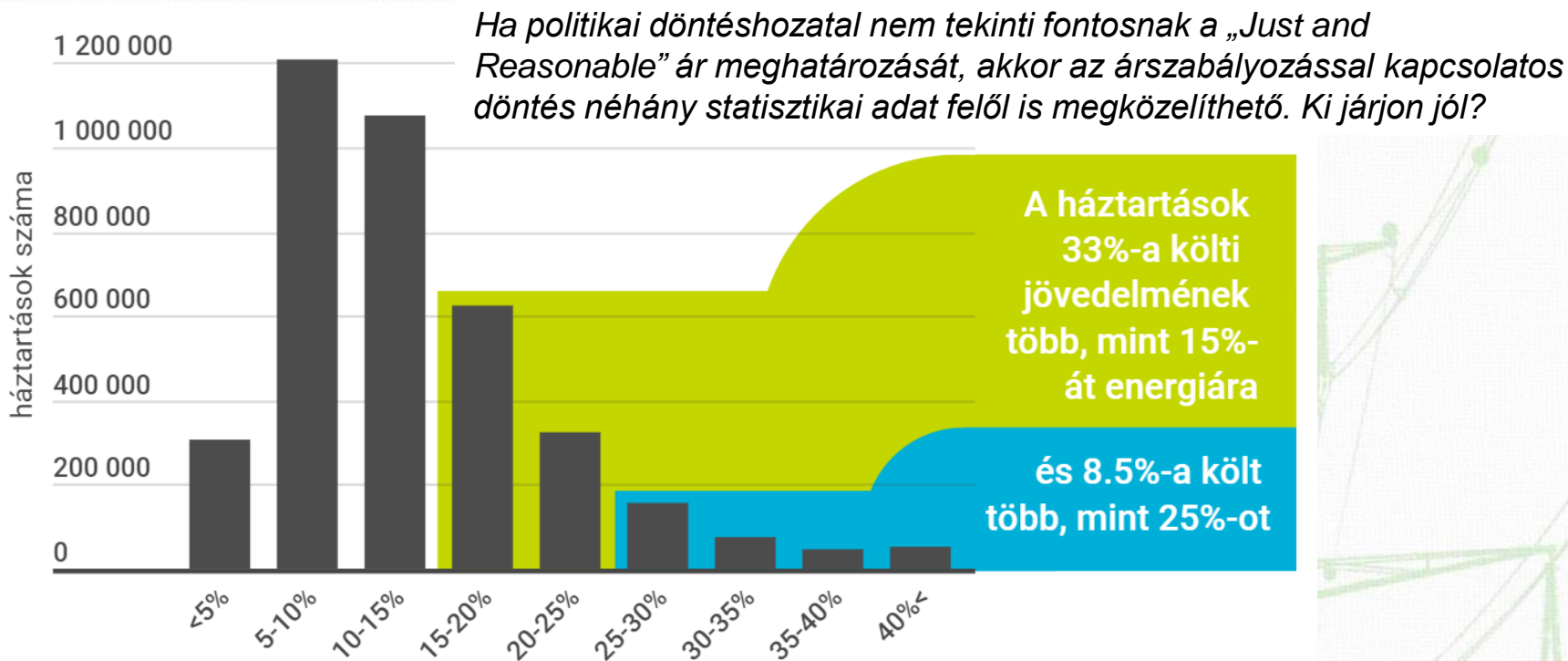
- Éves energiaköltségek
- Rezsicsökkentésből származó megtakarítás \*
- Szociális tüzifátámogatás

\* a 2012-es energiaárakhoz képest

[Forrás: Éves jelentés a lakhatási szegénységről, Habitat for Humanity Magyarország, Budapest, 2020.]



# Néhány magyarországi tapasztalat (3)



Feldmár Nóra (Habitat) szerkesztésében az energiakiadások, és a nettó jövedelem arányának megoszlása az összes háztartás között. A számítás a Központi Statisztikai Hivatal 2015. évi Lakásfelmérés adatállománya felhasználásával készült.

[Forrás: Éves jelentés a lakhatási szegénységről, Habitat for Humanity Magyarország, Budapest, 2020.]

# Energiaszegénység, EU 2019/944 villamos irányelv

- **Az EU 2018/1999 rendelet az energiaszegénységgel kapcsolatban tervekészítési kötelezettséget ír elő, amelynek komplex vizsgálatokon kell alapulnia, amelyet nem csak energetikai szempontok alapján kell elkészíteni.**
- A tagállamok megfelelő intézkedéseket hoznak a felhasználók védelmére és különösen megfelelő biztosítékokat nyújtanak a kiszolgáltatott helyzetben lévő felhasználók védelmére. E tekintetben a tagállamok meghatározzák a kiszolgáltatott helyzetben lévő felhasználó fogalmát, amely az energiaszegénységre és többek között az ellátásból való kizárás kritikus időszak alatti tilalmára vonatkozhat.
  - A kiszolgáltatott helyzetben lévő felhasználó fogalma kiterjedhet a jövedelmi szintekre, az energiakiadásoknak a rendelkezésre álló jövedelemhez viszonyított arányára, az otthonok energiahatékonyságára, az elektromos eszközöktől való, egészségügyi okokkal magyarázható jelentős függésre, az életkorra vagy egyéb kritériumokra.
  - A tagállamok biztosítják a kiszolgáltatott helyzetben lévő felhasználókkal kapcsolatos jogok és kötelezettségek érvényesülését...
  - Magas szintű fogyasztóvédelmet biztosítanak, különösen a szerződési feltételek átláthatósága, az általános információk és a vitarendezési mechanizmusok vonatkozásában.
- A tagállamok ... **a felismert energiaszegénység kezelése céljából** – a szegénység tágabb összefüggéseit is figyelembe véve – **megteszik a szükséges intézkedéseket**, például társadalombiztosítási rendszerükön keresztül előnyöket nyújtanak a kiszolgáltatott helyzetben lévő felhasználók szükséges energiaellátása érdekében, vagy támogatást nyújtanak az energiahatékony fejlesztéseknek.
  - **Ezen intézkedések nem gátolhatják a 4. cikkben előírt tényleges piacnyitást és a piac működését...**
  - Ezek az értesítések magukban foglalhatnak az általános társadalombiztosítási rendszeren belül hozott intézkedéseket is. [28. cikk (1) – (2)]
- Az energiaszegénységben élő háztartások számának ... az értékelésekor a tagállamok olyan kritériumokat határoznak meg és tesznek közzé, amelyek magukban foglalhatják az alacsony jövedelmet (1), az energiakiadásoknak a rendelkezésre álló jövedelemhez viszonyított magas arányát (2), valamint a gyenge energiahatékonyságot (3).
- A Bizottság ezzel kapcsolatban és az 5. cikk (5) bekezdésével összefüggésben **iránymutatást ad az „energiaszegény háztartások jelentős számának” meghatározása kapcsán [A Bizottság (EU) 2020/1563 ajánlása]**, abból az alapvetésből kiindulva, hogy az energiaszegény háztartások bármely aránya jelentősnek tekinthető. [29. cikk]

# Néhány további árszabályozási kihívás (CEP)

- A hálózati hozzáférés díjainak figyelembe kell venniük a hálózatbiztonsági és a rugalmassági követelményeket.
- A hálózati díjak nem kezelhetik hátrányosan vagy pozitív megkülönböztetéssel az energiatárolást és az aggregálást.
- A hálózati díjaknak figyelembe kell venniük az okozott hálózati veszteségek és szűk keresztmetszetek volumenét és az infrastrukturális beruházási költségeket.
- Az elosztási díjaknak tükrözniük kell a költségeket és figyelembe kell venniük az elosztóhálózat rendszerhasználók – köztük az aktív felhasználók – általi igénybevételét.
- Az okos mérési rendszerek bevezetése esetén az átviteli és elosztási tarifák meghatározásakor figyelembe kell venni az időben differenciált hálózati díjakat.
- Az ACER jelentést készít az átviteli és az elosztási díjakkal kapcsolatos módszertanokra vonatkozó legjobb gyakorlatokról.

# Mit tartalmaz a hazai szabályozás (12/2020. (XII. 14.) MEKH rendelet)?

- A rendszerhasználati díjak egymással és az áralkalmazási feltételeikkel összehangoltan - a legkisebb költség elvének és a hálózati engedélyesek indokolt költségeinek figyelembevételével - kerülnek megállapításra.
- A díjak mértékének szintje és arányai tekintetében figyelemmel kell lenni az előző árszabályozási ciklusban, valamint az adott árszabályozási ciklus előző éveiben hatályos díjmegállapításokra is, és a díjak évenkénti megállapítása során - törekedve a díjmegállapítás folyamatosságára és kiegyenlítetttségére - lehetőség szerint kerülni kell az egyik évről másikra történő nagyarányú változtatásokat → „*ársimítás*”
- A díjak megállapítása során törekedni kell arra, hogy a hálózati engedélyesek
  - ösztönözve legyenek gazdálkodásuk **hatékonyság**ának növelésére,
  - érdekeltté váljanak a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (a továbbiakban: Hivatal) elnöke által a villamosenergia-ellátás minimális **minőségi** követelményeiről és elvart színvonaláról kiadott határozatokban előírt szolgáltatásminőségi követelmények teljesítésében,
  - az ellátásbiztonság növelése érdekében ösztönzést kapjanak a fenntartható működéshez **szükséges hálózatfejlesztés**ek végrehajtására,
  - ne legyenek ellenérdekeltek a fogyasztók **energiahatékonysági** intézkedéseinek támogatásában,
  - **kockázatai** ne lépjenek túl az adott gazdasági viszonyok közötti **észszerű mértéket**,
  - **kellő előrelátással** tudják meghozni gazdasági és üzletpolitikai döntéseiket, és
  - **ösztönözve** legyenek az okos hálózatok fejlesztésére, valamint a támogatási források megszerzésére és hatékony felhasználására.

# Mellékletek

---

# A forgótőke (working capital)

- A **working capital (WC)** a nemzetközi gyakorlatban azt fejezi ki, hogy mekkora összeg maradna a forgóeszközökből a vállalkozásnál, ha a folyó forrásokat a forgóeszközök értékesítéséből kellene fedeznie.
- $$\text{Nettó forgótőke} = \text{Forgóeszközök} - \text{Folyó források}$$
- A folyó források tartalmát az adott ország számvitele határozza meg. A fogalom alatt az egy éven belül esedékes tartozásokat értik, amelyek a magyarországi számviteli fogalmak szerint tartalmilag a rövid lejáratú kötelezettségeknek felelnek meg.
- A forgótőke tartalmi meghatározása hazai számviteli fogalmak szerint
  - **Forgótőke = Forgóeszközök – Rövid lejáratú kötelezettségek**
  - Előbbi összefüggés azt fejezi ki, hogy a forgótőke a forgóeszközök tartós forrásokkal finanszírozott része, más megközelítésben a forgóeszközöknek a rövid lejáratú kötelezettségek levonása után fennmaradó hányada.
- Más megközelítésben kifejezhető úgy is, hogy a forgótőke a tartós forrásoknak (saját tőke és a hosszú lejáratú kötelezettségek) a befektetett eszközöket finanszírozó részéből fennmaradó hányada.
  - $$\text{Forgótőke} = \text{Saját tőke} + \text{Hosszú lejáratú kötelezettségek} - \text{Befektetett eszközök}$$

[Zéman Z., Béhm I.: Módszertan vállalkozások pénzügyi teljesítményének mérésére (Mérleg- és eredménykimutatás-elemzés), Akadémiai Kiadó, 2019]

# EU Tiszta Energia Csomag (CEP)

- 2016. november 30-án jelent meg az Európai Bizottság közleményeként
- „*Clean Energy for all Europeans*” – Tiszta energia minden európainak (CEP)
- Nagy terjedelmű szabályozási javaslatcsomag
- Fő célok: energiahatékonyság növelése, EU világszintű vezető szerepe a megújuló energiák terén, fogyasztóközpontú átmenet a tiszta energiagazdaságba
- **Valamennyi jogszabály esetében befejeződött az előkészítés és a döntéshozatal. Minden jogszabály kihirdetésre került és hatályba lépett.**

## Uniós klíma- és energiapolitika

2030

40%-os ÜHG-kibocsátás-csökkentés az 1990-es szinthez képest

Megújulóenergia-felhasználás növelése **32%-ra** a teljes energiafelhasználáson belül

Energiahatékonyság növelése növelése **32,5%-ra**



# Mérőszámok meghatározása (2)

- **MAIFI:** Egy felhasználó évente átlagosan hányszor marad ellátás nélkül legfeljebb 3 percig (ún. rövid idejű) kimaradások miatt.
  - A mutató dimenziója [kimaradások száma/felhasználó/év]

$$MAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_t}$$

ahol

- $N_i$ : az egyes rövid idejű kimaradások által érintett felhasználók száma
- $N_t$ : a rendszerben lévő összes felhasználó száma, amelyre a mutató vonatkozik





MAGYAR VILLAMOSENERGIA-IPARI  
ÁTVITELI RENDSZERIRÁNYÍTÓ ZRT.

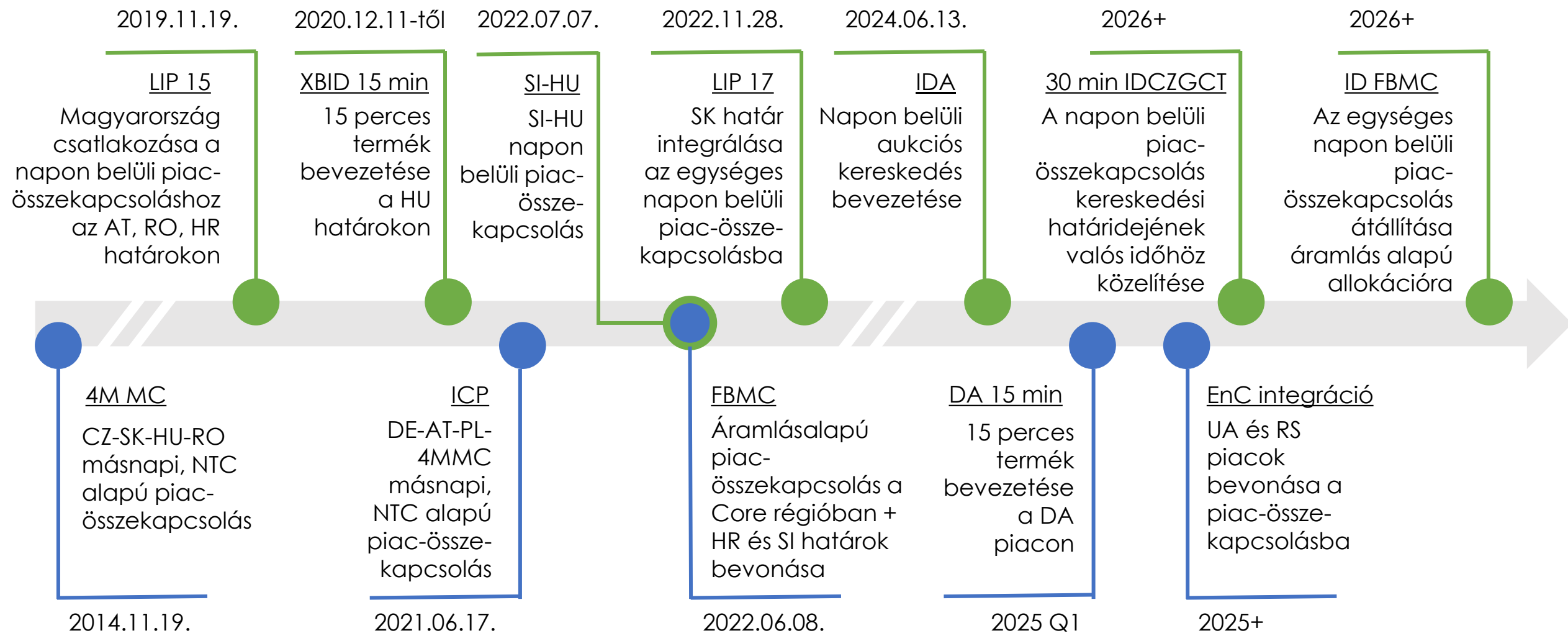
The logo features a large, white number "75" with a decorative circular pattern of dots around the "7". To the right of the "75" is the word "éves" in a smaller font, and below it, the phrase "a rendszerirányítás" in an even smaller font.

**75** éves  
a rendszerirányítás

# Nagykereskedelmi villamosenergia-piaci fejlesztések

2024.11.08.

# PIACINTEGRÁCIÓ



LIP: Local implementation project – helyi implementációs projekt

XBID: Cross-Border Intraday – napon belüli piac-összekapcsolási projekt régi neve

IDCZGCT: Intraday Cross-zonal gate closure time – napon belüli határkeresztesztő kapuzárási időpont

FBMC: Flow-Based Market Coupling – áramlásalapú piac-összekapcsolás

EnC: Energy Community – EU energetikai együttműködésének kiterjesztésén dolgozó szervezet

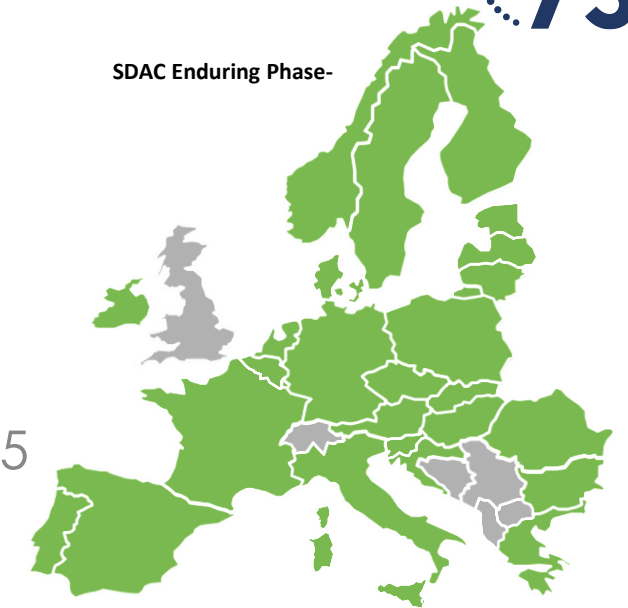
# MÁSNAPI AUKCIÓS KERESKEDÉS BEVEZETÉSE

SDAC/CORE FBMC

## Single Day-ahead Coupling (SDAC)

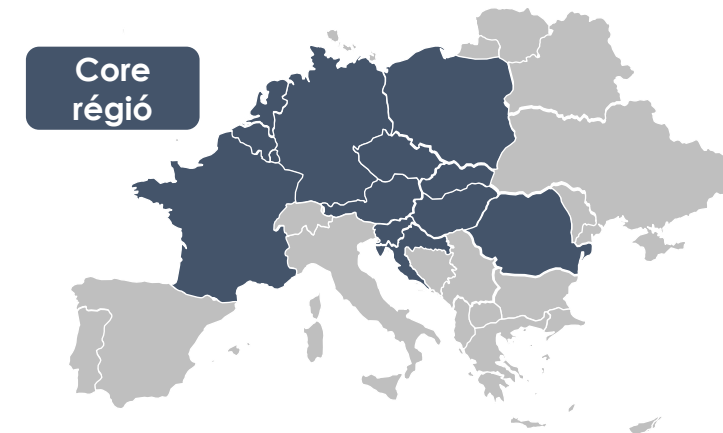
= egységes EU-s piac-összekapcsolás a másnapi időtávon

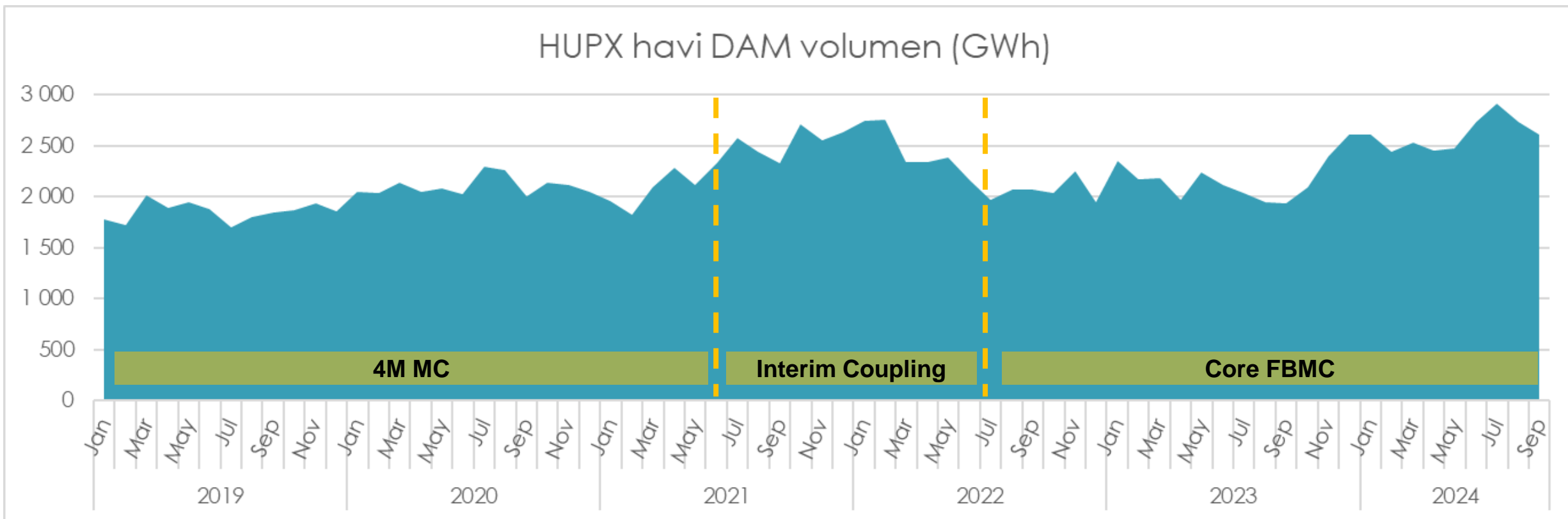
- CACM előírás
- Implicit kereskedés (kapacitás + energia)
- Aukciós folyamatos kereskedés
- Jelenleg 60 perces termékek érhetőek el, de minden EU-s határon 15 perces felbontásra kell átállni



## Core Flow-based Market Coupling (Core FB MC)

- Az SDAC egy részegysége, mely a Core CCR módszertanban meghatározott határokat öleli fel.
- A legnagyobb CCR az SDAC-n belül.
- A kapacitásszámítás áramlásalapú megközelítésen alapszik.





Adatok forrása: HUPX

A **Core FBMC** projekt élesítését követően a piaci volumenek stabilizálódtak a 2 TWh-t némileg meghaladó szinten, 2023 Q4-től növekedésnek indult.

### DA 15 MTU - háttér:

Az ACER 04-2020-as1, „A piac-összekapcsolási algoritmus, a folyamatos kereskedési algoritmus, illetve a napon belüli aukciós algoritmus módszertan” döntésével összhangban a SDAC NEMO-knak és TSO-knak be kell vezetniük a másnapi időtávon is a 15 perces termék kereskedhetőségét.

Ennek implementációjának eredményeként:

- a piaci szereplők (villamosenergia termelők, kereskedők nagyfogyasztók stb) az EU szinten harmonizált **kiegyenlítőenergia-elszámolási időszakokkal azonos időintervallumon** is kereskedhetnek,
- ezáltal nagy mértékben **javulhat a piaci szereplők portfólió management eredményessége** (fizikai pozíció kezelés),
- mely **csökkent kiegyenlítő energiaigényben** realizálódhat,
- Amely a piaci szereplők működésihatékonyság javulásuknak köszönhetően az egyetemes/lakossági fogyasztók költségeinek csökkenéséhez is hozzájárulhat, **ezzel tovább növelve** az SDAC szintű piacintegrációból realizálható **társadalmi jóllét szintjét**.

## Piac design:

- A tervek szerint a jelenlegi **SDAC másnapi piac** mechanizmusai, folyamatai és megoldásai kerülnek **továbbfejlesztésre** oly módon, hogy az lehetővé tegye a 15 perces termék kereskedését is. Főbb kondíciók:
  - Core régióban és várhatóan a Nordic régióban **áramlásalapú** lesz a kapacitászámítás és allokáció, a többi SDAC határon pedig az NTC alapú megközelítés.
  - A Core régióban a **kezdeti időszakban** az adott órán belüli negyedórás kapacitás szintek az órás számítás eredményeként kerülnek meghatározásra, azaz az órán belül azonos mennyiségek kerülnek allokálásra.
  - Az allokációs mechanizmus, a jelenleg érvényben lévő ACER döntéssel összhangban marad az **EUPHEMIA**
  - Az ajánlati könyvek zárási időpontja marad **12:00**

## Implementációs kihívások

- A jelenlegi órás megközelítéshez képest jelentősen **megnövekedik az optimalizálandó MTU számossága** (24 óra → 96 negyedóra), mely gyakorlati szempontból az allokációs számítás időigénylénnek jelentős növekedését okozza.
- Ennek a **megnövekedett számítás futási időigény** lecsökkentése, annak a napi folyamatok és határidőbe illesztése az egyik legnagyobb implementációs kihívás.
- Várhatóan a jelenleg elérhető talán túlzóan sokszínű **termékpaletta racionalizálása** (csökkentése) is szükséges lehet.
- Mindezek SDAC szintű kidolgozás és implementálása folyamatban van.

## Ütemezés:

- Tervezett éles indulási időablak: 2025 Q1



# NAPON BELÜLI FOLYAMATOS KERESKEDÉS BEVEZETÉSE

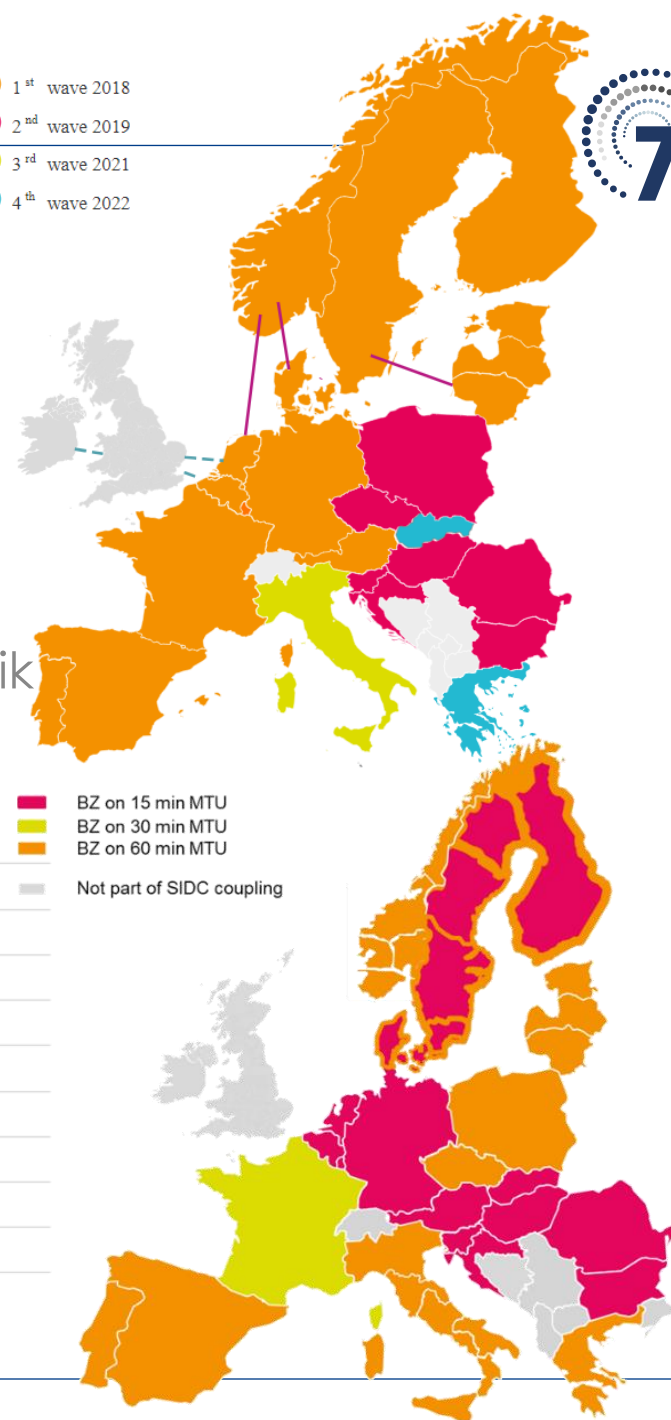
SIDC/IDC

## Single Intraday Coupling (SIDC)

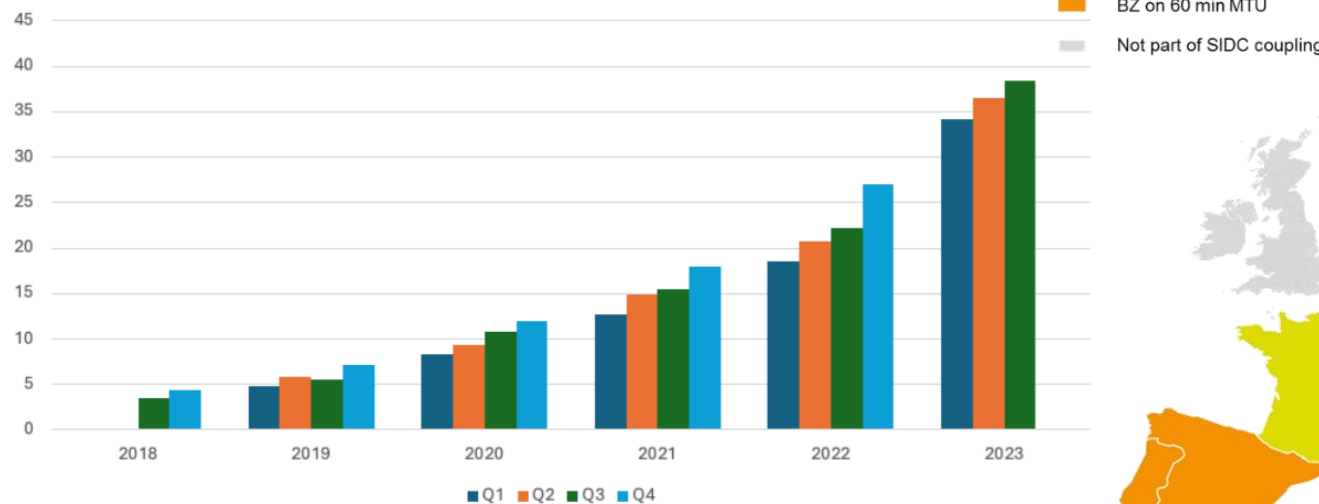
= egységes EU-s piac-összekapcsolás a napon belüli időtávon

- CACM előírás
- Implicit kereskedés (kapacitás + energia)
- „Realtime” folyamatos kereskedés
- Minden EU-s határunkra 15 perces felbontás
- Kapacitás kiosztása a „First come, first served” elv alapján működik  
→ a kapacitás nincs árazva

- 1<sup>st</sup> wave 2018
- 2<sup>nd</sup> wave 2019
- 3<sup>rd</sup> wave 2021
- 4<sup>th</sup> wave 2022

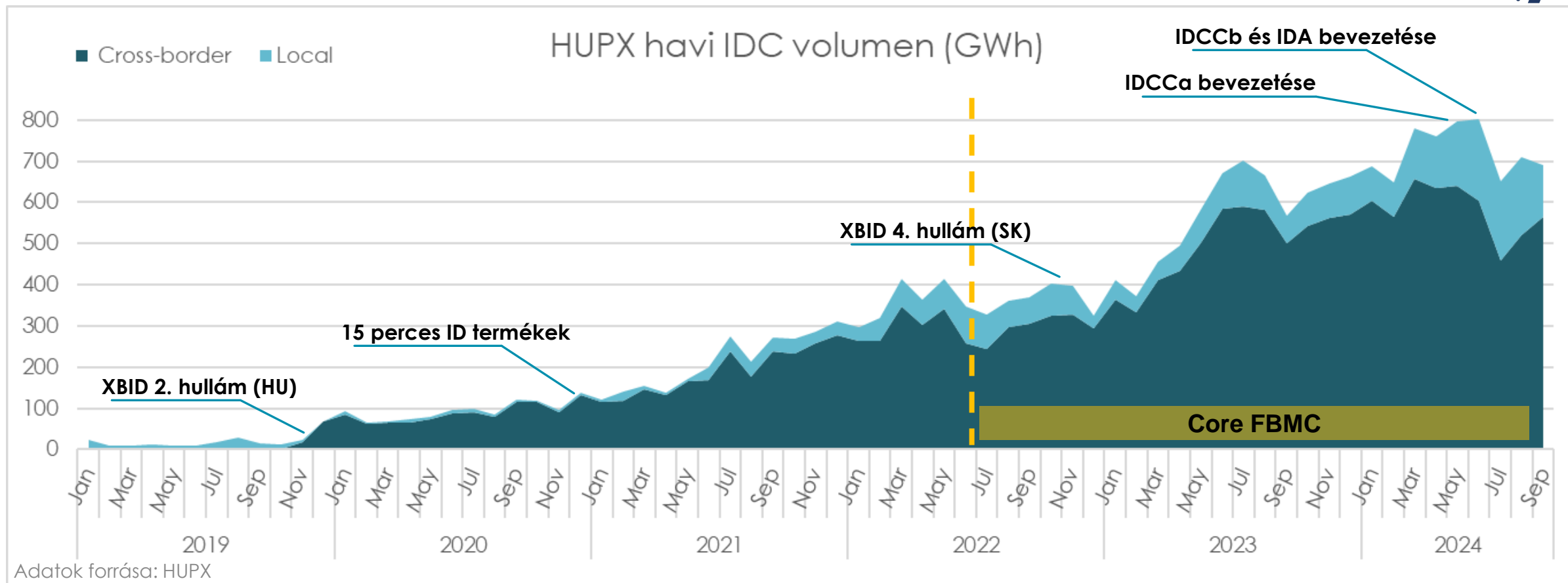


Trades per quarter (in millions)



MTU: Market Time Unit – piaci időegység;  
BZ: Bidding Zone – ajánlattételi övezet (zóna);  
BZB: Bidding Zone Border – ajánlattételi övezet határa

Forrás:  
[https://www.entsoe.eu/network\\_codes/cacm/implementation/sidc/](https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/)



A **napon belüli piacon** a kereskedett mennyiségek a Core FBMC indulását követő megtorpanástól eltekintve folyamatos növekedést mutatnak, ami jól mutatja, hogy jelentős potenciál van még a piacon.

# NAPON BELÜLI AUKCIÓS KERESKEDÉS BEVEZETÉSE

SIDC/IDA

CACM (a Bizottság 2015/1222 rendelete) 55. cikk: “a napon belüli övezetközi kapacitás **egységes árképzési módszertanának** tükröznie kell a **piaci szűk keresztmetszeteket**”

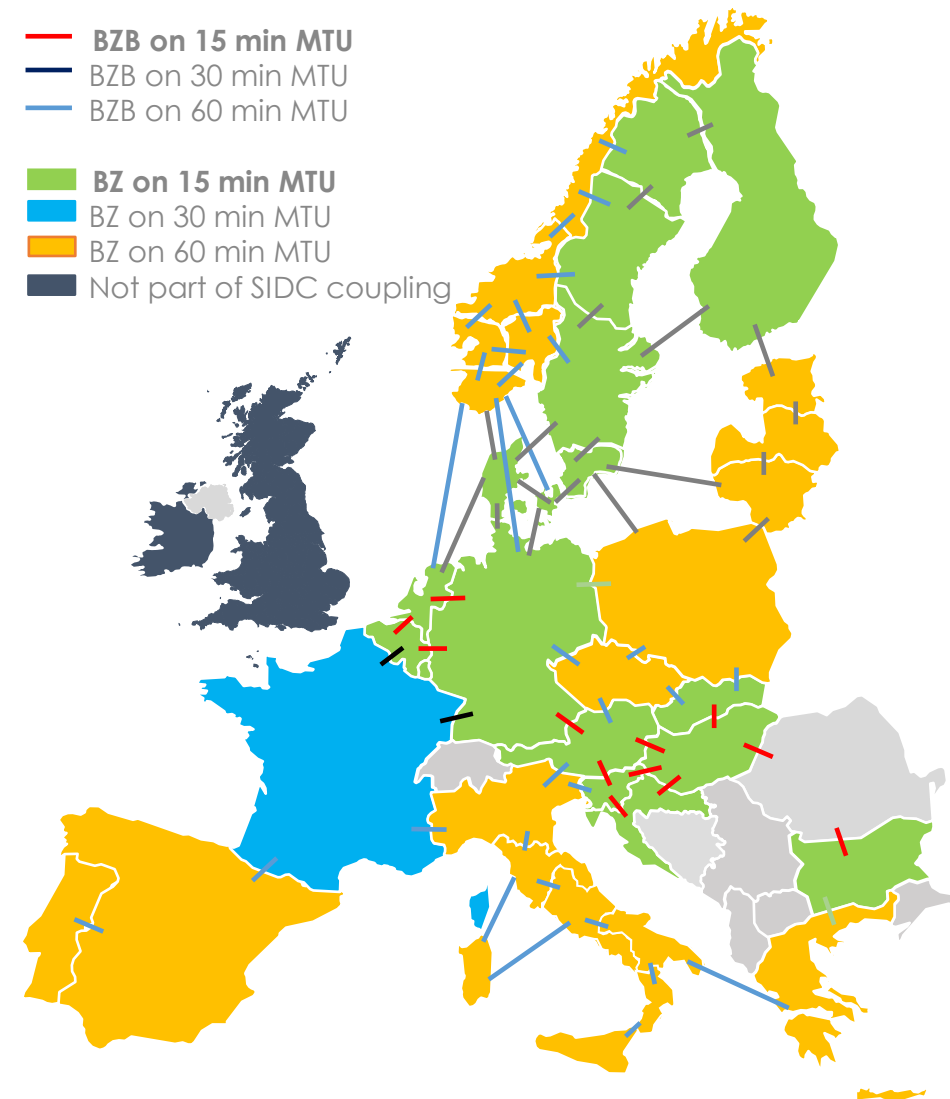
24/01/2019 ACER döntés (No\_01\_2019): A napon belüli határkeresztező kapacitások **árazása napon belüli aukcióval** (IDA) valósuljon meg.

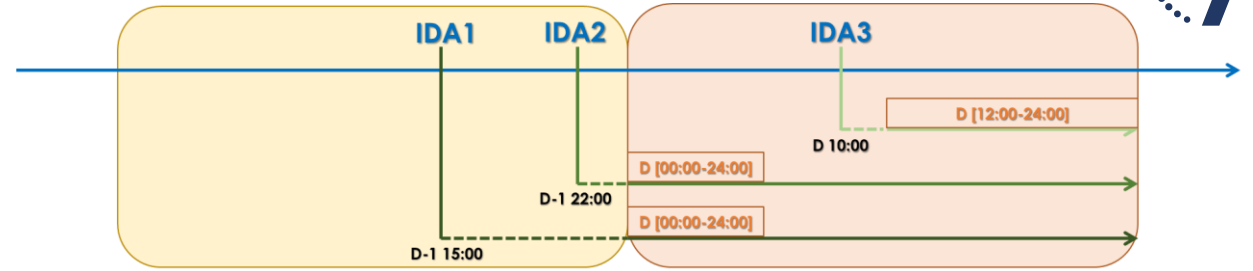
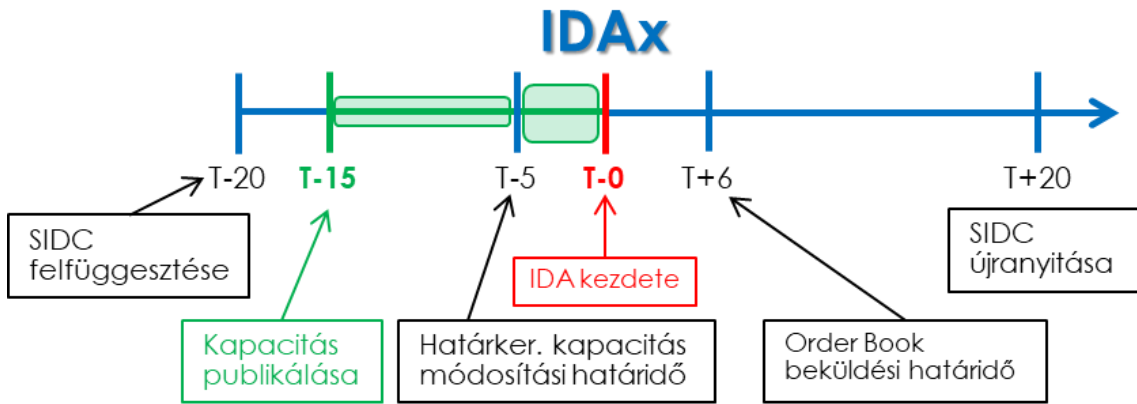
## IDA = Intraday Auction

- Go-live időpontjában a térkép szerinti MTU-k
- Az IDA eredményeket a PCR eszközök kalkulálják ki (PMB and Euphemia), ugyanúgy mint a másnapi piacon
- Élesbe állás: **2024.06.13.**
- Támogatja a likviditás adott időpontokba történő összevonását
- Átlátható és szabályos árképzést tesz lehetővé
- Megkülönböztetéstől mentes hozzáférést biztosít a határkeresztező kapacitáshoz
- Tükrözi a felosztás pillanatában fennálló piaci helyzetet, információt ad a szűkületekről

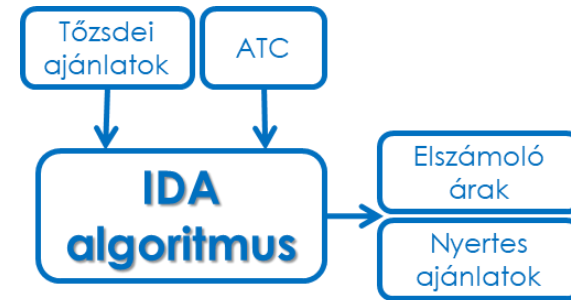
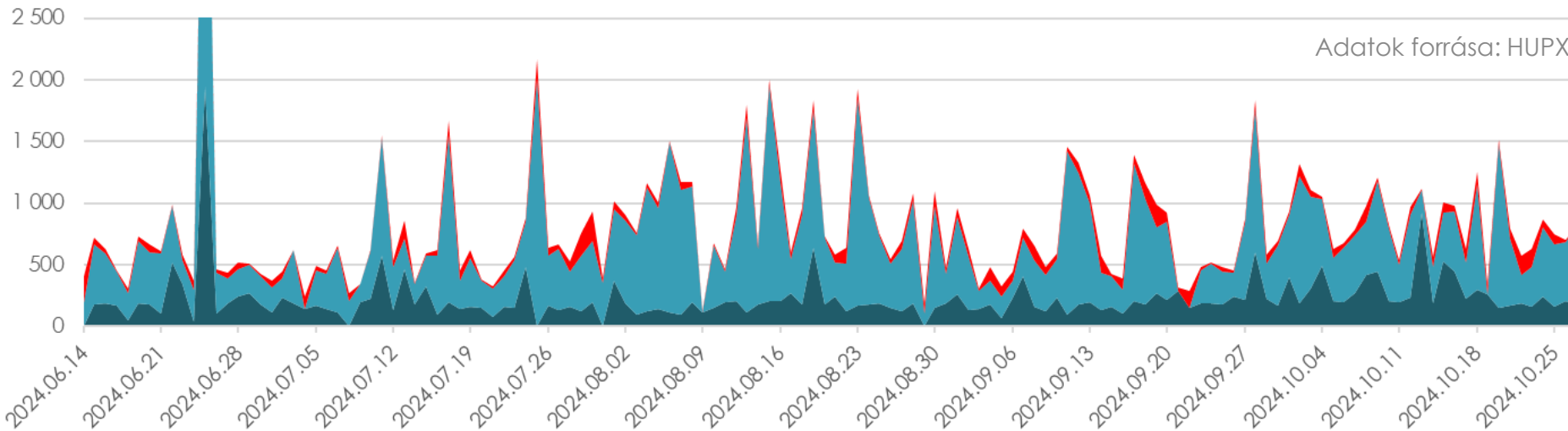
MTU: Market Time Unit – piaci időegység;  
BZ: Bidding Zone – ajánlattételi övezet (zóna);  
BZB: Bidding Zone Border – ajánlattételi övezet határa

Forrás: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/cacm/implementation/sidc/](https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/)





HUPX napi IDA volumen (MWh)



2024.06.25-i üzleti napra **SDAC részleges piac-szétkapcsolás** (partial decoupling) extrém IDA kereskedéseket okozott (IDA1: 1948 MWh és IDA2: 3702 MWh)

# NAPON BELÜLI HATÁRKERESZTEZŐ TERMÉKEK

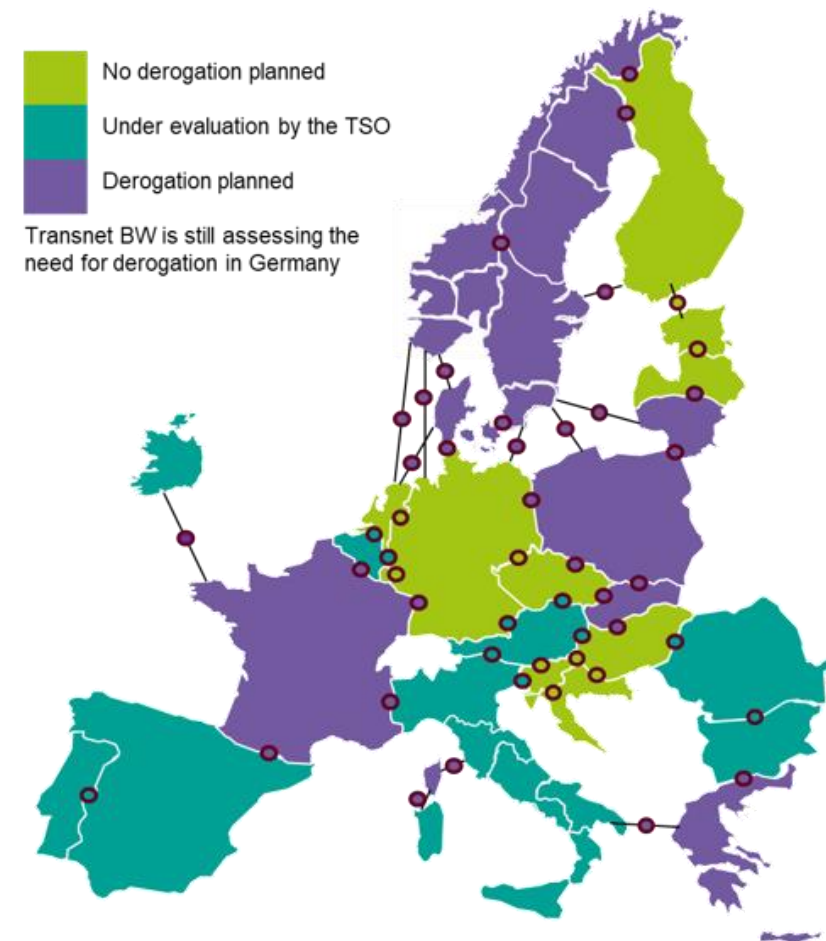
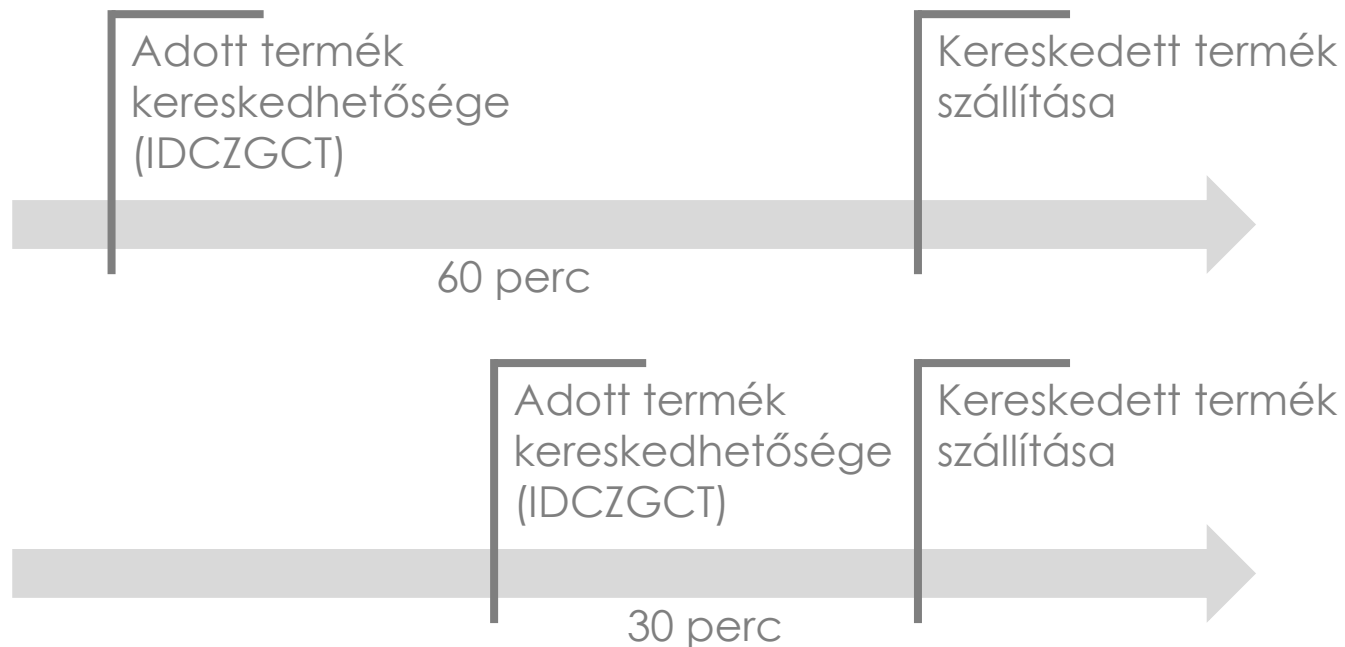
Kereskedhetőség 30 perces előretartása (30 min IDCZGCT)

Jogszabályi háttér: (EU) 2019/942 és az (EU) 2019/943 **rendeletnek** az uniós villamosenergia-piac szerkezetének javítása tekintetében történő módosítása (**EMD reform**) – 2026.01.01.

Lehetőséget biztosít a piaci szereplők **valós időhöz közelebb történő kereskedés**éhez (jelenleg 60 perces előretartás)

Támogatja a likviditás növekedését, az időjárásfüggő termelőegységek integrációját, pontosabb menetrendezést

TSO oldali és központi fejlesztések, harmonizált módszertanok kialakítása



Forrás: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/cacm/implementation/sidc/](https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/)



# ENERGY COMMUNITY

## Piacintegráció indulása



Forrás: <https://www.energy-community.org/>

### Energy Community célja:

- az EU belső energiapiacának kiterjesztése az érintett országokra,
- a vonatkozó uniós jogszabályok átültetése.

#### Ukrán-moldáv piacintegráció

#### Magyar-szerb piac-összekapcsolás

- **Projektek célja:** implicit allokáció (piac-összekapcsolás) megvalósítása az érintett határokon,
  - elsőként a másnapi piacon,
  - majd a napon belüli piacon is.
- **Státusz:** regionális projektek alapítása, piac design kialakítása folyamatban.

## Energy Community háttér:

Energiaközösség (Energy Community - EnC):

- nemzetközi szervezet, amelynek keretében **az EU és a vele szomszédos államok működnek** együtt egy egész Európára kiterjedő integrált energiapiac megvalósítása érdekében.
- **Alapítás: 2005** (Energiaközösséget létrehozó Szerződés)

## Fő célja:

- EU belső energiapiacának kiterjesztése a tagországokra is, egy **kötelező erejű jogi keretrendszeren keresztül;**
- Az EU közös energiapiaci **jogszabályainak átültetése** a szerződő felek saját jogrendszerébe, amely megalapozza a szomszédos EU tagországokkal való együttműködést a villamosenergia-piaci integráció terén. (Ez a jogszabályi átültetés az egyes tagországokban jelenleg is folyamatban van.)

**Szerződő felei:** EU + Albánia, Bosznia-Hercegovina, Koszovó, Észak-Macedónia, Georgia, Moldova, Montenegró, Szerbia és Ukrajna.

## Szerb és ukrán/moldáv piac-összekapcsolási projektek - háttér:

Folyamatban vannak a tárgyalások **Ukrajnával/Moldovával és Szerbiával** is az implicit allokáció, vagyis a piac-összekapcsolás megvalósítására vonatkozóan. Ennek eredményeképpen jelenleg is **zajlik a közös munka azon regionális projektek megalapítása**, illetve a piaci design kialakítása érdekében, amelyek **mind az ukrán és moldáv, mind a szerb piacok összekapcsolását célozzák az EU-s piacokkal**. Első lépésben a másnapi piacok integrációjára fogunk koncentrálni, azonban cél a napon belüli piacok összekapcsolása is egy következő lépésben. Az implicit allokáció bevezetése által egy **optimálisabb kereskedési forma valósulhat meg az érintett határokon, valamint erősödhet a piaci likviditás is ezekben a régiókban**.

Szerb irányban **egyelőre a magyar-szerb határ érintett** a tervezett projektben, de a későbbiekben nincs kizárva, hogy a többi szerb határra is kiterjedhet az együttműködés. **Ukrajna esetében több határ** is érintett, mint ahogy az a dián lévő térképen is látszik (PL-UA, SK-UA, HU-UA, RO-UA, RO-MD, MD-UA).

Tekintettel arra, hogy a vonatkozó EU-s villamosenergia-piaci jogszabályok átültetése Szerbiában és Ukrajnában is folyamatban van még, illetve a projekteknek még csak az előkészítése zajlik, **konkrét fejlesztések egyelőre nem indultak el**, így az éles indulás dátuma sem került még meghatározásra. Jelenlegi várakozásaink szerint a piac-összekapcsolás az érintett határokon legkorábban **2026 végén vagy 2027 elején valósulhat meg**.

# JOGSZABÁLYI VÁLTOZÁSOK

# | Villamos energia piacdesign (EMD) áttekintés

## EMD reform alakulásának folyamata

2021 nyarától egyre magasabb energiaárak

Emergency measures és folyamatos bővítésük

Tanács felkéri a Bizottságot, hogy készítsen javaslatot a reformra

Bizottság javaslata 2023. március 14.

Tanács és EP állásponatok elfogadása

**Trilógus tárgyalások**

**Tanács 2024.05.21-én hivatalosan is elfogadta az EMD rendeletet és irányelvet.**

## EMD reform célja

Megújuló energiaforrások térnyerésének és a gáz kivezetésének felgyorsítása

Fogyasztói számlák függésének csökkentése a fosszilis tüzelőanyagok ingadozó áraitól

Fogyasztók védelme a jövőbeli áremelkedésektől, piaci manipulációtól

Uniós ipar tisztábbá és versenyképesebbé tétele

## Érintett jogszabályok

**Villamos energia rendelet [(EU) 2019/943]**

**Villamos energia irányelv [(EU) 2019/944]**

**REMIT rendelet [1227/2011/EU]**

Köszönöm a megtisztelő figyelmet!

Katona Gábor – [katonag@mavir.hu](mailto:katonag@mavir.hu)



## Vár a MAVIR Gyakornoki program!

- Hosszú távú lehetőség, ahol szakmailag fejlődni és tanulni tudsz!
- Rugalmas munkaidőt biztosítunk, a tanulmányaid nekünk is fontosok!
- Csatlakozhatsz gyakornoki közösségünkhöz, ahol nem csak szakmai kapcsolatokat tudsz építeni!
- Jelentkezz és légy részese egy szuper csapatnak és egy maradandó élménynek!

**KARRIER.MAVIR.HU**



# Gyakorlat:

## Tartaléklekötés és igénybevétel, Erőművi spread-ek, Kötelező átvételi rendszer

---

Előadó: Sörös Péter



Villamos Energetika Tanszék  
Villamos Művek és Környezet Csoport

The background is a faded, light green image of a high-voltage power line tower with multiple insulators and cables. A thin green line runs across the top of the slide, starting with a small wave-like pattern on the left.

# Számítási példák – Rendszerszintű szolgáltatások

---

# Feladat – hosszútávú tartaléklekötés

Az aFRR+ negyedéves versenytárgyalásra a piaci szereplők sikerrel beadták Ajánlati Dokumentációjukat, valamint a Műszaki ajánlatukat. A versenytárgyalás az **ártárgyalásos szakasz**ba érkezett.

- A szereplők a következő **ajánlatok**at adják be:

AJÁNLATOK A TENDEREN	10	20	30	40	50
Szereplő1	9100	9000	8900	8800	8700
Szereplő2	2100	2100			
Szereplő3	2800	2500			
Szereplő4	6400	6400	6400	6400	
Szereplő5	10000	9000	8000	7000	6000
Szereplő6	9500	9500	9500	9500	9500
Szereplő7	8600	8600	8600	8600	8600
Szereplő8	3000	3000	3000	2500	2500
Szereplő9		5200	5200	5100	5100
Szereplő10	8000	7000	6000	5000	4000

1.) Ha a versenytárgyalás tárgyát képező termékből **110 MW**-ra van szüksége, akkor melyik ajánlatokat kell választania?

AJÁNLATOK A TENDEREN	10	20	30	40	50
Szereplő1	9100	9000	8900	8800	8700
Szereplő2	2100	2100			
Szereplő3	2800	2500			
Szereplő4	6400	6400	6400	6400	
Szereplő5	10000	9000	8000	7000	6000
Szereplő6	9500	9500	9500	9500	9500
Szereplő7	8600	8600	8600	8600	8600
Szereplő8	3000	3000	3000	2500	2500
Szereplő9		5200	5200	5100	5100
Szereplő10	8000	7000	6000	5000	4000

- Milyen szerződéseket fog kötni a szereplőkkel?

2.) Az 1-es feladatban kiválasztott aFRR felszabályozási ajánlatokra market maker szerződést kötött.

A napi ajánlat beadáskor a szereplők a következő ajánlatokat adják be:

AJÁNLATOK A D-1-en	MW	Ft/MW/h	Ft/kWh
Szereplő1	20	9500	40
Szereplő2	20	2100	150
Szereplő3	10	2400	30
Szereplő4	20	5500	49
Szereplő5	0	-	40
Szereplő6	0	-	40
Szereplő7	20	8600	52
Szereplő8	30	2500	28
Szereplő9	30	4900	32
Szereplő10	50	4000	44

- A **lekötendő mennyiség 150MW.**
  - A market-maker szerződések (20-20-50-20) figyelembevételével végezze el a **napi ajánlat kiválasztást** és határozza meg a **szabályozási igénybevételi sorrendet!**
- Mekkora lesz az egyes szereplők rendelkezésre állási díja, ha minden szereplő ténylegesen rendelkezésre áll az adott napon!

2.) Az 1-es feladatban kiválasztott aFRR felszabályozási ajánlatokra market maker szerződést kötött.

A napi ajánlat beadáskor a szereplők a következő ajánlatokat adják be:

AJÁNLATOK A D-1-en	MW
Szereplő1	
Szereplő2	MM: 20 →
Szereplő3	MM: 20 →
Szereplő4	
Szereplő5	
Szereplő6	
Szereplő7	
Szereplő8	MM: 50 →
Szereplő9	MM: 20 →
Szereplő10	

Napi ajánlatadás

**A 150 MW igény teljesítéséhez szükséges opciós ajánlat lekötése:**

- Szereplő10 50MW
- Szereplő09 10MW
- Szereplő04 10MW

- A **lekötendő mennyiség 150MW.**
  - A market-maker szerződések (20-20-50-20) figyelembevételével végezze el a **napi ajánlat kiválasztást** és határozza meg a **szabályozási igénybevételi sorrendet!**
- Mekkora lesz az egyes szereplők rendelkezésre állási díja, ha minden szereplő ténylegesen rendelkezésre áll az adott napon!

4.) Tegyük fel, hogy D napon egy adott negyedórájában, **68 MW szabályozás**ra van szükség.

- Az erőművek üzemi tartománya, menetrendje, valamint üzemirányítási mérése az alábbi táblázatban található

AJÁNLATOK A D-1-en	Üzemi tartomány	Visszaigazolt menetrend	Üzemi irányítási mérés	Ft/kWh
Szereplő1	[80;120]	100	112	40
Szereplő2	[50;70]	50	50	150
Szereplő3	[80;120]	110	110	30
Szereplő4	[60;100]	80	80	49
Szereplő5	--	--	--	40
Szereplő6	--	--	--	40
Szereplő7	[50;100]	70	70	52
Szereplő8	[100;150]	100	121	28
Szereplő9	[80;120]	100	119	32
Szereplő10	[50;120]	50	60	44

- Számítsa ki
  - az erőműveknek járó rendelkezésre állási díjat,
  - energia díjat és az utasított eltéréseket,
  - valamint a fel irányú szabályozás fajlagos költségét = súlyozott átlagárát

4.) Tegyük fel, hogy D napon egy adott negyedórájában, **68 MW szabályozás**ra van szükség.

- Az erőművek üzemi tartománya, menetrendje, valamint üzemirányítási mérése az alábbi táblázatban található

AJÁNLATOK A D-1-en	Üzemi tartomány	Visszaigazolt menetrend	Üzemi irányítási mérés	Ft/kWh
Szereplő1	[80;120]	100	?	40
Szereplő2	[50;70]	50	?	150
Szereplő3	[80;120]	110	?	30
Szereplő4	[60;100]	80	?	49
Szereplő5	--	--	?	40
Szereplő6	--	--	?	40
Szereplő7	[50;100]	70	?	52
Szereplő8	[100;150]	100	?	28
Szereplő9	[80;120]	100	?	32
Szereplő10	[50;120]	50	?	44

**A 150 MW kapacitásigény teljesítéséhez lekötött ajánlatok:**

- #02: 20+0MW
- #03: 10+0MW
- #04: 0+10MW
- #08: 30+0MW
- #09: 20+10MW
- #10: 0+50MW

- Számítsa ki
  - az erőműveknek járó rendelkezésre állási díjat,
  - energia díjat és az utasított eltéréseket,
  - valamint a fel irányú szabályozás fajlagos költségét = súlyozott átlagárát





# Számítási példák - termelés

---

# Termelés jövedelmezősége

- $EUA = 25 \text{ EUR/t}$
- $TTF = 15 \text{ EUR/MWh}$
- $EEX = 50 \text{ EUR/MWh}$
- $ARA = 66 \text{ USD/t}$
- $EURUSD = 1,1$
- Gas  $CO_2$  rate =  $0,4\text{t/MWh}$ , efficiency = 45%
- Coal  $CO_2$  rate =  $1,0\text{t/MWh}$ , efficiency = 35%
  
- Mennyi a spark spread? Clean spark spread?
- Mennyi a dark spread? Clean dark spread?
- Mennyi a Mátrai Erőmű clean dark spreadje?
  - Szén ár  $\sim 15 \text{ EUR/MWh}$ ,  $CO_2$ rate =  $1,25 \text{ t/MWh}$   
efficiency = 28%, HUDEX =  $60 \text{ EUR/MWh}$

# KÁT működése

- A kötelező átvételi rendszer működését egy egyszerűsített piacon vizsgáljuk (+ minden nap munkanap!)
- A piacon jelenlévő szereplők:
  - 3 KÁT értékesítő, 3 KÁT átvevő, és a mérlegkör-felelős
- A KÁT értékesítőkre az alábbi átvételi árak vonatkoznak (nyári időszak, munkanap, 20MW-nál kisebb szél- illetve biomassza tüzelésű erőmű):

Mélyvölgy	2:30-06:00	13,26 Ft/kWh
Völgy	23:00-2:30 és 6:00-7:00	32,49 Ft/kWh
Csúcs	07:00-23:00	36,30 Ft/kWh

# KÁT működése

- Az értékesítők által megadott napi termelési menetrend áprilisban:

KÁT értékesítő 1	zsinór 15MW
KÁT értékesítő 2	csúcs 10MW – a fenti zónaidős rendszer szerint
KÁT értékesítő 3	1-15. zsinór 10MW 16-30. zsinór 5MW

- Pótdíjak → normál kiegyenlítő energia + részbeni kompenzáció
  - Normál kiegyenlítő energia díjak

Kompenzáció – termelés arányosan:

- PV és szél esetében 3 Ft/kWh
- egyéb esetben 0,5 Ft/kWh
- évente csökkenő mértékű!

4. M szabályozási pótdíj csökkentés mértékének bázisértékei:

- a) naperőmű és szélerőmű esetén: 3 Ft/kWh;
- b) az a) pont alá nem tartozó erőmű esetén: 0,5 Ft/kWh.

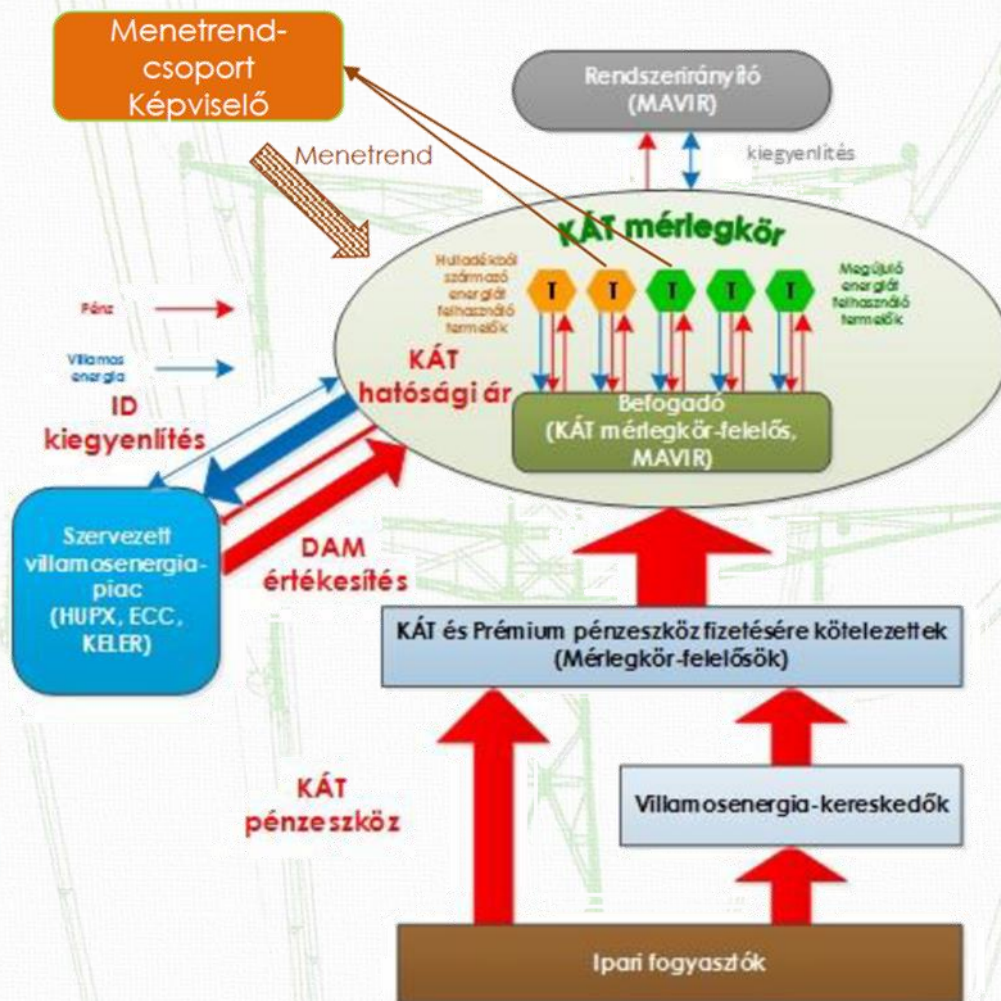
5. A 4. pont szerinti M szabályozási pótdíj csökkentés mértéke

- a) 2021. január 1-től MB \* 0,95;
- b) 2022. január 1-től MB \* 0,85;
- c) 2023. január 1-től MB \* 0,70;
- d) 2024. január 1-től MB \* 0,50;
- e) 2025. január 1-től MB \* 0,25;
- f) 2026. január 1-től nulla;

# KÁT működés átalakítása – „piacosítása”

A 2018. július 1-jei üzleti naptól hatályos működés

- Kötelező napi menetrend
- Kötelező 12 havi prognózis
- Napon belüli menetrend módosítás lehetőség
- Szabályozási pótdíj menetrend hiányra és eltérésre KÁT 0,5 MW és felette, valamint METÁR-KÁT alatt
- Szabályozási pótdíj menetrend hiányra KÁT 0,5 MW alatt
- Szabályozási pótdíj csökkentés lehetősége minden KÁT termelőnek
- Szabályozási bónusz lehetősége minden KÁT termelőnek
- Teljes ID kereskedés



# Menetrendadási folyamat KÁT mérlegkörben

## Termelői prognózis

- Kötelező
- Minden hónap 7. munkanapig
- A következő 12 hónapra
- Havi és zónaidős bontásban
- MEK rendszerben

## Napi menetrend

- Kötelező
- A szállítási napot megelőző nap 10:00 óráig
- MEK rendszerben
- Akár egyszerre egy hónap is feltölthető (egy adott hónapra a tárgy hónapot megelőző hónap 8. munkanapján kinyílik az összes napi kapu)

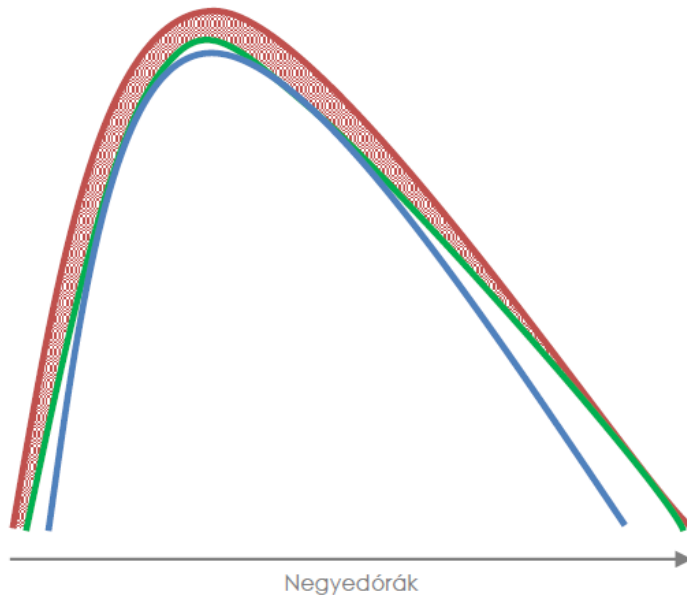
## Napon belüli menetrend

- Nem kötelező
- A szállítást napot megelőző nap 17:00 órától
- Legkésőbb a szállítást megelőző 2-3 órával\*
- MEK rendszerben

<https://www.mavir.hu/web/mavir/termelesi-terv>

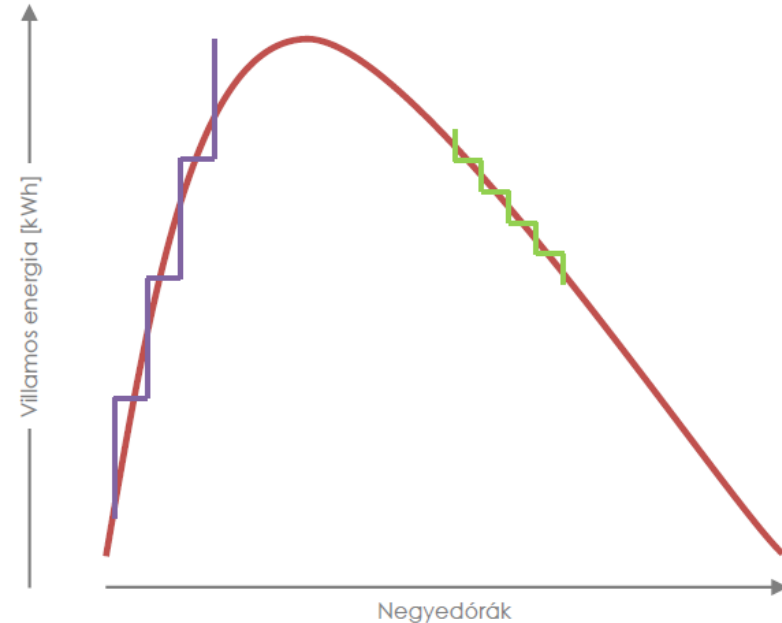
# Intraday menetrendezés és értékesítés előnyei

TERMELŐI NAPON BELÜLI MENETRENDEK



- Szállítás időpontjához közeli optimalizáció
- Előrejelzési hibák kiküszöbölése
- Kiesésekből adódó menetrend eltérések minimalizálása

KERESKEDÉS MIATTI NAPON BELÜLI MENETRENDEK



- Órásítás miatti eltérések simítása napon belüli menetrendekkel, negyedórás gyakorisággal

**Nyereség:** a kiegyenlítő energia csökkenésből származó haszon!

# Kiegyenítési felelősség bevezetése a KÁT-ban

## Ösztönző rendszer a KÁT mérlegkör-tagi napon belüli menetrend beadásra

### PÓTDÍJ ELSZÁMOLÁS 2018. JÚLIUS 1. ELŐTT

#### Napi menetrend hiánya

7 Ft/kWh

#### Napi menetrendtől való eltérés

5 Ft/kWh

#### Toleranciasávok

- $\geq 5$  MW víz:  $\pm 30\%$
- $< 5$  MW biomassza:  $\pm 5\%$ ,  
 $< 5$  MW biogáz:  $\pm 20\%$
- $< 5$  MW víz, szél, nap:  
 $\pm 50\%$  napi szumma

#### Szabályozási bónusz

-

### PÓTDÍJ ELSZÁMOLÁS 2018. JÚLIUS 1. UTÁN 2020. ÁPRILIS 1. ELŐTT

$$(KE_{le} + P) * T$$

[Ft/kWh]

$$\frac{(KE_{fel} - P) * T}{(KE_{le} + P) * T}$$

[Ft/kWh]

#### Változás:

- $\geq 5$  MW víz:  $\pm 25\%$
- $< 5$  MW víz, szél, nap:  $\pm 50\%$  negyedórás

- ID bónusz engedélyes és METÁR-KÁT termelőknek: 2 Ft/kWh
- Napi bónusz 0,5 MW alatti KÁT termelőknek 3 Ft/kWh (naperőmű), 1,5 Ft/kWh (egyéb)
- ID bónusz 0,5 MW alatti KÁT termelőknek 2 Ft/kWh (naperőmű), 1 Ft/kWh (egyéb)

### PÓTDÍJ ELSZÁMOLÁS (TELJES KIEGYENLÍTÉS) 2020. ÁPRILIS 1. UTÁN

A szabályozási pótdíj csökkentés előtti összege **a KÁT KE költség okozathelyes visszaosztásával** kerül kiszámításra, vagyis csak azok kerülnek szankcionálásra, akik az adott negyedórában a **KÁT mérlegkörrel megegyező irányban tértek el menetrendjüktől**

**Eltörlésre kerülnek a toleranciasávok**

Eltörlésre kerül a szabályozási bónusz. Átmeneti időszakban a **napi menetrend hiánnyal csökkentett tény termelési mennyiségre** kerül megállapításra **pótdíj csökkentés**, amely nap- és szélerőművek esetében **3 Ft/kWh**, egyéb esetben **0,5 Ft/kWh**



1) Határozza meg az egyes értékesítők által értékesíteni tervezett villamos energiát, valamint ennek tervezett összegét és összköltségét!

KÁT értékesítő 1	zsinór 15MW
KÁT értékesítő 2	csúcs 10MW – a fenti zónaidős rendszer szerint
KÁT értékesítő 3	1-15. zsinór 10MW 16-30. zsinór 5MW

Mélyvölgy	2:30-06:00	13,26 Ft/kWh
Völgy	23:00-2:30 és 6:00-7:00	32,49 Ft/kWh
Csúcs	07:00-23:00	36,30 Ft/kWh

Mélyvölgy	2:30-06:00	13,26 Ft/kWh
Völgy	23:00-2:30 és 6:00-7:00	32,49 Ft/kWh
Csúcs	07:00-23:00	36,30 Ft/kWh

- **Átlagos ár:**  
 $(16 \cdot 36,30 + 4,5 \cdot 32,49 + 3,5 \cdot 13,26) / 24 = 32,226 \text{ Ft/kWh}$

KÁT értékesítő 1	zsinór 15MW
KÁT értékesítő 2	csúcs 10MW – a fenti zónaidős rendszer szerint
KÁT értékesítő 3	1-15. zsinór 10MW 16-30. zsinór 5MW

- **Az egyes értékesítők tervezett bevételei:**
  - $KAT1 \rightarrow 15MW \cdot 24h/nap = 360MWh/nap \rightarrow 10800MWh/hó \rightarrow 348\,036 \text{ eFt}$
  - $KAT2 \rightarrow 10MW \cdot 16h/nap = 160MWh/nap \rightarrow 4800MWh/hó \rightarrow 174\,240 \text{ eFt}$
  - $KAT3 \rightarrow 7,5MW \cdot 24h/nap = 180MWh/nap \rightarrow 5400MWh/hó \rightarrow 174\,180 \text{ eFt}$
- A teljes mennyiség: 21 000 MWh.
- A teljes fizetendő költség így: 696 295 eFt.

# Milyen pótdíjakat szabnak ki?

- Nincs mennyiségi korlátozás, nincs lépcsős számítás, azaz nincsen tolerancia
- Mindenkinek menetrendet kell adnia, egyébként a teljes termelése le irányú kiegyenlítést igényel
- A KÁT mérlegkör egészének tény kiegyenlítési költsége fel van osztva:
  - Azon KÁT termelők / KÁT csoportok között, melyek OKOZÓ irányban térnek el!
  - 50%-ban a DA és 50%-ban az ID eltéréseiből számítandó

$$\text{Pótdíj csökkentés előtt} = \frac{\text{KE költség}_{\text{DA}} + \text{KE költség}_{\text{ID}}}{2}$$

# Pótdíj számítása – kompenzáció előtt

- A. Adott hónapban a teljes MAVIR KÁT mérlegkör kiegyenlítési költsége: 30 millió Ft
- Mekkora költség terheli az egyes KÁT termelőket ebből, ha egységes 65 Ft/kWh fel és 15 Ft/kWh le irányú KE költséggel számolunk

Értékesítő	KÁT MK kiegyenlítés okozó (negyedórák %-ában)	DA KE összesen az okozói órákban	ID KE összesen az okozói órákban
KÁT #1	0%	0	0
KÁT #2	50%	200000 kWh	50000 kWh
KÁT #3	100%	450000 kWh	50000 kWh

# Pótdíj számítása – kompenzáció előtt

- A. Adott hónapban a teljes MAVIR KÁT mérlegkör kiegyenlítési költsége: 30 millió Ft
- Mekkora költség terheli az egyes KÁT termelőket ebből, ha egységes 65 Ft/kWh fel és 15 Ft/kWh le irányú KE költséggel számolunk

Értékesítő	KÁT MK kiegyenlítés okozó (negyedórák %-ában)	DA KE összesen az okozói órákban	ID KE összesen az okozói órákban	DA költség arány	ID költség arány	Allokált költség	Ft/kWh
KÁT #1	0%	0	0	0%	0%	0%	0
KÁT #2	50%	200000 kWh	50000 kWh	30,7%	50%	40,4%	2,525
KÁT #3	100%	450000 kWh	50000 kWh	69,3%	50%	59,6%	3,311

# Pótdíj számítása – kompenzációval együtt

B. 2023-ban a 3 Ft/kWh báziskompenzáció 70%-ára jogosultak a termelők

Értékesítő	Elvi pótdíj [Ft/kWh] (komp. nélkül)	Max. pótdíj kompenzáció [Ft/kWh]	Végleges pótdíj [Ft/kWh] (komp.-val)	Fizetendő pótdíj összege [M Ft]
KÁT #1	0	-2,1	0	0
KÁT #2	2,525	-2,1	0,425	2,04 (4800 MWh)
KÁT #3	3,311	-2,1	1,211	6,54 (5400 MWh)

# Hova kerül a KÁT-ben átvett energia?

- Határozza meg a HUPX-en értékesítendő mennyiséget!
  - 2016. ápr. 1-től a teljes mennyiség a tőzsdére kerül:
  - 21000 MWh

# Mennyi a teljes átvevőkre hárítandó költség?

- Mérlegköri bevételek:

- A HUPX ár legyen 75 €/MWh BASE és 100 €/MWh PEAK időszakban, az euró árfolyam 350 Ft.

KÁT értékesítő 1	zsinór 15MW
KÁT értékesítő 2	csúcs 10MW – a fenti zónaidős rendszer szerint
KÁT értékesítő 3	1-15. zsinór 10MW 16-30. zsinór 5MW

- *BASE*:  $20 \cdot 24 \cdot 30 + 5 \cdot 24 \cdot 15 = 16200 \text{ MWh} \rightarrow 1215 \text{ k€} \rightarrow 425,250 \text{ MFt}$
- *PEAK*:  $10 \cdot 16 \cdot 30 = 4800 \text{ MWh} \rightarrow 480 \text{ k€} \rightarrow 168 \text{ MFt}$
- Összesen: 592,25 MFt



# Mennyi a teljes átvevőkre hárítandó költség?

- Mérlegköri bevételek:
  - A HUPX ár legyen 75 €/MWh BASE és 100 €/MWh PEAK időszakban, az euró árfolyam 350 Ft.
    - 592 250 eFt
  - A korábbi pótdíjakból befolyt összeg 8 580eFt.
- Mérlegköri költségek:
  - KÁT termelőknek fizetendő: 696 295 eFt
  - KÁT mérlegköri egyéb költségek 15 000 eFt
  - KÁT kiegyenlítési költség: 30 000 eFt
- Összes áthárítandó költség: 140 465 eFt

# Költségallokáció

- A 3 KÁT átvevő által (M+5. napon) bejelentett tény fogyasztás (mentesített fogyasztók nélkül!)

KÁT átvevő 1	130 000 MWh
KÁT átvevő 2	190 000 MWh
KÁT átvevő 3	80 000 MWh

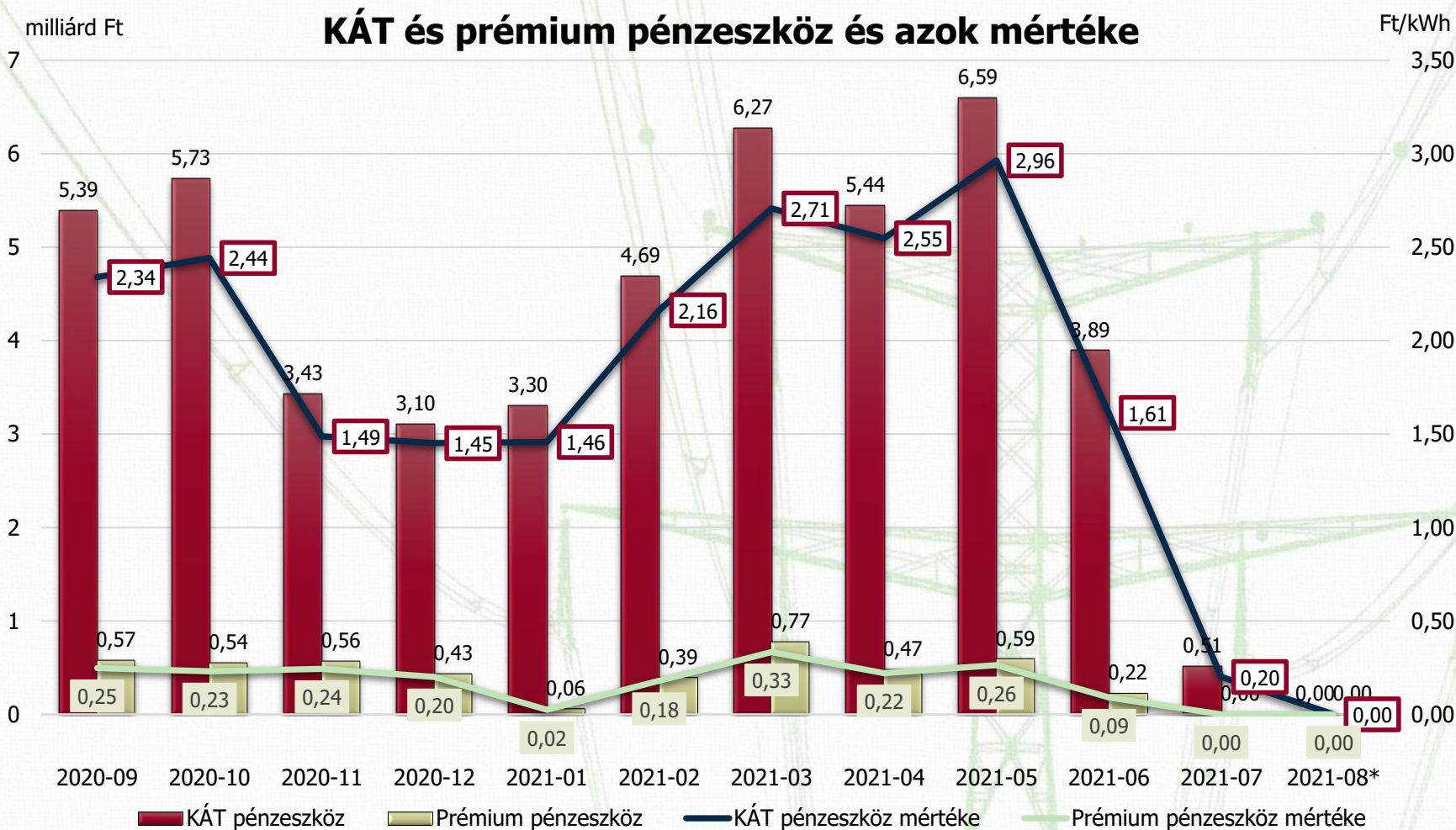
- Adja meg az egyes átvevőkre allokált költséget, amennyiben az M-2 hónap értékesítési adataira vonatkozó korrekció:
  - KÁT átvevő 1: +10 000 MWh
  - KÁT átvevő 2: -5 000 MWh
  - KÁT átvevő 3: 0 MWh

# Megoldás

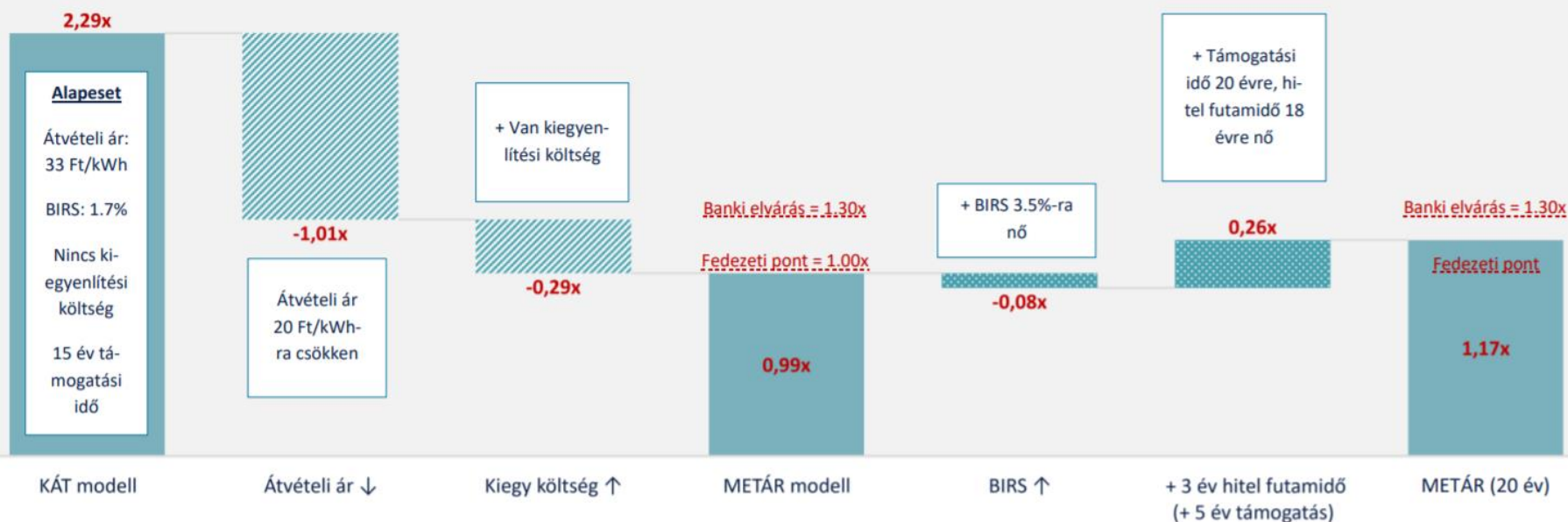
- Korrigált mennyiségek
  - KÁT átvevő 1: 140 GWh
  - KÁT átvevő 2: 185 GWh
  - KÁT átvevő 3: 80 GWh
- KÁT pénzeszköz mértéke
  - Összes áthárítandó költség: 140 465 eFt
  - Összes átvevői korrigált mennyiség: 405 GWh
  - → 0,347 Ft/kWh
  - Megj.: ezt változatlanul kell továbbszámolni!
- Átvevőnkénti költség
  - KÁT átvevő 1: 140 GWh · 0,347 Ft/kWh
  - KÁT átvevő 2: 185 GWh · 0,347 Ft/kWh
  - KÁT átvevő 3: 80 GWh · 0,347 Ft/kWh

- Mekkora a KÁT pénzeszköz a piac energiaárhoz képest?
  - HUPX ár 75 €/MWh BASE és 100 €/MWh PEAK
  - KÁT pénzeszköz: 0,347 Ft/kWh
  - 1,4%, / 1,9%
  - Értékelje a kapott részarányt!
- Hogyan változtatja meg a KÁT átvevőre tárgyhónapban allokált költségtömeget a megelőző hónapban pontatlanul megadott energiaértékesítési mennyiség?
- Érdeemes-e másik KÁT átvevőhöz tartozó mérlegkörbe átlépnie egy fogyasztónak?
- A lakossági tarifában mekkora részarányt képvisel a KÁT pénzeszköz?

# Tényleges KÁT-METÁR pénzeszközök



# Költséghatások a beruházó szemszögéből



ábra 12: KÁT és METÁR-on alapuló üzleti modell DSCR mutatójának alakulása (Forrás: MNB)

- DSCR: szabad cash flow az adott évi hiteltörlesztő arányában
- BIRS: hosszú távú hitel kamatköltségének becslése
- Kiegyenlítési költség: 3 Ft/kWh-val becsülve

Forrás: <https://mnb.hu/letoltes/20210121-hazai-megujulo-energiatermeles-finanszirozasa.pdf>

# Hálózati korlátok – gyakorlat

## Villamosenergia-piac, VIVEMA05

Korábbi gyakorlaton már volt szó a szervezett piacokról. Most ennek folytatása következik. A korábbi A piac ajánlatait itt megismételjük:

K1: -100MWh @ 35→30€/MWh vétel

K2: -400MWh @ 5€/MWh vétel

K3: -200MWh @ 8€/MWh vétel

K4: 250MWh @ 10→15€/MWh eladás

K5: 100MWh @ 26€/MWh eladás

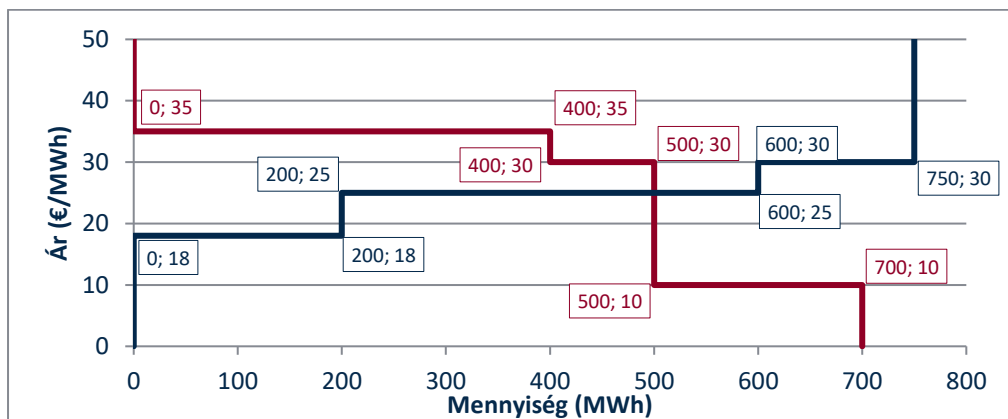
K6: 350MWh @ 15€/MWh eladás

Az A piac klíringeredménye emlékeztetőül:

$$MCP_A = 12 \text{ [€/MWh]}, \quad MCV_A = 100 \text{ [MWh]}, \quad SW_A = 2150 \text{ [€]}$$

## 1 PIAC-ÖSSZEKAPCSOLÁS

1. Vegyünk egy B szervezett villamosenergia-piacot a korábbi A mellé! Ezt aggregált görbéjével jellemezzük. Határozza meg a klíring eredményét, valamint a B piaci szereplők jólétét!



A klíring eredménye az adott órában:

$$MCP_B = 25 \text{ [€/MWh]}, \quad MCV_B = 500 \text{ [MWh]}$$

A jólét értéke:

$$SSP_B = 200 \cdot (25 - 18) = 1400 \text{ [€]}$$

$$DSP_B = 400 \cdot (35 - 25) + 100 \cdot (30 - 25) = 4500 \text{ [€]}$$

$$SW_B = DSP_B + SSP_B = 5900 \text{ [€]}$$

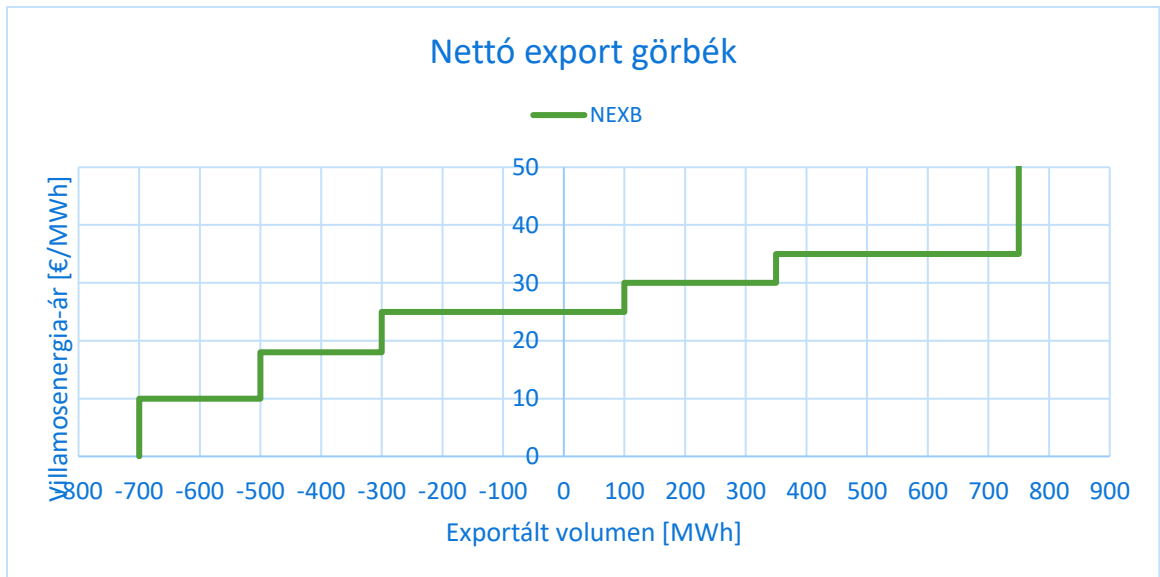
2. Határozza meg, és értelmezze a B piac nettó export görbáját!

A nettó export görbe megadja, hogy adott export érték teljesüléséhez milyen villamosenergia-ár szükséges az adott piacon. A szerkesztés menete a piac aggregált görbéjéből indul ki:

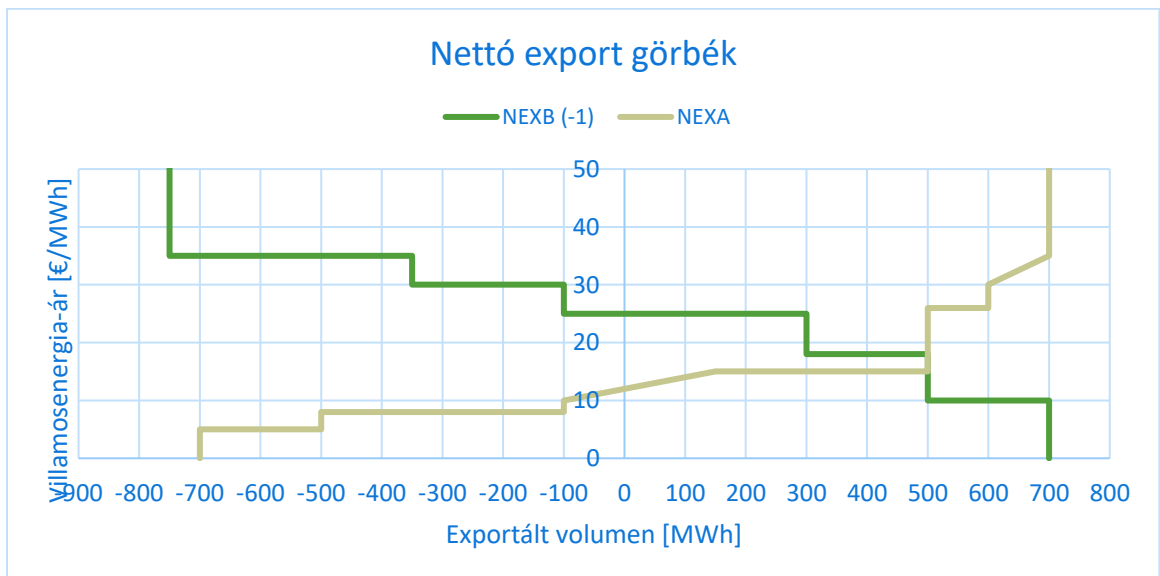
- i) Kezdjük a legmagasabb árral (B piac esetén 35 €/MWh)! Ha a piac ára ennél magasabb, akkor tőzsde elfogadási szabályai szerint az összes kínálati ajánlatot el kell fogadni

(750 MWh), míg az összes keresleti ajánlatot el kell utasítani (0 MWh)! Azaz ebben az ártartományban a B piac exportál (750 MWh villamos energiát).

- ii) Az árat csökkentve keressük meg a következő árintervallumot, amelyen belül a keresleti és kínálat görbe változatlan! (Példában ez a 30 és 35 közötti szakasz). Hasonló gondolatmenettel vizsgáljuk meg, hogy ebben az intervallumban mely kínálati és mely keresleti ajánlatokat kell elfogadni, s így rajzoljuk tovább nettó export görbét! (Példában a B piac ekkor változatlanul 750 MWh energiát kínál, de egyben 400 MWh keresleti ajánlatot is el kell fogadni. Eredőben tehát 350 MWh energiát exportál.)
- iii) Haladjunk tovább a későbbi szakaszokra, s fokozatosan rajzoljuk meg a görbét!



3. Az alábbi ábrán a korábbi A, és a most meghatározott B piac görbéje szerepel! Az utóbbinak az inverzét vettük. Határozza meg, és értelmezze a két görbe metszetét!



A két görbe metszete kijelöli azt a pontot (mennyiséget és árat), amit két tőzsde – korlátok nélküli – összekapcsolása eredményezne. A fenti példában az egyensúly úgy jön létre, hogy az



A piac 500 MWh exportál a B piacra, s az ár 15 és 18 €/MWh között alakul ki (piaci szabályzattól függ, hogy az MCP értéke végül mennyi, a továbbiakban vegyük 15 €/MWh értékűnek). Emlékeztetőként, az A piac ára önmagában 12 €/MWh, a B piac ára önmagában 25 €/MWh volt. Az összekapcsolás hatására az olcsóbb piacról (A) megindul a villamosenergia-szállítás a drágább piac (B) felé, s ez egyben az árak kiegyenlítődsét is eredményezi.

4. Határozza meg az A és B piacon elfogadott ajánlatokat, s két piac jólétének az értékét!

Az A piacról elfogadott ajánlatok (15 €/MWh klíringárat feltételezve):

- K4: +250 MWh @ 10 → 15 €/MWh (többlete 625 €)
- K6: +350 MWh @ 15 €/MWh (többlete 0 €)
- K1: –100 MWh @ 35 → 30 €/MWh (többlete 1750 €)

Összesen +500 MWh (tehát exportál), 2375 €.

A B piacról elfogadott ajánlatok (15 €/MWh klíringárat feltételezve):

- –400 MWh @ 35 €/MWh (többlete 8000 €)
- –100 MWh @ 30 €/MWh (többlete 1500 €)

Összesen –500 MWh (tehát importál), 9500 €.

Látható, hogy a jólét értéke összegében, a szétcsatolt esethez (2150 € + 5900 €) képest jelentősen megnövekedett (2375 € + 9500 €).

5. Tegyük fel, hogy A → B metszéken elérhető átviteli kapacitás csak 200 MWh az adott órában. Hogyan alakul ekkor a klíringeredmény? Határozza meg a torlódási bevételt!

A nettó export görbékről leolvasható, hogy 200 MWh export mennyiséghez milyen A és milyen B piaci ár tartozik:

$$MCP_A^{\text{limited}} = 15 \text{ [€/MWh]}, \quad MCP_B^{\text{limited}} = 25 \text{ [€/MWh]}$$

Ezen az áron az A piac csak 200 MWh exportál, míg a B piac csak ennyit importál. Azonban az A piaci termelők MWh-ként csak 15 €-t „kérnek”, míg az B piac fogyasztók ugyanezért 25 €-t fizetnek. Így az A → B irányú szállítás során keletkezik egy bevétel (amit a B piaci felhasználók kifizetnek, de az A piaci termelők nem kapnak meg), ezt nevezzük torlódási bevételnek:

$$CI = 200 \text{ [MWh]} \cdot (25 - 15) = 2000 \text{ [€]}$$

6. Határozza meg a piacok jólétét!

Az A piacról elfogadott ajánlatok (15 €/MWh klíringárat, 200 MWh exportot feltételezve):

- K4: +250 MWh @ 10 → 15 €/MWh (többlete 625 €)
- K6: +50 MWh @ 15 €/MWh (többlete 0 €)
- K1: –100 MWh @ 35 → 30 €/MWh (többlete 1750 €)

Összesen +200 MWh (tehát exportál), 2375 €.

A B piacról elfogadott ajánlatok (25 €/MWh klíringárat, 200 MWh importot feltételezve):

- -400 MWh @ 35 €/MWh (többlete 4000 €)
- -100 MWh @ 30 €/MWh (többlete 500 €)
- +200 MWh @ 18 €/MWh (többlete 1400 €)
- +100 MWh @ 25 €/MWh (többlete 0 €)

Összesen -200 MWh (tehát importál), 5900 €.

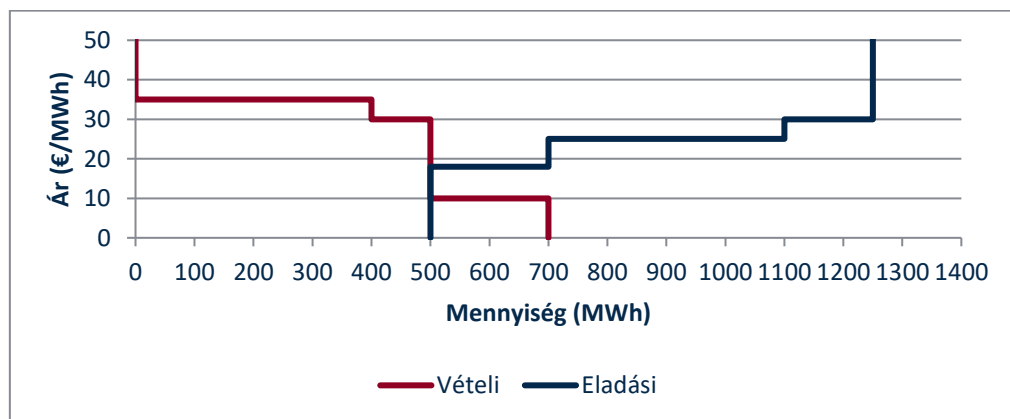
Látható, hogy a két piac jóléte még mindig nagyobb, mint szétcsatolt esetben, de kisebb, mint az ATC korlát nélküli esetben. Mindenesetben igaz, hogy egy-egy új korlát hozzáadásával a jólét (többletek) értéke csak csökkenhet.

## 7. Röviden a mennyiségalapú piac-összekapcsolásról! - érdekesség

A piacok összekapcsolásának harmonizációja nem ment zökkenőmentesen. Volt egy fázis, amikor két tőzsde összekapcsolása úgynevezett mennyiség alapon történt. Ennek lényege, hogy a közös klíringszámítás eredményéből megtartják azt, hogy az egyes piacok mekkora exportált/importált mennyiségénél van az optimum, de az árak meghatározását a piacok önmaguk, saját hatáskörükben végzik.

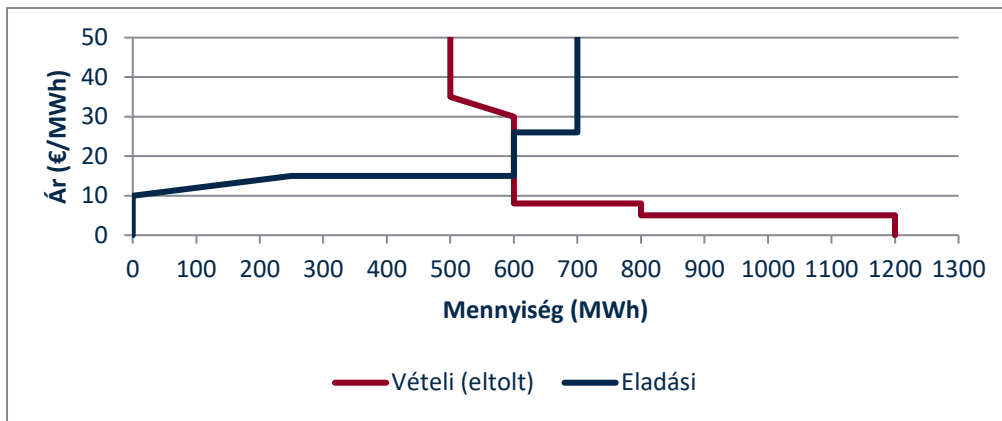
Az előző – korlátmentes – példára visszatérve: a mennyiségalapú piac összekapcsolás első részeredménye: A piac exportáljon 500 MWh-t, B piac importáljon ugyanennyit. Ezt az elvárást az egyes piacok beépítik a saját klíring számításukba, s így határozzák meg saját áraikat.

Pl. A B piacnak 500 MWh mennyiséget kell importálnia, tehát gyakorlatilag 500 MWh árelfogadó kínálati ajánlat jelenik meg a tőzsdén. Ekkor a keresleti és kínálati görbék alakulása:



Ha a függőleges metszéspontból a középső értéket választjuk, akkor a B piac ára 14 €/MWh.

Ugyanez A piacon is elvégezhető, ekkor 500 MWh árelfogadó vételi ajánlatot kell szerepeltetni a görbékben:



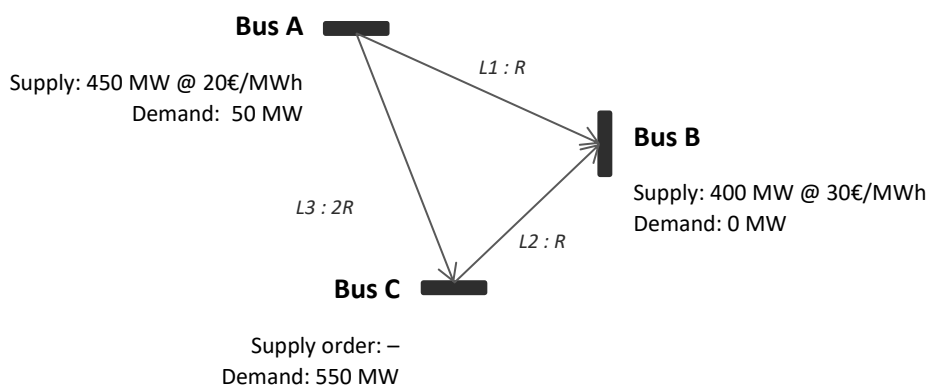
Szintén középső árazást alkalmazva az A piac ára 20,5 €/MWh.

Azonban látható, hogy a mennyiség alapú piac-összekapcsolás inkonzisztens szállítást eredményezhet, hiszen a drágább (A, 20,5 €/MWh) piacról 500 MWh energiát exportálunk az olcsóbb (B, 14 €/MWh) piacra. Ekkor a torlódási bevétel negatív, hiszen az A piaci termelők magasabb áron adják a villamos energiát, mint amennyiért az a B piaci fogyasztók megveszik. Ez a mennyiség alapú piac-összekapcsolás hátránya, ma már nem is alkalmazzák. Nyilván csak speciális esetekben alakul így az ár.

A ma alkalmazott áralapú piac-összekapcsolás lényege, hogy a két tőzsdét gyakorlatilag egynek veszik, s a klíringszámítás csak egyszer, központilag történik meg. A tőzsdék nem végeznek másodszori számítást.

## 2 CSOMÓPONTI ÁRAZÁS

Vegyünk három gyűjtősínt (A-B-C), közöttük három vezetékkel (L1, L2, L3) az alábbi struktúra szerint. A L1-L2-L3 impedanciájának aránya 1:1:2. Az egyes gyűjtősíneken adottak a termelők ajánlatai, valamint az árrugalmatlan energiaigény.

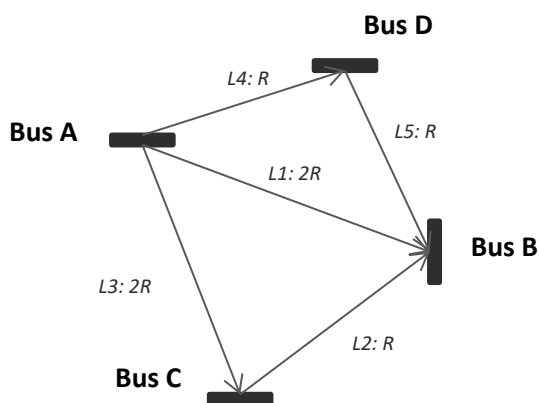


1. Határozza meg az egyes gyűjtősínek közötti tranzakciók milyen mértékben terhelik az egyes vezetéseket! ( $PTDF_{L1,A \rightarrow B \dots}$ )

	A→B	A→C	B→C
L1	0,75	0,5	-0,25
L2	0,25	-0,5	-0,75
L3	0,25	0,5	0,25

Például B→C irányú tranzakció számára két lehetséges út van: L2 (referenciáiránnyal szemben) és L1-L3. Az impedanciák aránya két úton 1:3, tehát az energia ¾-e az L2, ¼-e a L1-L3 úton fog haladni. A referenciáirányok figyelembevételével így az áramlási tényezők értéke L2-re -0,75, L1-re -0,25, L3-ra 0,25.

- Határozza meg az egyes gyűjtősínek betáplálásának növekedése milyen mértékben terheli az egyes vezetéseket! Legyen a HUB gyűjtősín a C. ( $PTDF_{L1,A}$ ...) Mivel az előző példa gyakorlatilag az utolsó két oszlop másolását jelentené, ezért itt most felvettünk egy negyedik sínt. Számítsuk ki az A és B gyűjtősín PTDF tényezőit, valamint ebből az A→B szállítás PTDF tényezőit!



Az A gyűjtősínhez tartozó PTDF értékeket – hálózat közeli szemlélettel – úgy kapjuk, hogy felrajzoljuk az ellenállás hálót, s 1A áramot injektálunk be az A sínen, majd veszünk ki ugyanennyit a HUB (C) sínen. Megvizsgáljuk ebben az esetben az L1-L5 vezetéseken haladó áramot. Esetünkben az L1 (2R) vezeték párhuzamosan kapcsolódik az L4+L5 (eredőben szintén 2R) vezetékkel, tehát az A-B közötti út ellenállása R. Ehhez sorosan kapcsolódik az R ellenállású L2, ami végül párhuzamos az L3 2R vezetékével. Így az L3 vezetéken 0,5, az L2 vezetéken 0,5, míg a L1, illetve L4-L5 vezetéseken 0,25 része folyik a betáplált energiának. Az előjeleket is figyelembe véve:

$$PTDF_{L,A} = \begin{bmatrix} 0,25 \\ -0,5 \\ 0,5 \\ 0,25 \\ 0,25 \end{bmatrix}$$

Hasonlóan a B és D sínekre (D kiszámítása kicsit számításigényesebb):

$$PTDF = \begin{bmatrix} 0,25 & -0,125 & 1/19 \\ -0,5 & -0,75 & -10/19 \\ 0,5 & 0,25 & 6/19 \\ 0,25 & -0,125 & -7/19 \\ 0,25 & -0,125 & -9/19 \end{bmatrix}$$

Így az  $A \rightarrow B$  szállítás tényezői (A-ból C-be, majd C-ből B-be):

$$PTDF_{A \rightarrow B} = PTDF_A - PTDF_B$$

$$PTDF_{A \rightarrow B} = \begin{bmatrix} 0,375 \\ 0,25 \\ 0,25 \\ 0,375 \\ 0,375 \end{bmatrix}$$

3. Az eredeti (D sín nélküli) esetre határozza meg a minimális költséget eredményező klíringet! Egyelőre hálózati korlátokat ne vegyen figyelembe. Fogalmazza meg a lineáris optimalizálási problémát, ábrán szemléltesse a korlátokat és a célfüggvényt! Határozza meg az egyes vezetékek áramlását!

A célfüggvény a termelési költség minimalizálása (most a kereslet árelfogadó, az  $s$  felső index a kínálatra, a  $d$  felső index a keresletre utal):

$$f : 20q_A^s + 30q_B^s \rightarrow \min$$

A korlát a teljesítmények egyensúlya:

$$g : q_A^s + q_B^s = 600$$

A termelők kapacitáskorlátja:

$$h_1 : q_A^s \leq 450, \quad h_2 : q_B^s \leq 400$$

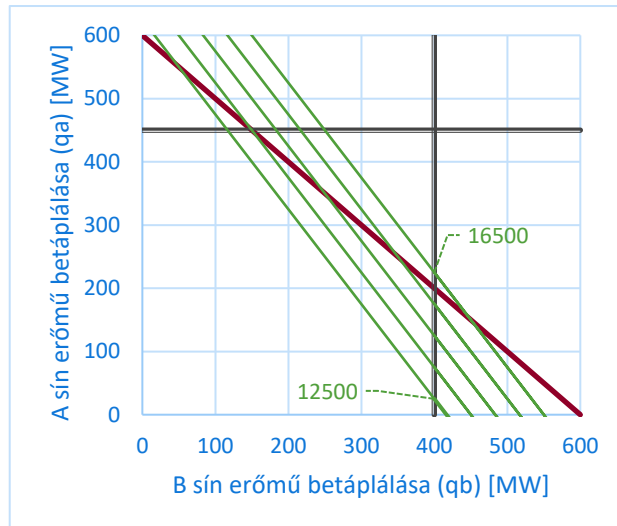
A probléma megoldása ránézésre megmondható:

$$q_A^s = 450, \quad q_B^s = 150$$

Az ábrán szereplő egyenesek:

- Vastag-vékony összetett vonal az egyenlőtlenségeket jelöli (vékonyabb vonal jelöli az elfogadható tartományt)
- Vastag vonal jelöli az egyenlőség korlátot (ezen kell a megoldást keresni)
- Vékony vonalak jelölik, hogy különböző célfüggvény értékek (12500-tól 16500-ig, ezres lépésekben) mely egyeneseken teljesülnek. Könnyebb értelmezni, ha szintvonalakként gondolunk rájuk.

Az optimális megoldás a vörös vonalon kell keresnünk, a két egyenlőtlenség korlát metszéspontja között. A legkisebb költséget (13500) akkor kapjuk, ha a  $q_b = 150$  és  $q_a = 450$ .



De le is vezethető:

A Lagrange egyenlet ( $f$  minimumát keressük,  $a$  és  $b$  változókkal egyszerűség kedvéért):

$$L(a, b) = f(a, b) + \lambda g(a, b) + \mu_1 h_1(a, b) + \mu_2 h_2(a, b)$$

Van megoldás, ha létezik olyan  $\lambda$  és pozitív  $\mu_1$  és  $\mu_2$ :

$$\frac{\partial L}{\partial a} = 0, \quad \frac{\partial L}{\partial b} = 0, \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0, \quad \frac{\partial L}{\partial \mu_1} \leq 0, \quad \frac{\partial L}{\partial \mu_2} \leq 0$$

S ez optimális, ha teljesülnek a komplementaritási feltételek (vagyis vagy az egyenlőtlenséget élesek, vagy a hozzájuk tartozó  $\mu$  változó értéke nulla):

$$\mu_1 h_1(a, b) = 0, \quad \mu_2 h_2(a, b) = 0$$

A deriváltak meghatározásához helyettesítsük be a konkrét értékeket.

$$L(a, b, \lambda, \mu_1, \mu_2) = 20a + 30b + \lambda(a + b - 600) + \mu_1(a - 450) + \mu_2(b - 400)$$

Így a deriváltak:

$$\begin{aligned} 20 + \lambda + \mu_1 &= 0 \\ 30 + \lambda + \mu_2 &= 0 \\ a + b - 600 &= 0 \\ a - 450 &\leq 0 \\ b - 400 &\leq 0 \end{aligned}$$

A komplementaritási feltételek:

$$\begin{aligned} \mu_1(a - 450) &= 0 \\ \mu_2(b - 400) &= 0 \end{aligned}$$

A komplementaritási feltételek:

- $\mu_1 = 0, \mu_2 = 0$ , nyilván nem jó, mert az első két egyenletnek nem lesz megoldása
- $\mu_1 > 0, \mu_2 > 0$ , nem jó, mert ekkor az utolsó két egyenlet egyenlőségbe megy, ami ütközik a harmadikkal
- $\mu_1 = 0, \mu_2 > 0$ , ekkor az első egyenletből  $\lambda = -20$ , s így a másodikból  $\mu_2 = -10$ . Ez utóbbinak pozitívnak kell lennie, így ez sem jó megoldás.
- $\mu_1 > 0, \mu_2 = 0$ , ekkor a második egyenletből  $\lambda = -30$ , s így az elsőből  $\mu_1 = 10$ . Ez jó megoldás lesz. Az utolsó előtti sor egyenlőség ( $\mu_1 > 0$ ), az utolsó egyenlőtlenség alakú lesz  $\mu_2 = 0$ :

$$\begin{aligned} a - 450 &= 0, & a + b - 600 &= 0 \\ \Rightarrow a &= 450, & b &= 150 \end{aligned}$$

A vezetékek áramlása (ne felejtsük, hogy az A sínen van 50 fogyasztás is):

$$FLOW_1 = 0,5 \cdot (450 - 50) - 0,25 \cdot 150 = 165,5$$

$$FLOW_2 = -0,5 \cdot (450 - 50) - 0,75 \cdot 150 = -312,5$$

$$FLOW_3 = 0,5 \cdot (450 - 50) + 0,25 \cdot 150 = 237,5$$

4. Tegyük fel, hogy a 3-as vezeték kapacitása csak 220 MW. Mi ilyenkor a megoldás, a mekkora az egyes gyűjtősíneken az ár?

Az új egyenlet, amivel kiegészül az optimalizálás:

$$h_3 : 0,5 \cdot (a - 50) + 0,25 \cdot b \leq 220$$

$$h_3 : 0,5a + 0,25b - 245 \leq 0$$

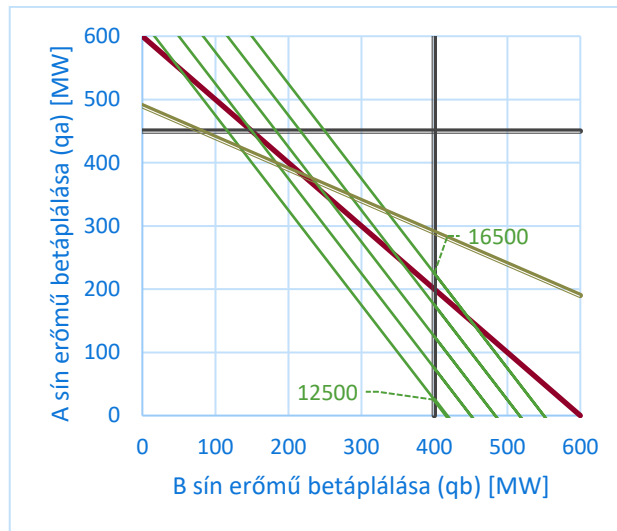
Ábrán megjelenítve látható, hogy a megoldás a vörös és barna vonal metszetében lesz:

$$a + b - 600 = 0$$

$$0,5a + 0,25b - 245 = 0$$

$$\Rightarrow 0,5b - 600 + 490 = 0$$

$$\Rightarrow b = 220, \quad a = 380$$



Vizsgáljuk meg az egyenletekkel is:

$$L(a, b, \lambda, \mu_1, \mu_2) = 20a + 30b + \lambda(a + b - 600) + \mu_1(a - 450) + \mu_2(b - 400) + \mu_3(0,5a + 0,25b - 245)$$

Így a deriváltak:

$$20 + \lambda + \mu_1 + 0,5\mu_3 = 0$$

$$30 + \lambda + \mu_2 + 0,25\mu_3 = 0$$

$$a + b - 600 = 0$$

$$a - 450 \leq 0, \quad (=, \text{ ha } \mu_1 > 0)$$

$$b - 400 \leq 0, \quad (=, \text{ ha } \mu_2 > 0)$$

$$0,5a + 0,25b - 245 \leq 0, \quad (=, \text{ ha } \mu_3 > 0)$$

Ha  $\mu_3 = 0$ , akkor az eredeti feladatot kapjuk vissza. De ennek eredménye nem teljesíti az utolsó (új) egyenlőtlenséget:

$$0,5 \cdot 450 + 0,25 \cdot 150 - 245 = 225 + 31,25 - 245 \neq 0$$

Tehát ebből következik, hogy  $\mu_3 > 0$ , s az utolsó egyenlőtlenség egyenlőségben teljesül. Ebből kifejezett  $a$  értéke behelyettesíthető az előtte lévő egyenletekbe:

$$0,5a + 0,25b = 245 \Rightarrow a = 490 - 0,5b$$

$$\begin{aligned}(490 - 0,5b) + b - 600 &= 0 \Rightarrow b = 220 \\ (490 - 0,5b) - 450 &\leq 0 \Rightarrow b \geq 80 \\ b - 400 &\leq 0 \Rightarrow b \leq 400\end{aligned}$$

A három egyenlet konzisztens, sőt, az egyenlőtlenségek nem is lehetnek élesek, tehát  $\mu_1 = 0$  és  $\mu_2 = 0$ . Így viszont az első két egyenlet is megoldható:

$$\begin{aligned}20 + \lambda + 0,5\mu_3 &= 0 \\ 30 + \lambda + 0,25\mu_3 &= 0 \\ \Rightarrow \lambda &= -40, \quad \mu_3 = -40\end{aligned}$$

A keresett változók pedig:

$$b = 220, \quad a = 490 - 0,5b = 380$$

Tehát mindkét erőmű csak részlegesen van elfogadva, ebből a két termelői gyűjtősin ára:

$$MCP_A = 20, \quad MCP_B = 30$$

A fogyasztói (C) gyűjtősin árát marginálisan tudjuk számítani. Egy többlet 1 MWh energia C sínre való szállítását kéne megoldani. Ha A termelő biztosítja, akkor 0,5MW-tal több energia áramlana a L2 vezetéken, ha B termelő adja, akkor 0,25MW-tal növeljük az áramlást. Egyik sem elfogadható. Ha azonban A termelő 1 MWh-val kevesebb, B termelő pedig 2 MWh-val több energiát termel, az áramlás nem változik. Ugyanezt az eredményt kapjuk, ha a korábbi egyenletben frissítjük az igény mértékét:

$$\begin{aligned}(-0,5b + 490) + b - 601 &= 0 \\ b &= 222\end{aligned}$$

E tranzakciók költsége két részből áll: A-nál nyerünk  $1 \times 20$  €-t, míg B-nél veszítünk  $2 \times 30$  €. Így a C sín marginális ára:

$$MCP_C = 40$$

5. Most hanyagoljuk el a kapacitás korlátot. Tegyük fel, hogy egy R=1 vezeték vesztesége a rajta áramló energia négyzetének 0,01%-a. (Nyilván R=2 esetén ennek duplája.) Ha ezt figyelembe vesszük, akkor az optimális allokáció:

$$a = 450, \quad b = 175,3$$

Határozza meg a hálózati áramlásokat és veszteségeket ebben esetben!

$$\begin{aligned}FLOW_1 &= 0,5 \cdot (450 - 50) - 0,25 \cdot 175,3 \cong 156,17 \\ \rightarrow LOSS_1 &= (156,17)^2 \cdot 0,01\% = 2,44 \\ FLOW_2 &= -0,5 \cdot (450 - 50) - 0,75 \cdot 175,3 \cong -331,49 \\ \rightarrow LOSS_2 &= (331,49)^2 \cdot 0,01\% = 10,99 \\ FLOW_3 &= 0,5 \cdot (450 - 50) + 0,25 \cdot 175,3 \cong 243,83 \\ \rightarrow LOSS_3 &= (243,83)^2 \cdot 0,02\% = 11,89\end{aligned}$$

A teljes veszteség (épp amivel B termelő többet termel a veszteségmentes esethez képest):

$$LOSS = 25,32$$

6. Közelítőleg határozza meg a marginális árakat veszteség figyelembevétele mellett!

Ha C sínen 1 MWh-val több energiát vételezünk, akkor ezt B termelő fogja megtermelni. Ha felteszünk B→C szállítást 1MWh, akkor a PTDF tényezők szerint ez a következőképpen változtatja az áramlásokat (most ennek veszteségét elhanyagoljuk):



$$\begin{aligned}
 FLOW'_1 &\cong FLOW_1 - 0,25 \cong 155,92 \rightarrow LOSS_1 = (155,92)^2 \cdot 0,01\% = 2,43 \\
 FLOW'_2 &\cong FLOW_2 - 0,75 \cong 332,24 \rightarrow LOSS_2 = (332,24)^2 \cdot 0,01\% = 11,04 \\
 FLOW'_3 &\cong FLOW_3 + 0,25 \cong 244,08 \rightarrow LOSS_3 = (244,08)^2 \cdot 0,02\% = 11,91
 \end{aligned}$$

A teljes megnövelt veszteség: 25,38, tehát a B erőműnek 1,06 MWh-t kell termelnie. Így a B erőmű marginális árával számolva a C-ben vételezett 1MWh többlet ára:

$$MCP_C = 1,06 \cdot 30 \cong 31,8$$

Ha az A sínen 1 MWh-val több energiát vételezünk, akkor ezt is a B termelő fogja megtermelni. Ha felteszünk B→A irányban 1MWh szállítást, akkor a PTDF tényezők szerint ez a következőképpen változtatja az áramlásokat (most ennek veszteségét elhanyagoljuk):

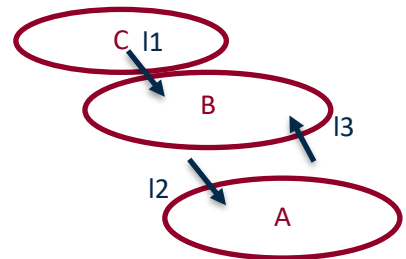
$$\begin{aligned}
 FLOW'_1 &\cong FLOW_1 - 0,75 \cong 155,42 \rightarrow LOSS_1 = (155,42)^2 \cdot 0,01\% = 2,42 \\
 FLOW'_2 &\cong FLOW_2 - 0,25 \cong 331,74 \rightarrow LOSS_2 = (331,74)^2 \cdot 0,01\% = 11,01 \\
 FLOW'_3 &\cong FLOW_3 - 0,25 \cong 243,58 \rightarrow LOSS_3 = (243,58)^2 \cdot 0,02\% = 11,87
 \end{aligned}$$

A teljes veszteség ekkor csökken: 25,29, tehát a B erőműnek csak 0,97 MWh-t kell termelnie. Így a B erőmű marginális árával számolva a A-ben vételezett 1MWh többlet ára:

$$MCP_A = 0,97 \cdot 30 \cong 29,1$$

7. Legyen 3 összekapcsolt piacunk A-B-C. Tekintsük HUB piacnak a B-t, s ekkor egy adott üzemállapotra:

$$PTDF = \begin{bmatrix} -0.1 & 0.8 \\ -0.6 & -0.15 \\ 0.3 & -0.2 \end{bmatrix}$$



Az adott piacok nettó export értéke egy klíringórában:

$$NEX_A = -50, NEX_C = 20$$

Határozza meg az egyes vezetékeken áramló villamos energiát!

A NEX értékekből egyértelműen következnek a kereskedelmi áramlások (ez csak sorba láncolt piacok esetén egyértelmű): C→B: 20, B→A : 50. Azonban ez az ATC megközelítés. A PTDF megközelítés közelebb van a fizikához, ekkor a fizikai áramlásokat a PTDF és NEX mátrix szorzataként kapjuk:

$$FLOW = PTDF \cdot NEX = \begin{bmatrix} -0.1 & 0.8 \\ -0.6 & -0.15 \\ 0.3 & -0.2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -50 \\ 20 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5 + 16 \\ +30 - 3 \\ -15 - 4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +21 \\ +27 \\ -19 \end{bmatrix}$$

A vezeték irányításokat tekintve így a metszék áramlások:

$$C \rightarrow B : 21, B \rightarrow A : 27+19 = 46$$

Látható, hogy a korábbi, pusztán NEX alapú metszékáramlásokkal nem egyezik. A többi áramlás más – most nem figyelembevett – vezetékeken folyik. Itt érdemes megjegyezni, hogy a PTDF mátrixba nyugodtan felvehető olyan vezeték is, ami nem határkeresztő (pl. B belső piaca), vagy akár nem is A-B-C piac területével kapcsolatos. Ha e három piac kereskedése nem

elhanyagolható fizikai áramlást okoz pl. D piaci vezetéken, akkor annak PTDF értéke is felvehető.

8. Tegyük fel, hogy a második vezetéken megengedett fizikai áramlás  $AMF^+ = 25$ . Mi ennek a következménye? Hasonlítsuk össze a kereskedelmi áramlásokkal!

Ehhez a második vezeték áramlását csökkenteni kell, amit a PTDF mátrix második sora határoz meg:

$$FLOW_2 = -0.6NEX_A - 0.15NEX_C$$

Vagyis az áramlás csökkentéséhez az A és C piac NEX értékét is növelni kell. A NEX érték akkor növekszik, ha a piacon nő a termelés / csökken a fogyasztás. Ezt az ár növelésével tudjuk kiváltani. Mivel az A piacra vonatkozó PTDF érték nagyobb, ezért azt érdemes jobban növelni, mert nagyobb lesz a hatása. A pontos hatásokhoz a NEX görbe elemzésébe is bele kéne menni. Egyszerűsítsük le: az A piac klíringára növekszik, a C piacé is, de kisebb mértékben. Így:

$$MCP_A > MCP_C > MCP_B$$

Vegyük észre, hogy ekkor a C piac (mely exportál) ára magasabb, mint a B piacé (mely egyébként szintén exportál). A jelenség az ATC esetben nem képzelhető el (C piac ára magasabb B piacénál, miközben  $C \rightarrow B$  irányú a metszékáramlás). Ugyanakkor ez nem feltétlen inkonzisztens áramlás, mivel mind B, mind C piac exportál, s az importáló A piac ára mindkettőnél nagyobb. Azonban előfordulhat olyan eset is, ami a mennyiségalapú piac-összekapcsoláshoz hasonlóan negatív torlódási bevételt eredményezne. Ezt a problémához további korlátokat fűzve tudjuk kikerülni.

# Reguláció, árszabályozás a monopóliumok esetében

*Reguláció szükségessége, eszközei  
Megtérülési ráta és ösztönző szabályozások  
RHD meghatározás elvei*

2020.10.30.

Dr. Divényi Dániel  
Sörös Péter Márk



Villamos Energetika Tanszék



Villamos Művek és Környezet Csoport

# Tartalom

- Számvitel gyorstalpaló, alapfogalmak
  - Aktívák és passzívák
  - CAPEX, OPEX
  - RAB, WACC
- Piacnyitás = monopolszabályozás, regulált piaci struktúra
- Monopolcégek árszabályozása - elvek
  - Megtérülési ráta szabályozás
  - Ösztönző szabályozás
- A rendszerhasználati díjtételek meghatározása Magyarországon

The background is a faded, light green image of a high-voltage power transmission tower and its associated power lines, stretching across the frame.

# Számvitel és vállalati pénzügyek - gyorsstalpaló

---

# Számvitel gyorsalpaló, alapfogalmak

- Aktívák és passzívák
  - Mérleg tételei, a vállalat vagyonának leírói
  - Aktívák: „amink van” (pl. ingatlan, tárgyi eszköz, pénzeszköz, követelések)
  - Passzívák: „amiből van” (saját tőke, rövid kötelezettség, hosszú hitel)
- CAPEX
  - Capital expenditure – tőkeberuházás
  - Fizikai beruházás / részesedés vásárlása
  - Vagyon szempontjából semleges – pénzből más vagyonelem lesz, befektetett eszköz
    - De idővel elhasználódik – amortizálódik (műszaki és vagyoni értelemben is)
- OPEX
  - Operational expense – működési (folyó) kiadások
  - Bér, szolgáltatás, tanácsadás, stb.

# Számvitel gyorsalpaló, alapfogalmak

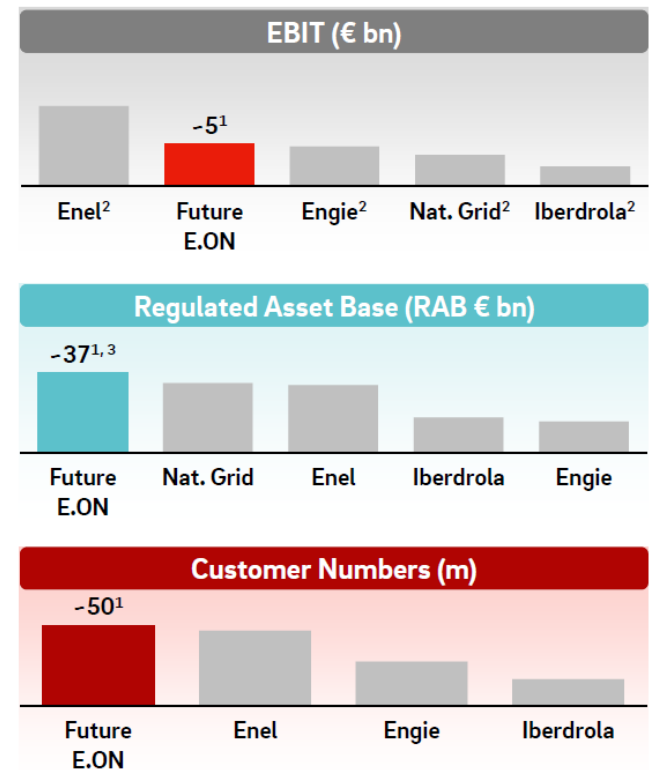
- WACC – súlyozott tőkeköltség
  - ingyen nem ad senki pénzt a tevékenységre
    - **Tevékenység függő a költség mértéke** (ágazat, helyszín, méret, stb.)
  - hitel és tőke vegyesen finanszíroz – súlyozott költség
    - nincs ingyenhitel (állampapír + csőd kockázat)
    - tőkefinanszírozás sincs ingyen (osztalék, árfolyamnyereség, részvénybéta)
- RAB – regulated asset base
  - Azok az eszközök, aktívák, ami után a cég garantált, szabályozott jövedelmet kap
  - Fix, tervezhető megtérülés
  - „csak” a regulátort kell meggyőzni, hogy adjon elegendő megtérülést

# Példa: EON 2018Q3 investor presentation

## 2. slide

### Creating the future of energy

- ✓ **Focus:** Europe's first energy player with exclusive downstream focus
- ✓ **Unique downstream footprint:** RAB and customer numbers rise >60%<sup>1</sup>
- ✓ **Earnings quality:** network EBIT share rises to ~80%<sup>1</sup>
- ✓ **Strong synergies:** fading nuclear earnings overcompensated by €600-800m synergies
- ✓ **Attractive dividends:** aiming to deliver absolute annual dividend growth
- ✓ **EPS accretion:** from second year after closing
- ✓ **Solid capital structure:** high commitment to strong BBB rating
- ✓ **Limited cash impact:** acquisition of RWE's 76.8% in innogy via asset exchange; attractive offer to minority shareholders



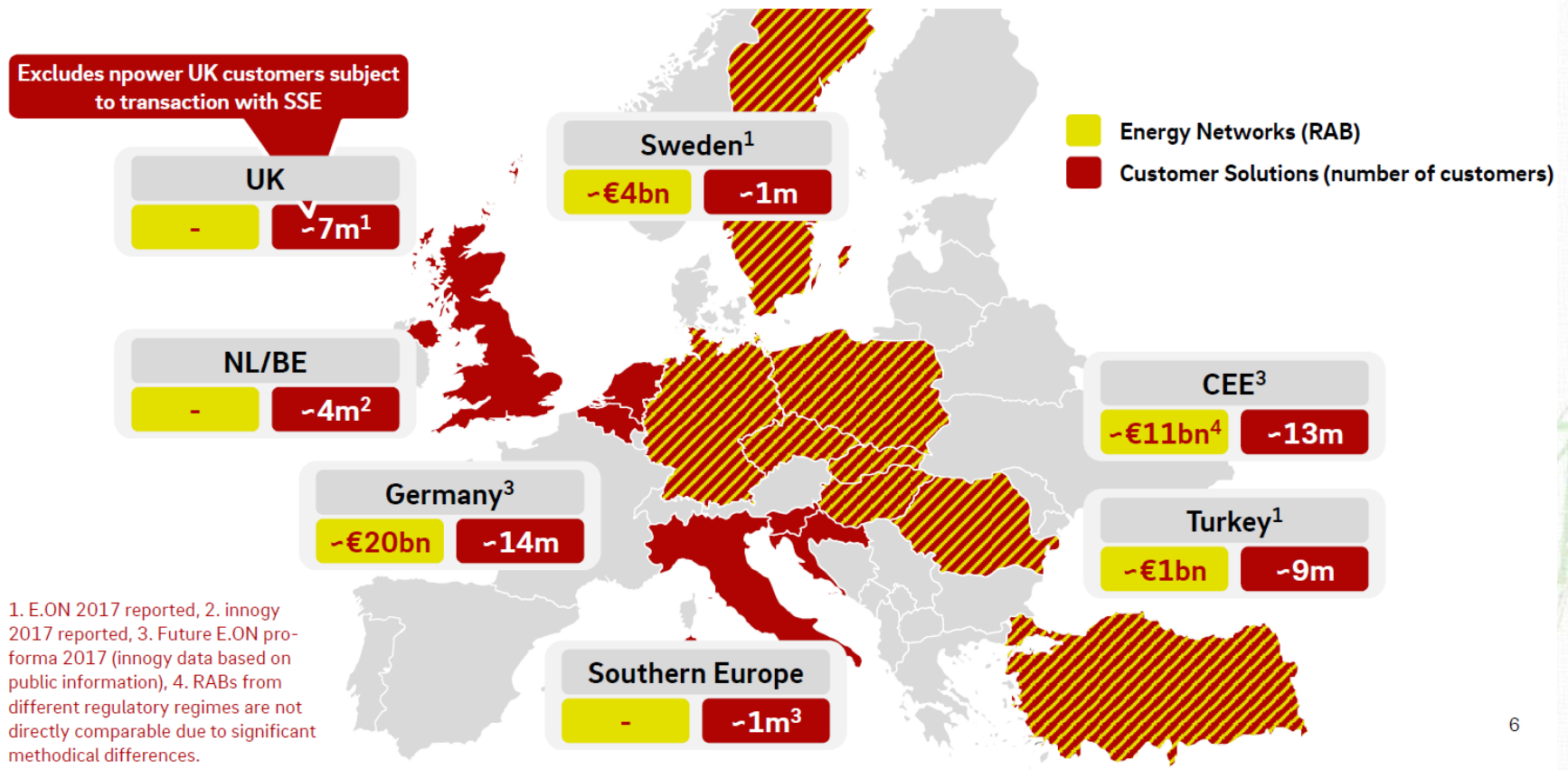
1. Future E.ON pro-forma EBIT 2017 (innogy data based on public information), 2. Bloomberg Data, 3. RABs from different regulatory regimes are not directly comparable due to significant methodical differences.



# Példa: EON 2018Q3 investor presentation

## 6. slide

### Unique downstream position across Europe



The background features a faint, light green image of high-voltage power lines and towers, overlaid on a white background with a subtle grid pattern. A green waveform is visible in the top left corner.

# Villamosenergia-piaci monopol reguláció

---

# Piacszabályozás

- Szabályozásra szükség van a fogyasztók \_és\_ a befektetők védelme érdekében – egyensúlyt kell teremteni

## Fogyasztó védelme

- A piaci erőfölénytől, mely lehetővé tenné, hogy túlságosan magas díjakat kérjenek a monopóliumok
- Ellátásminőségi kritériumok előírásával

## Befektető védelme

- Elsősorban az államtól, mely túl alacsony tarfiákat határozhat meg, mely hátráltatja a beruházásokat

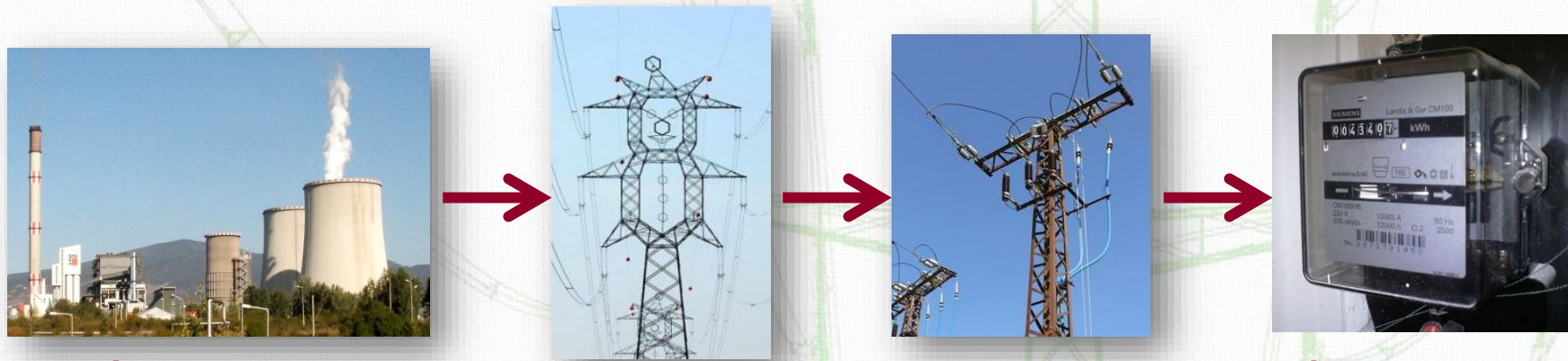
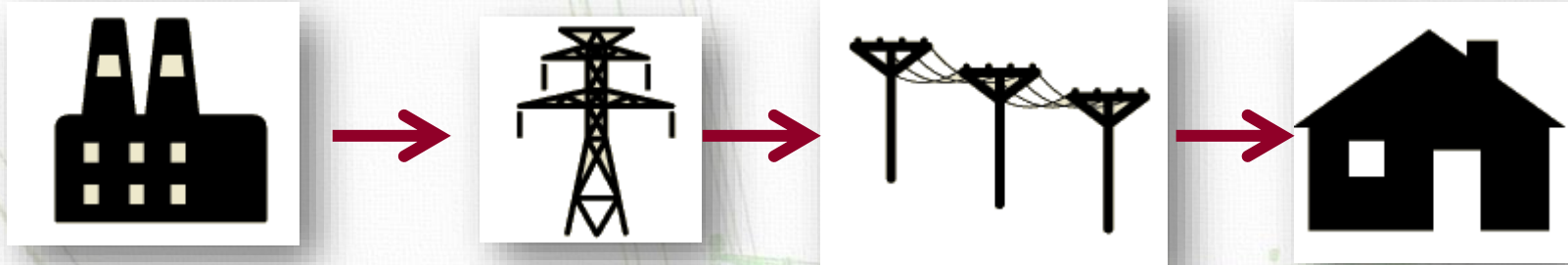
- A szabályozás három részből áll össze
  - **Struktúra, piacmodell**
  - **Játékszabályok**
  - Bíró, aki felügyeli a szabályok betartását: **regulátor**

# Piacszabályozási stratégiák

1. Monopol szabályozás
    - Egyetlen vállalat hoz döntéseket
    - Költséghatékonyságra törekvés
    - A díjtételeket a költségek megtérülésének megfelelően állítják be
    - Feleleges beruházásokhoz vezethet
  2. Piaci szabályozás
    - A magánpiaci szereplők közötti versenyre épít
    - A szereplők saját döntéseket hoznak
    - A kockázat a befektetőkre hárul
- Elméletileg mindkét megközelítés azonos, optimális eredményre vezet

A gyakorlatban **minden** szabályozási modellnek vannak hátrányai, nem létezik optimális modell!

# Fizikai ellátási lánc



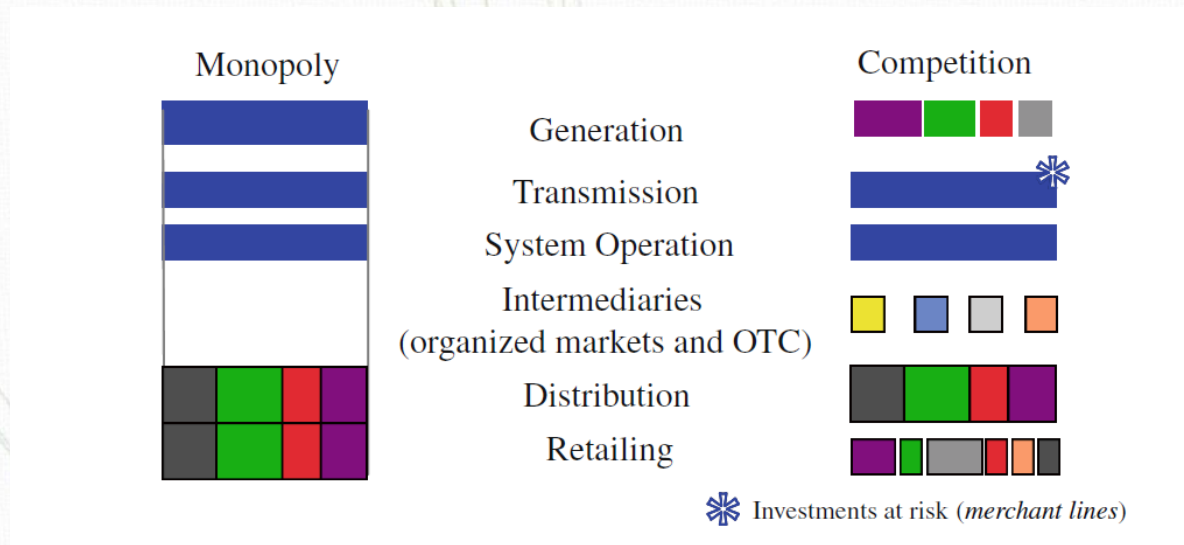
Kiindulás - monopolhelyzet

Vertikálisan integrált villamosenergia-szolgáltató (pl.: MVMT)

# Piacmodellek – hogyan regulázzuk meg a monopol cégeket?

- Analógia – telekommunikáció: 3-4 nagy mobilszolgáltató / ország
  - Vertikálisan integrált, monopol-oligopol szolgáltatók
- A villamosenergia-szolgáltatás teljesen más!
  - **Egyetlen hálózat van**, nincs tárolás, nincs útvonalválasztás
- Ingaszerű változások az energiapiaci szabályozásban
  - -1950: **Versenyző** magánvállalatok
  - 1960-80: Szorosan **szabályozott** állami vállalatok
    - '70-es évek krízise: a skálahozadék (nagyobb erőmű – nagyobb hatékonyság) már nem adott többet + olajárrobbanások  
→ megállt az árak csökkenése, sőt növekedésbe fordult
  - 1990-: **Versenyző** és szétválasztott tevékenységek + nemzetközi piacintegráció
  - 2000- Egyre több **szabályozás**, a környezetvédelmi és az ellátásbiztonsági kérdések kezelésére (kvótapiac, kapacitásmechanizmusok, megújuló támogatás)

# Monopóliumból piac – lépések



0. Monopólium
1. Versenyző termelés és nagykereskedelem
2. Versenyző elosztói-közüzemi szolgáltatók
3. Kiskereskedelmi liberalizáció: új szolgáltatók, kereskedők, a fogyasztók beléphetnek a nagykereskedelmi piacra is
4. Az elosztás és a kiskereskedelem teljes szétválasztása, egyetemes szolgáltatók, közvetlen szerződés a kiskereskedők és a termelők között
5. (Közvetítés nélkül – digitalizáció, blockchain, p2p energia?)

# Villamosenergia-piaci modellek

- Latin-Amerika
  - Csak a termelői és a nagykereskedelmi piac versenyző
  - A kiskereskedelem regulált
- Európa
  - Egy központosított átviteli rendszerirányító (TSO) kezeli az átviteli hálózati és a rendszerirányítói feladatokat
  - A kiskereskedelem elméletileg versenyző, de a gyakorlatban nem feltétlenül teljesül
- USA
  - Kalifornia: teljesen versenyző nagy- és kiskereskedelem, több átviteli hálózati engedélyes, egyetlen rendszerirányító
  - De: az egyes államokban nagyon eltérőek a piaci struktúrák



# Konklúzió

## Teljes liberalizáció?

- Piac: ez sem mindig teljesen hatékony
  - Piaci koncentráció, információhiány, tranzakciós költségek, belépési korlátok...  
→ Itt is kell reguláció!
- Energiatermelés, kereskedelem liberalizált, de a szállítás nem!
  - Természetes monopólium
- Cél:
  - **Ne árazzon túl**
  - **Ne legyen silány minőség**
- Monopol: kizárólagos szolgáltató
  - Piaci ösztönző rendszer alapján: pl. **profit motiválja** az innovációt, versenyhelyzet

# Reguláció eszközei

- Elismert bevételtömeg szabályozása (mennyit)
  - Elegendő legyen: költségekre, beruházásokra, tőkeköltségre biztosítva a pénzügyi likviditást és közép-hosszú távú biztonságot
  - Ne legyen túl magas, ne terhelje a fogyasztókat, így növelve a versenyképességet, hatékonyságot
- Hálózati tarifák (hogyan)
  - Egyenlőség, keresztszabályozás nélkül
  - Hatékony árazás
  - Elegendő mértékű (tarifa biztosítsa a bevételt)
  - Regulátor eldöntheti:
    - Tarifaszerkezetet meghatározza, vagy a vállalatra bízta
    - Esetleg fogyasztói csoportokra előírja az engedélyezett bevételt

# Reguláció eszközei

- **Meghatározó szempontok:**
  - Minőségi elvárások
    - Feszültség minőség, ellátásbiztonság, felhasználói elégedettség
  - Beruházásokat
    - Minőséghez szükséges, de mennyi? → hálózati tervek, elemzések
  - Más szereplők „piacra” lépését
    - Engedély területhez kötött
    - Területek nem azonosak (ld. Város vagy vidék)
      - ösztönzők minden terület ellátásához, vagy a terület önellátáshoz
- **Szabályozási módszerek:**
  - Megtérülési (profit)ráta alapú
  - Ösztönzés alapú: ársapka, bevételsapka

+ kiegészítő elemek: statikus szűrés, benchmark, performancia elvárások

# Profitráta szabályozás

---

Rate of return

# Megtérülési ráta alapú

- Megengedett bevétel: teljes költségfelülvizsgálat alapján
  1. Cég adatot szolgáltat
  2. Regulátor és a szabályozott vállalat egyeztet az indokoltságról
  3. Regulátor meghatározza a tarifákat
- Tarifák érvényesek a következő költségrevízióig

- Alapképlet:

$$TC = O\&M + DP + (rr \times RB) + TAX$$

TC: teljes elismert költségtömeg

O&M: működési költség

DP: értékcsökkenés

rr: megtérülési ráta

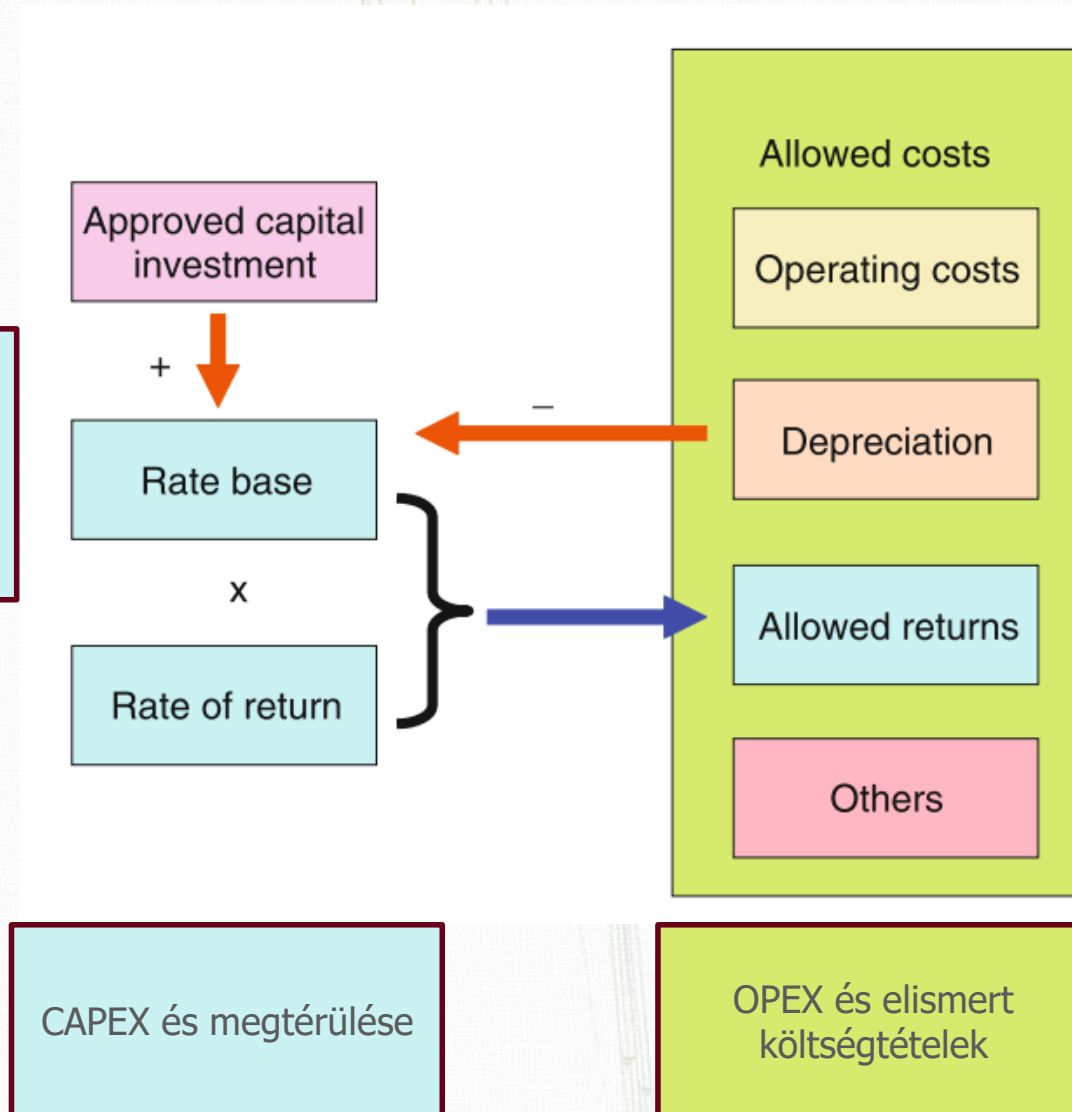
RB: eszközállomány (RAB)

TAX: adók

(normál + sektorspecifikus: bányajáradék, Robin-hood adó, közműadó)

# Elismert eszközállomány évenkénti változása

Az eszközök állománya az értékcsökkenéssel csökken, az új beruházások értékével növekszik minden évben



# Megtérülési ráta alapú módszertan

- Kritikus kérdések

- RB = Eszközállomány

- Mit érnek ma a 0...60 évvel ezelőtt kiépített eszközök?
    - Bruttó vagy nettó (amortizált érték)?
    - Könyv szerinti? Újraberuházási? Csereérték? Piaci érték?

- rr = megtérülési ráta

- A befektetett tőke megtérüléséhez
    - Mekkora profitot szabad megadni? Ez garantált megtérülés!
    - Jellemzően a WACC: weighted average cost of capital
      - Kötvény és részvény hozamok
      - Szektor specifikus jellemzők
      - Bővebben: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

# Megtérülési ráta alapú módszertan

- Hátrányok:
  - Averch-Johnson effektus:
    - $rr$  túl nagy / túl kicsi  $\rightarrow$  hatékonytalansághoz vezet
      - Túl nagy a profitráta: túl sok beruházás, „feleslegesen”
      - Túl kicsi: leamortizálódik a szolgáltatás
  - Információ aszimmetria  $\rightarrow$  nagyobb költségű reguláció
    - A regulátor nem tudja a cég összes tevékenységét teljesen átvilágítani!
  - Nincs ösztönzés a jó működésre, ha sűrű a revízió
    - „minek erőltessük a hatékonyságot, ha úgylis elvonják a többlet profitot”
  - Tolakodó/paragrafusrágó regulációt eredményezhet
    - vs. Innováció és ügyfélközpontúság
- Előnyök implementációtól függenek:
  - Pénzügyi stabilitás, költségek fedezése biztosított
  - $rr$  szabályozásával elérhető az optimális beruházási szint



# Ösztönző árszabályozás

---

Incentive regulation

# Ösztönzés alapú tarifaszabályozás

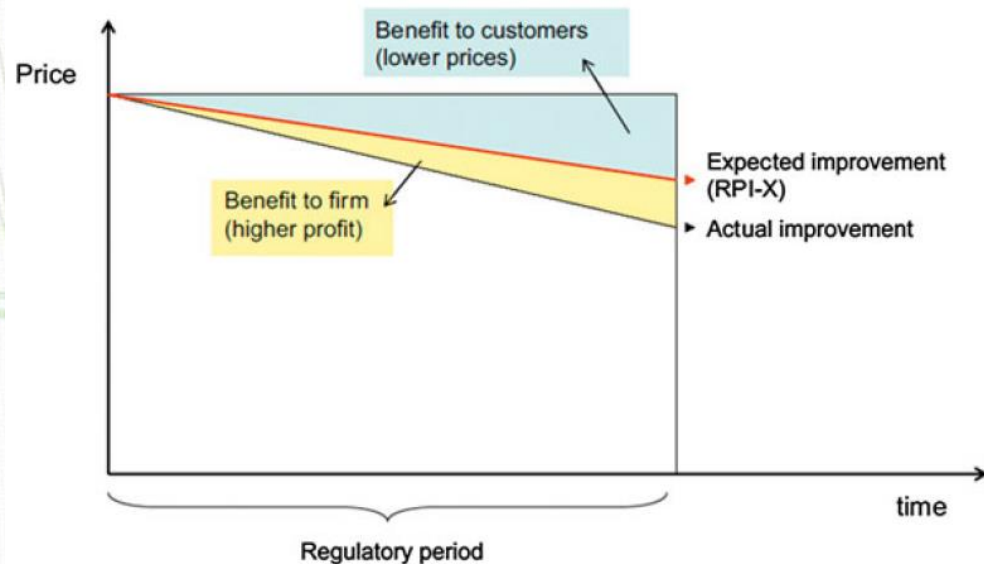
- Hosszabb intervallumok a revíziók között
  - Jobban tervezhető → költségcsökkentésre ösztönöz
  - Két költségfelülvizsgálat között árszabályozási ciklus (~3-6 év)
  - Részben a múltbéli költségadatok alapján!
- Két típus:
  - Ársapka
  - Bevételsapka
- Valójában gyengíti az árak és költségek közötti kapcsolatot
  - Laffont-Tirole általános modell a költségbázisra:
$$(1 - b)cost_{ex-ante} + b \cdot cost_{ex-post}$$
  - $b=1$  → megtérülési ráta vagy  $b=0$  → ösztönző

# Ösztönzés alapú szabályozás lépései

1. Elemzés – induló költségek meghatározása
2. **Ár sapka** szabályozás regulációs cikluson belül

$$P_t = P_{t-1} \cdot (1 + RPI - X)$$

- RPI/CPI = infláció (vagy iparági infláció?)
- X = Ösztönzőfaktor
- Fix mennyiséget feltételezve adott költségtömegre
- A meghatározott ár alkalmazható:
  - Szolgáltatások átlagos árához
  - Felhasználói csoportok árelemeihez
  - Végfelhasználói árhoz



# Ösztönzés alapú szabályozás – bevétel sapka

- **Bevétel** sapka

- Nagyon hasonló az ársapkához, de a fajlagos díjak helyett a teljes bevételre vonatkozik

- A bevételt/költségtömeget befolyásolják az ár mellett már költségokozók:
  - Fogyasztók száma, energiafogyasztás, hálózat mérete

$$R_t = R_{t-1}(1 + \text{RPI} - X)$$

- A költségokozók figyelembe vehetők a bevételben:

$$R_t = (R_{t-1} + \alpha \Delta A)(1 + \text{RPI} - X)$$

Cél: teljes realizált bevétel ne legyen nagyobb a megengedettnél (→ Korrekciók)

# Ösztönzés alapú – ár és bevétel sapka

## Ár és bevétel sapka szabályozás különbsége

- Ár sapka esetén a fajlagos díjakat indexáljuk, így ha több energia fogy, akkor nagyobb a bevétele a szolgáltatónak
- Bevétel sapka jobban ösztönöz energiamegtakarításra (bevétel kevésbé lineáris a mennyiséggel)

## Ösztönzés alapú szabályozások

### Előnyei:

- Kevesebb információ szükséges (mint gyakori revízió esetén)
- Ösztönöz a hatékonyságra, mert megtarthatja a szolgáltató az X-nél nagyobb hatékonyságnövekedést – az árszabályozási cikluson felül

### Hátrányai:

- Szolgáltatás minőséget figyelembe kell venni!  
(különben a költségcsökkentést az árszabályozási ciklus folyamán a minőség lerontásával lehet a legegyszerűbben több profitot termelni)
- Lazább költségfelülvizsgálatra ösztönöz: cégek könnyebben kibújnak (felülvizsgálati évre optimalizálás, ciklus közben nincs ellenőrzés)

# Ösztönzés alapú szabályozási alternatívák

- Megtérülési rátának intervallum → valójában költség/profitmegosztás
- Profitmegosztás: a profitot lineáris/progresszív/degresszív elvonás terheli

---

- Innováció?
- Hogyan mérhetőek más célok teljesítései – energiahatékonyság, fogyasztói elégedettség?
- RIIO modell – revenue = innovation + incentives + output
- TOTEX (CAPEX-OPEX együtt, azonos módszertan szerint)
  - OPEX azonnal elismert, 0%-os profittal
  - CAPEX hosszú távon elismert, rr %-os profittal

The background of the slide is a faded, light green image of a high-voltage power line tower. The tower is a lattice structure with multiple cross-arms supporting several power lines. The image is semi-transparent, allowing the text to be clearly visible over it.

# Árszabályozás és tarifarendszer Magyarországon

---

# Árszabályozás módszertana

- Alapvetően ösztönző szabályozás (**ársapka**–inflációs indexálás) vonatkozik a költségek nagy részére
- Költségcsoportok:
  - **Értékcsökkenés (I.) és Tőkeköltség (II.)**
  - **Működési költségek (III.)**
  - **Hálózati veszteség (IV.)**
  - **Egyéb költségek (V.)**
- Induló árak: részletes eszköz- és költség-felülvizsgálat alapján
  - Utoljára 2016-ban, 2020-ban zajlik az új költségfelülvizsgálat a 2019-es adatokon
- Évenkénti árkarbantartás árképletekkel (átfogó, részletes vizsgálat nélkül)
- Beruházások cikluson belüli elismerésének lehetősége
- Tőzsdei áralakulást figyelembe vevő indexálás a hálózati veszteségre
- Egyedi költségelszámolás (TSO tételei)



# Árszabályozási ciklusok

- Szabályozási periódus hossza
  - Ameddig a szabályrendszer fix
  - WACC, RB, stb. fix, indexált árak/költségek
- Kellő idő az ösztönzéshez vs. aktualizált költségszint
- Magyarországon: 4 év
  - 2013. jan. 1. – 2016. dec. 31.
  - 2017. jan. 1-től – 2020.12.31 / 2021.04.01
- Elvek?
  - Rezsicsökkentés miatti torzítások (pl. közműadó és RH-adó?)

# Induló ármeghatározás

- Kiinduló engedélyezett árbevételnek fedeznie kell a költségeket
  - Beleértve a tőkeköltséget
- Indokolt költségek, elismert költségek
  - Legkisebb költség elve
  - De a hatékonyságjavulás (egy része) maradjon az engedélyeseknél – ösztönzés
  - Minőség javulása
  - Robosztus tarifarendszer
- Értékcsökkenés meghatározása
  - Eszközök felmérése, amortizációs kulcsok meghatározása

# Induló ármeghatározás - lépések

- Szabályozott eszközérték (RAB)
  - Amortizáció - értékcsökkenés
  - Tőkeköltség hozamtényezője

Újraelőállítási érték (2007) [MrdFt]	2121
Amortizált újraelőállítási költség [MrdFt]	876
HFH korrekció [MrdFt]	-151
Beruházási és egyéb korrekciók [MrdFt]	4
<b>RAB [MrdFt]</b>	<b>729</b>
Tőkeköltség (7,8 %)	56,9
Éves értékcsökkenés [MrdFt]	63,6

- Működési és egyéb költségek meghatározása:
  - **Statikus és dinamikus indokolt költség vizsgálata** az egyéb költségekre és a cégcsoporton belül igénybe vett szolgáltatásokra
  - **Benchmark alapú vizsgálat** a hálózatüzemeltetés, -karbantartás (feszültségszintenként), mérés, leolvasás, ügyfélszolgálat és a tanácsadás és egyéb támogató tevékenység költségeire
  - TSO oldali speciális költségek
- Hálózati veszteség (az elosztóhálózaton elismerve ~7,5 %)
  - Műszaki veszteség (indokolt mérték, elvárt javulással - energiahatékonyság)
  - Nem műszaki veszteség (indokolt mérték, elvárt javulással)

*Bővebben: Procurement of network loss — System operators as traders?*

*Dániel Divényi ; Péter M. Sörös - DOI: [10.1109/EEM.2017.7981996](https://doi.org/10.1109/EEM.2017.7981996)*

# Alkalmazott költségoldali szabályozások

- CPI-X – ársapka modell szerinti indexáló tényező
  - Várt infláció alapján, tényadatok nagy eltérése esetén korrekció
  - X: elvárt hatékonyság javulás (kb. 1-1,5%)
- Ársapka modell szerint szabályozott
  - Működési költségek, tőkeköltség, értékcsökkenés
  - Primer, üzemzavari, black-start és feszültség szabályozás költségei
- Évenkénti tételes elszámolás
  - Határkapacitás aukciók, ITC, peremországi betáplálás
  - Szekunder, terciér kapacitások, szabályozás és kiegyenlítés költségei
- Külön szabály
  - Átviteli hálózati veszteség és elosztó hálózati maradék

The background features a faint, green-tinted image of a high-voltage power line tower and its associated cables, set against a light, textured background. A thin green line runs horizontally across the top of the slide, starting with a small wave-like graphic on the left.

# Tarifarendszer elemei

---

# Villamosenergia-tarifák jellemzése

- A szolgáltatás költségeit ki kell fizetnie a felhasználóknak
  - A díjstruktúra tükrözze a költségek használat függvényében történő változását

## Díjtételek lehetnek

- Vételezett energiával arányosak, változó költség
- Átlagos/maximálisan igényelt teljesítmény arányosak, állandó költség
- Időarányos („alapidj”) mennyiségek. állandó költség
- Továbbá differenciálás történhet az
  - Igénybevétel időpontja (több zónás),
  - Vételezés helye (általában a csatlakozási pont feszültség szintje) szerint
- Büntető tarifák (teljesítmény túllépés, meddő energia)
- Tarifa összetettsége → a mérés összetettsége!
  - Okos mérők (smart meters)
- Piacnyitás: a költségelemek is szétválasztva, így külön-külön díj nyújt fedezetet az egyes szereplők költségeire
  - RHD, energiadíj, egyéb pénzeszközök, ÁFA, (energiaadó)

# Átviteli díj

- Ft/kWh – egységes TSO tarifa
  - Korábban: átviteli rendszerirányítási díj +  
rendszerszintű szolgáltatások díja

- Mit fedez?

- Működési költségek
- Tőkeköltségek
- Értékcsökkenés
- Beruházásnövekmény
- FCR (primer) és feszmeddő rsz. szolgáltatások

**Ársapka  
szabályozás  
szerint**

- Határkapacitásaukciós bevétel, ITC szaldó
- Hálózati veszteség,
- Szekunder és terciér (FRR) tartalék rendelkezésre állási díj,
- Kiegyenlítő energia / szabályozási energia szaldó

**Tételes  
elszámolás  
szerint**

# Elosztási RHD

- Miért fizet a fogyasztó?
  - Alapdíj (Ft/csatlakozási pont/év)
    - Csatlakozásért
  - Teljesítmény díj (Ft/kW)
    - Lekötött teljesítmény
  - Forgalmi, veszteség és menetrend-kiegyensúlyozási díj (Ft/kWh)
    - Fogyasztott (hatásos) villamos energiáért
  - Elosztói meddőenergia díj (Ft/kVArh)
    - Fogyasztott meddő villamos energiáért
- DSO RHD pontos lebontása a költségtömegből kevésbé direkt, mint az átviteli díj esetében
  - Költség felosztási mátrix műszaki jellemzők alapján, pl. DSO költségek kb. 50% kifizesz profilosra



# Elosztási díjak


- Mit fedeznek?
  - Elosztói alapidj, teljesítmény díj, forgalmi díj
    - Működési- és tőkeköltségeket, valamint az értékcsökkenést
  - Elosztói meddőenergia díj, veszteség díj
    - Mérhető fizikai fogalmakra visszavezethető költségeket
  - Elosztói menetrend-kiegyensúlyozási díj
    - Profilos fogyasztók jellegéből adódó kiegyenlítő energia költségeket
- Feszültség szinteként eltérő RHD!
  - Kif, köf/kif, köf, naf/köf, naf
  - Kisfeszültségen: profilos, vezérelt, idősoros

# Elosztási díjak meghatározása

- Országosan egységes díjak
  - A 6 elosztó költségeit összegezik
  - A fogyasztók felé egységes tarifa kerül meghatározásra
- Működési, tőkeköltségek és értékcsökkenés
  - Számítása ugyanaz (ársapka, inflációkövető tényező)
  - Az inflációkorrekciós tagot **minőségi ösztönzés**sel határozzák meg (erről részletesen később)
- Az elosztók között később kerül átcsoportosításra figyelembe véve
  - Csatlakozási pontok számát és feszültség szintjeit
  - Összes fogyasztást és lekötött teljesítményt
  - Elosztó hálózati maradék mértékét és költségét

# Elosztók közötti átcsoportosítás

- A tényleges költségek és az országosan egységes elosztási díjakból származó bevétel elosztónként eltér
- Az eltérések összességében kiegyenlítik egymást
- **Kompenzálás:** az átviteli díj segítségével
  - A „legjobban járó” DSO egyenlege számítyák az átviteli díj többletet (annyival többet fizet, hogy összeségben nulla a többlete)
  - Az átviteli rendszerirányítási többletet minden elosztó befizeti
  - A TSO a bevételhiányos DSO-knak megfelelő arányok szerint ezt visszaosztja
    - Aki eleve rosszul járt: többet kap vissza, mint amit befizetett
    - Aki a legjobban járt: nem kap vissza semmit



Köszönöm a  
megtisztelő figyelmet!

---

[sores.peter@vet.bme.hu](mailto:sores.peter@vet.bme.hu)

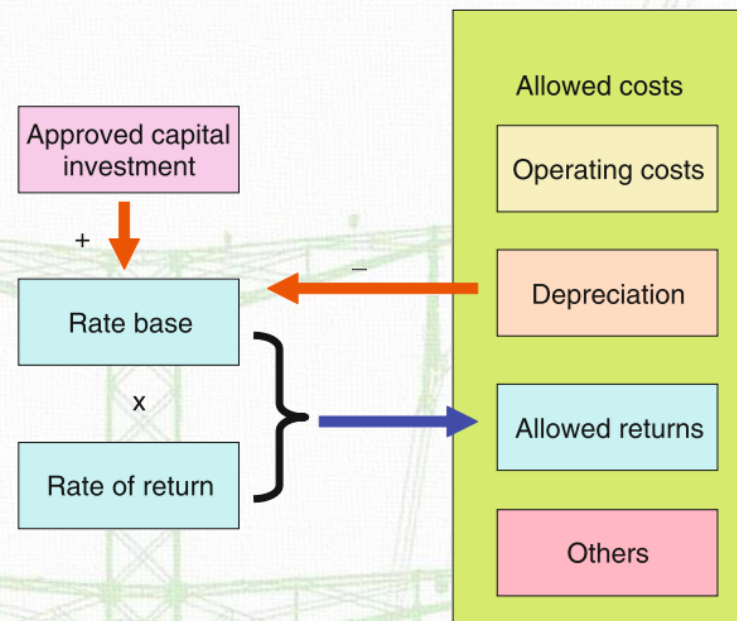
# MEGTÉRÜLÉSI RÁTA SZABÁLYOZÁS - TSO

Az átviteli rendszerirányítónál **Y.** évben költségfelülvizsgálatot tartanak.

A vizsgálat során megállapították, hogy vállalat működési költsége (O&M) az **Y-1.** évben 15 000 Mft volt. Az Y-1. év végén a szabályozói eszközérték (RAB) 252 000 Mft, értékcsökkenés Y-1. évben 14 000Mft.

Az Y. évben – a költségfelülvizsgálat évében – további 14 700 Mft eszközt aktivált a vállalat, továbbá az eszközcsere, leírások miatt az értékcsökkenés 400 Mft-tal csökkent.

A megtérülési ráta 6%, az eszközök várható átlagos élettartama 35 év. Az **Y+1.** évre becsült energiaforgalom 40000 GWh. Határozza meg az átviteli rendszerirányító költségeit fedező hálózathasználati díj értékét!



$$TC = O\&M + DP + (rr \times RB) + TAX$$

# MEGTÉRÜLÉSI RÁTA SZABÁLYOZÁS - TSO

- A Y+1. évre a működési költségeket az Y-1. évi tényértékkal becsüljük:

$$O\&M_{Y+1} = O\&M_{Y-1} = 15\,000 \text{ [MFt]}$$

- A vállalat eszközértéke csökkent az adott évi értékcsökkenéssel, ugyanakkor növekedett az új beruházás értékével:

$$RAB_{Y+1} = RAB_{Y-1} - DP + INV_Y = 252\,000 - 14\,000 + 14\,700 = 252\,700 \text{ [MFt]}$$

- A tőkeköltséget az eszközérték és megtérülési ráta alapján számítjuk :

$$CC_{Y+1} = rr \cdot RAB_{Y+1} = 0,06 \cdot 252\,700 = 15\,162 \text{ [MFt]}$$

- Az amortizációs tétel csökkent az eszközcsereknek köszönhető, de növekedett az új beruházás miatt:

$$DP_{Y+1} = DP_{Y-1} - \Delta DP_Y + \frac{INV_Y}{UL} = 14\,000 - 400 + \frac{14\,700}{35} = 14\,020 \text{ [MFt]}$$

- Így a teljes elismert költség:

$$AllowedCost_{Y+1} = O\&M_{Y+1} + CC_{Y+1} + DP_{Y+1} = 15\,000 + 15\,162 + 14\,020 = 44\,182 \text{ [MFt]}$$

- Tehát a díjtétel értéke:  $p_{Y+1} = \frac{AllowedCost_{Y+1}}{E_{Y+1}} = \frac{44\,182 \text{ MFt}}{40\,000 \text{ GWh}} = 1,105 \text{ [Ft/kWh]}$

$$TC = O\&M + DP + (rr \times RB) + TAX$$

# MEGTÉRÜLÉSI RÁTA SZABÁLYOZÁS - DSO

Egy elosztó esetén az Y-1. évre meghatározott működési költség 12 000 MFt. Az egyszerűsítés kedvéért a tőke- és értékcsökkenés tagokat már kiszámítottuk Y+1-re: az előbbi 9312 MFt, az utóbbi 9440 MFt.

Az Y-1. évben az energiaforgalom 4000 GWh.

- a) Határozza meg a Y+1. évre az elismert költséget, ha a működési költséget évenként 3%-kal indexálja!
- b) Határozza meg az Y+1. évre az energiaalapú díjtételt, ha az energiaforgalmat évenként 2%-kal indexálja!
- c) Tegyük fel, hogy a költség 10%-át az alapdíjban, 60%-át az energiadíjban, 30%-át a teljesítménydíjban szeretnénk bevételként elérni. A hálózati társaság területén 1 millió csatlakozási pont van, az összes lekötött teljesítmény várhatóan 875 000 kW. Határozza meg az egyes díjtételek értékét!
- d) Legyen az adott hálózaton az elismert veszteség százalékos értéke 7,5% (műszaki), illetve 1,2% (nem műszaki). A tőzsdei árindex 15 Ft/kWh, az átviteli rendszerirányítási díj 1,15 Ft/kWh. Határozza meg az elosztói veszteség díj mértékét!

$$TC = O\&M + DP + (rr \times RB) + TAX$$

# MEGTÉRÜLÉSI RÁTA SZABÁLYOZÁS - DSO

Határozza meg a Y+1. évre az elismert költséget, ha a működési költséget évenként 3%-kal indexálja!

- A működési költséget Y+1.-re vonatkozó kétszeresen kell indexálni (előbb Y-1→Y, majd Y→Y+1. évre)

$$\begin{aligned} O\&M_{Y+1} &= (1 + omr) \cdot O\&M_Y = (1 + omr)^2 \cdot O\&M_{Y-1} = 1,03^2 \cdot 12\ 000 \\ &= 12\ 731 \text{ [Mft]} \end{aligned}$$

Határozza meg az Y+1. évre az energiaalapú díjtételt, ha az energiaforgalmat évenként 2%-kal indexálja!

- Az energiaforgalmat hasonlóképp indexáljuk:

$$E_{Y+1} = (1 + er) \cdot E_Y = (1 + er)^2 \cdot E_{Y-1} = 1,02^2 \cdot 4\ 000 = 4\ 162 \text{ [GWh]}$$

- Így a díjtétel értéke:

$$\begin{aligned} p_{Y+1} &= \frac{\text{AllowedCost}_{Y+1}}{E_{Y+1}} = \frac{O\&M_{Y+1} + DP_{Y+1} + CC_{Y+1}}{E_{Y+1}} \\ &= \frac{12\ 731 + 9\ 312 + 9\ 440}{4162} = \frac{31\ 483}{4162} = 7,57 \text{ [Ft/kWh]} \end{aligned}$$

$$\mathbf{TC = O\&M + DP + (rr \times RB) + TAX}$$



# MEGTÉRÜLÉSI RÁTA SZABÁLYOZÁS - DSO

Tegyük fel, hogy a költség 10%-át az alapidjban, 60%-át az energiadíjban, 30%-át a teljesítménydíjban szeretnénk bevételként elérni. A hálózati társaság területén 1 millió csatlakozási pont van, az összes lekötött teljesítmény várhatóan 875 000 kW. Határozza meg az egyes díjtételek értékét!

- A teljes költség felosztása az egyes bevételi források között:

$$INC_{base} = 10\% \cdot 31\,483 = 3\,148 \text{ [MFt]} \quad INC_{energy} = 60\% \cdot 31\,483 = 18\,890 \text{ [MFt]} \quad INC_{power} = 30\% \cdot 31\,483 = 9\,445 \text{ [MFt]}$$

- Így az egyes díjtételek értéke:

$$p_{base} = \frac{INC_{base}}{N} = \frac{3\,148 \text{ MFt}}{1\,000\,000 \text{ csp}} = 3148 \text{ [Ft/csp/év]} = 262 \text{ [Ft/csp/hó]}$$

$$p_{energy} = \frac{INC_{energy}}{E_{Y+1}} = \frac{18\,890 \text{ MFt}}{4162 \text{ GWh}} = 4,54 \text{ [Ft/kWh]}$$

$$p_{power} = \frac{INC_{power}}{\Sigma P_{Y+1}} = \frac{9\,445 \text{ MFt}}{875\,000 \text{ kW}} = 10\,794 \text{ [Ft/kW/év]}$$

Legyen az adott hálózaton az elismert veszteség százalékos értéke 7,5% (műszaki), illetve 1,2% (nem műszaki). A tőzsdei árindex 15 Ft/kWh, az átviteli rendszerirányítási díj 1,15 Ft/kWh. Határozza meg az elosztói veszteség díj mértékét!

- Az elismert veszteség mértéke:

$$E_{loss} = 7,5\% \cdot 4162 + 1,2\% \cdot 4162 = 348 \text{ [GWh]}$$

- Az elismert beszerzési árral számolva ennek költsége:

$$C_{loss} = 348 \cdot (15 + 1,15) = 5\,620 \text{ [MFt]}$$

- Így az elosztói veszteség díj:

$$p_{loss} = \frac{C_{loss}}{E_{Y+1}} = \frac{5\,620 \text{ MFt}}{4\,162 \text{ GWh}} = 1,35 \text{ [Ft/kWh]}$$

# ÁRSAPKA SZABÁLYOZÁS

Vegyük az első feladat átviteli rendszerirányítóját!

Tegyük fel, hogy a költségfelülvizsgálatot négy évente hajtjuk végre. Az Y+1. évtől az Y+4. évig a tényleges energiaforgalom 40500, 40000, 39500 illetve 41000 GWh.

Számítsa ki a vállalat bevételét, ha:

- az adott években nincs árkarbantartás (= megtérülési ráta szabályozás)!
- az adott években 3%-os indexeléssel ársapka szabályozást végeznek!
- az adott években 3%-os bevételsapka szabályozást végeznek, energiamegtakarítást ösztönző  $\alpha = -0,5 \text{ Ft/kWh}$  együtthatóval! A Y. évben forgalmazott energia 39300 GWh.

# ÁRSAPKA SZABÁLYOZÁS

Vegyük az első feladat átviteli rendszerirányítóját!

Tegyük fel, hogy a költségfelülvizsgálatot négy évente hajtjuk végre. Az Y+1. évtől az Y+4. évig a tényleges energiaforgalom 40500, 40000, 39500 illetve 41000 GWh.

Számítsa ki a vállalat bevételét, ha:

- az adott években nincs árkarbantartás (= megtérülési ráta szabályozás)!
- az adott években 3%-os indexeléssel ársapka szabályozást végeznek!
- az adott években 3%-os bevételsapka szabályozást végeznek, energiamegtakarítást ösztönző  $\alpha = -0,5 \text{ Ft/kWh}$  együtthatóval!

A Y. évben forgalmazott energia 39300 GWh.

# ÁRSAPKA SZABÁLYOZÁS

Számítsa ki a vállalat bevételét, ha:

- **az adott években nincs árkarbantartás!**

A költségfelülvizsgálat során meghatározott ár marad érvényben a következő felülvizsgálatig:

$$R_{Y+1}^{rr} = 1,105 \cdot 40\,500 = 44\,734 \text{ [MFt]}$$

$$R_{Y+2}^{rr} = 1,105 \cdot 40\,000 = 44\,182 \text{ [MFt]}$$

$$R_{Y+3}^{rr} = 1,105 \cdot 39\,500 = 43\,630 \text{ [MFt]}$$

$$R_{Y+4}^{rr} = 1,105 \cdot 41\,000 = 45\,287 \text{ [MFt]}$$

- az adott években 3%-os indexeléssel **ársapka szabályozást** végeznek!

A költségfelülvizsgálat során meghatározott árat minden évben 3%-kal emelik:

$$R_{Y+1}^{pc} = R_{Y+1}^{rr} = 44\,734 \text{ [MFt]}$$

$$R_{Y+2}^{pc} = 1,105 \cdot 1,03 \cdot 40\,000 = 1,138 \cdot 40\,000 = 45\,507 \text{ [MFt]}$$

$$R_{Y+3}^{pc} = 1,105 \cdot 1,03^2 \cdot 39\,500 = 1,172 \cdot 39\,500 = 46\,287 \text{ [MFt]}$$

$$R_{Y+4}^{pc} = 1,105 \cdot 1,03^3 \cdot 41\,000 = 1,207 \cdot 41\,000 = 49\,486 \text{ [MFt]}$$

# ÁRSAPKA SZABÁLYOZÁS

Számítsa ki a vállalat bevételét, ha:

- az adott években 3%-os bevételapka szabályozást végeznek, energiamegtakarítást ösztönző  $\alpha = -0,5 \text{ Ft/kWh}$  együtthatóval! A Y. évben forgalmazott energia 39300 GWh

A költségfelül vizsgálat során meghatározott bevételt költségkózzakkal módosítják, majd minden évben 3%-kal emelik. A kapott költségtömeget az induló mennyiségre vonatkoztatjuk:

- $R_{Y+1}^{rc} = R_{Y+1}^{pc} = 44\,734 \text{ [MFt]}$   
 $R_{Y+2}^{rc,plan} = (R_{Y+1}^{rc,plan} + \alpha(E_{Y+1}^{fact} - E_Y^{fact})) \cdot ir = (44\,734 - 0,5 \cdot (40500 - 39300)) \cdot 1,03 = 44\,889 \text{ [MFt]}$   
 $\Rightarrow p_{Y+2}^{rc} = \frac{R_{Y+2}^{rc,plan}}{E_{Y+1}} = \frac{44\,889}{40\,000} = 1,122 \text{ [Ft/KWh]} \Rightarrow R_{Y+2}^{rc,fact} = p_{Y+2}^{rc} E_{Y+2}^{fact} = 1,122 \cdot 40\,000$
- $R_{Y+3}^{rc,plan} = (R_{Y+2}^{rc,plan} + \alpha(E_{Y+2}^{fact} - E_{Y+2}^{fact})) \cdot ir$   
 $= (44\,889 - 0,5 \cdot (40000 - 40500)) \cdot 1,03 = 46\,494 \text{ [MFt]}$   
 $\Rightarrow p_{Y+3}^{rc} = \frac{R_{Y+3}^{rc,plan}}{E_{Y+1}} = \frac{46\,494}{40\,000} = 1,162 \text{ [Ft/KWh]} \Rightarrow R_{Y+3}^{rc,fact} = p_{Y+3}^{rc} E_{Y+3}^{fact} = 1,162 \cdot 39\,500 = 45\,912 \text{ [MFt]}$
- $R_{Y+4}^{rc,plan} = (R_{Y+3}^{rc,plan} + \alpha(E_{Y+3}^{fact} - E_{Y+3}^{fact})) \cdot ir$   
 $= (45\,912 - 0,5 \cdot (39500 - 40000)) \cdot 1,03 = 48\,146 \text{ [MFt]}$   
 $\Rightarrow p_{Y+3}^{rc} = \frac{R_{Y+3}^{rc,plan}}{E_{Y+1}} = \frac{48\,146}{40\,000} = 1,204 \text{ [Ft/KWh]} \Rightarrow R_{Y+4}^{rc,fact} = p_{Y+4}^{rc} E_{Y+4}^{fact} = 1,204 \cdot 41\,000 = 49\,350 \text{ [MFt]}$

# BEVÉTELSAPKA SZABÁLYOZÁS

Egy hálózati társaság N. évi bázisköltségei a következők:

Működési költség: 10 700 MFt

Tőkeköltség: 9 400 MFt

Értékcsökkenés: 8 700 MFt

- A N-1. évi beruházásokból adódó többlet tőke- és értékcsökkenés N. évben figyelembe vett értéke: 80 MFt.
- Az N. évi beruházásokból adódó elismert eszközérték növekmény: 600 MFt. A WACC 7,8%, az átlagos élettartam 35 év, az MNB infláció előrejelzése 5%, az inflációkorrekciós tag -1%.
- Határozza meg a N+1. évre elismert működési, tőke- és értékcsökkenési költség összegét!

*Az N. évi költségek összege, kiegészítve a N. évre már elismert többlet tőke- és értékcsökkenés értékével:*

$$10700 + 9400 + 8700 + 80 = 28800$$

*A költségek indexálása az infláció előrejelzéssel és a korrekcióval:*

$$28800 \cdot (1 + 0,05 - 0,01) = 29952$$

*Az N. évi beruházásokra elismert eszközérték növekményből számított többlet értékcsökkenés:*

$$\frac{600}{35} = 17,1$$

*Az N. évi beruházásokból származó eszközérték növekményből számított többlet tőkeköltség:*

$$600 \cdot 0,078 = 46,8$$

*A N+1. évre elismert működési, tőke- és értékcsökkenési költségek összege*

$$29952 + 17,1 + 46,8 = 30015,9$$

# VESZTESÉGI KÖLTSÉG SZÁMÍTÁSA

- Adott hálózati társaság az árszabályozási ciklusban elismert éves elosztó hálózati maradéka 372GWh. Az N. évben az elismert beszerzési ár 18,81Ft/kWh, az indexálási tényező 9,8%.
- Az N. évben az elosztó által beszerzett energia átlagára 20,50Ft/kWh. (Ha az árkülönbség 0-2%, akkor nincs kompenzáció, 2-5% esetén a 2% feletti rész 60%-a, 5-10% esetén még az 5% feletti rész 70%-a, 10-20% esetén még a 10% feletti rész 80%-a. Az átviteli díj 2,22Ft/kWh.)
- Határozza meg az hálózati társaság számára az N+1. évben elismert veszteség beszerzési árat és költségét!

*Az N-1. évi ár indexálásával képződő ár:*  $18,81 \cdot 1,098 = 20,653$

*A N. évre elismert ár és ténylegesen kialakuló ár aránya:*  $\frac{20,50}{18,81} = 1,0898 \rightarrow 8,9\%$

*Így a 2% feletti rész 60%-át, valamint az 5% feletti különbség 70%-át lehet kompenzálni.*

*A 2% feletti rész (5%-ig) és annak 60%-a:*  $p_{eredeti,+5\%} - p_{eredeti,+2\%} = 0,5643 \rightarrow 0,5643 \cdot 0,6 = 0,3386$

*Az 5% feletti rész (kialakult árig) és annak 70%-a:*  $p_{kialakult} - p_{eredeti,+5\%} = 0,7495 \rightarrow 0,7495 \cdot 0,7 = 0,5247$

*A teljes árkorrekció:*  $0,3386 + 0,5247 = 0,8632$

*Így az elosztó számára elismert ár:*  $20,653 + 0,863 = 21,516$

*Figyelembe véve a rendszerirányítási és rendszerszintű szolgáltatások díját:*  $21,516 + 2,221 = 23,737$

*A teljes elismert költség így:*  $23,737\text{Ft/kWh} \cdot 372\text{GWh} = 8830\text{MFt}$

# ELOSZTÓK KÖZÖTTI ÁTCSOPORTOSÍTÁS

- Az elosztók indokolt költségei, az országosan egységesen képződő tervezett bevételei, valamint az egyes elosztók esetén figyelembe vett villamos energia mennyiség:

Megnevezés	Elosztó 1	Elosztó 2	Elosztó 3
Indokolt költség (MFt)	38 600	53 800	77 800
Tervezett bevétel (MFt)	34 200	56 200	79 800
Energia mennyiség (GWh)	4 600	7 900	11 000

- Határozza meg az elosztók által fizetendő átviteli rendszerirányítási többletet (Ft/kWh), s ezáltal képződő bevétel visszaosztási arányát!

*Az 1-es elosztó költségeit a bevételek nem fedezik, míg 2-es és 3-as elosztó a költségeihez képest nagyobb bevételt kap az országosan egységes elosztási díjakból. Rájuk vonatkozóan kiszámítandó a többletbevétel és az energiamennyiség hányadosa:*

$$t_2 = \frac{2400\text{MFt}}{7900\text{GWh}} = \frac{0,304\text{Ft}}{\text{kWh}} \quad t_3 = \frac{2000\text{MFt}}{11000\text{GWh}} = 0,182\text{Ft/kWh}$$

*Ezekből a nagyobbat választva egységesen minden elosztó 0,304Ft/kWh többlet átviteli rendszerirányítási díjat fizet. Az egyes elosztók tekintetében így befizetésre kerül:*

$$S_1 = 4600 \cdot 0,304 = 1398,4\text{MFt} \quad S_2 = 7900 \cdot 0,304 = 2401,6\text{MFt}$$

$$S_3 = 11000 \cdot 0,304 = 3344\text{MFt} \quad \Sigma S = 7144\text{MFt}$$

- Az egyes elosztó számára visszafizetendő összeg és a kompenzáció visszaosztási aránya:

Megnevezés	Elosztó 1	Elosztó 2	Elosztó 3
Indokolt költség (MFt)	38 600	53 800	77 800
Tervezett bevétel (MFt)	34 200	56 200	79 800
Többlet befizetés (MFt)	1 398	2 402	3 344
Egyenleg (MFt)	-5798	-2	-1344
Visszaosztási arány (%)	81,1	0	18,9