

# Villamosenergia-rendszer frekvenciaszabályozásának fejlesztése gépi tanulással<sup>1</sup>

Markovics Dávid

MSc energetikai mérnök hallgató, markovics.david@eszk.org

Mayer Martin János

egyetemi adjunktus, mayer@energia.bme.hu

Az előadás témája a frekvencia visszaállító szabályozás kihívásainak és fejlesztési lehetőségeinek bemutatása, különös figyelmet fordítva az időjárásfüggő megújulókat okozta hatások ismertetésére, értelmezésre. A kapcsolódó kutatás célja a villamosenergia-rendszer terhelésének és minél több sztochasztikus elemének a lehető legpontosabb becslése, amely aztán felhasználásra kerülhet forrástervezés és a rendszerirányító által alkalmazott proaktív mFRR szabályozás előrejelző moduljában.

A dokumentum első részében adatelemzésen keresztül mutatom be a megújulókat, lényegében a napenergia termelés és a rendszer más elemei okozta kihívásokat, rávilágítva az órák menetredek, kereskedelmi termékek okozta órán belüli fluktuációra, amely nagyban megnehezíti a proaktív mFRR szabályozást is. Ezek után a fókusz a HMKE termelésen, a profilos fogyasztás és az elosztóhálózati maradékgörbebecslés témakörén lesz, hiszen az idősorosan nem mért termelők a jelenlegi módszertan szerint a rendszerben csupán indirekt módon, a profilos fogyasztást csökkentő tényezőként jelennek meg, ezzel jelentős kihívásokat okozva mind az elosztó, mind az átviteli hálózat üzemeltetőinek.

\*

The topic of the presentation is to introduce the challenges and development opportunities of frequency restoration regulation, paying special attention to the description and interpretation of the effects caused by weather-dependent renewables. The main goal of the research is to accurately estimate the system-load and as many stochastic elements of the electricity system as possible, which can later be used in the forecasting module of source planning and proactive mFRR control applied by the system operator.

In the first part of the thesis, I present the challenges posed by renewables, essentially solar power generation and other elements of the system through data analysis, highlighting the intra-hourly fluctuation caused by hourly schedules and commercial products, which also greatly complicates proactive mFRR regulation. After this, the focus will be on HSPP production, profiled consumption, and residual curve estimation in the distribution networks, since producers that are not measured in time series appear in the system only indirectly as a factor reducing the profiled consumption according to the current methodology, thus causing significant challenges for both distribution and transmission network operators.

\*\*\*

A cikk témája a villamosenergia-rendszer frekvenciaszabályozását illető aktuális kihívások, azon belül is a megújulókat penetrációja okozta problémák ismertetése és annak az előrejelző rendszernek az ismertetése, amely a növekvő szabályozási igények kielégítését támogatja a meglévő eszközállomány jobb kihasználásával.

<sup>1</sup> A cikk a KLENEN '23 konferencián elhangzott előadás alapján készült.

## Frekvenciaszabályozás szintjei, fogalmai

A villamosenergia-rendszer egyensúlyának fenntartása érdekében a TSO-k különböző kiegyenlítőenergia termékeket tudnak igénybe venni. A leggyorsabb az FCR – Frequency Containment Reserve, amely a frekvencia változását érzékelve 30 másodpercen belül automatikusan aktiválódik, a célja a frekvencia-változási gradiens megszüntetése. A frekvencia visszaállításáért felelősek az aFRR – automatic Frequency Restoration Reserve, és mFRR – manual Frequency Restoration Reserve kapacitások, amelyek között irányítástechnikai és reakcióidőbeli különbségek vannak. Míg előbbi egy automatikusan vezérelt termék, amely percek alatt képes az igényelt teljesítményszintet elérni, utóbbi jellemzően manuálisan, telefonon keresztül diszpécseri utasításra indítható, az igényelt teljesítményt pedig maximum 15 perccel az utasítást követően kell biztosítaniuk. Újabban elérhetőek már ún. mFRR 12,5 termékek, amelyek 2,5 perccel rövidebb utasítási idővel indíthatók. A régebbi (primer, szekunder, tercier) tartalékdefiníciókkal ezek a termékek csak részben feleltethetők meg; az FCR vette át a primer, az aFRR a szekunder szabályozás szerepét, az mFRR azonban a szekunder és a tercier között található, lényegében egy gyors tercier tartaléknak minősül. Jelenleg az aFRR és mFRR szabályozás (részben) autonóm módon zajlik, azonban 2024 Q3-tól várható Magyarország csatlakozása a PICASSO [1] és MARI [2] platformokhoz, amelyek jelentős változásokat hoznak majd ezen termékek esetén, ugyanis már nem csak hazai, hanem nemzetközi szinten fog zajlani a frekvencia visszaállítási tartalékok tendereztetése és aktiválása. Az elérhető egységek számának bővülésével a várakozás az, hogy az egyes piacok árai konvergálni fognak, ami európai szinten kedvező lesz. Ugyanakkor az országoknak továbbra is biztosítaniuk kell az önálló rendszerszabályozáshoz szükséges kapacitás mennyiségeket.

A rendszer egyensúlyi helyzetének visszaállítása után annak gazdaságos üzeméért felelősek tehát az mFRR mellett az RR – Replacement Reserve tartalékok, amelyek hosszabb felfutási idővel, de kisebb egységköltséggel jellemezhetők. Utóbbi kapcsán érdemes megemlíteni a TERRE projektet [3], amely az RR szabályozás nemzetközi együttműködésért felelős, azonban ebben Magyarország csak megfigyelőként vesz részt.

Az együttműködő országok kiegyenlítetlenségének „elnettósítása” az IGCC – International Grid Control Cooperation [4], amely célja a helyi szabályozási igények csökkentése a szomszédos szabályozási területek ellentétes irányú eltéréseinek kihasználásával. Ezáltal az adatsorban is szereplő pozitív, illetve negatív irányú aktivált aFRR szabályozási energia valójában az igénybe vett hazai aFRR termékek és az IGCC összege. Az IGCC számítását jelenleg egy nemzetközi platform végzi 4 másodpercenként; az egyes országok kiegyenlítetlenség adatait először összerendezi, és a fennmaradó határkeresztelő kapacitások mentén optimalizál-

ja. Ezáltal, ha két országban ellentétes irányú szabályozás lenne szükséges, és közöttük rendelkezésre áll átviteli út, akkor azon keresztül megtörténik az igények elnettősítése, amely mindkét ország számára kedvezőbb, mintha ellentétes irányú aFRR szabályozást vetek volna igénybe. Az IGCC platformon 2 másodperc alatt megtörténnek ezek a tranzakciók, amely során egyszerre akár több országgal is lehetséges az említett együttműködés. A kezdeti kiegyenlítetlenség és a nettósított volumenek különbsége lesz az a mennyiség, amely alapján az együttműködő TSO-k majd a második 2 másodperces ciklusban aFRR-t aktiválnak. A jövőben ez a funkció a PICASSO platformba lesz integrálva IN (Imbalance Netting) néven.

### Proaktív mFRR szabályozás célja

Az FRR szabályozás két fő problémája az, hogy az aFRR kapacitások szűkösek (ezáltal drágák is), az mFRR szabályozás pedig nagyobb előretartási ideje és hosszabb termék időtartama miatt csak limitáltan alkalmazható. A normál üzemvitel esetén utóbbi aktiválása jellemzően reaktív jelleggel történik, azaz a már fennálló hosszabb távú és nagy mértékű kiegyenlítetlenség, valamint alacsony rendelkezésreálló forgótartalék esetén következik be. A proaktív mFRR szabályozás lényege az, hogy az aktiválás még az igény megjelenése lehetővé váljon csökkentve a hazai aFRR igényeket. Ideális esetben (a rendszerállapot előismeretében) költség és tartalék rendelkezésreállítás szempontjából optimális döntést lehetne hozni. Ehhez természetesen a rendszerszintű kiegyenlítetlenség minél pontosabb előrejelzésére van szükség.

A téma mélyebb megértéséhez a kutatás korábbi eredményeit bemutató dolgozat [5] javasolt, amely a MAVIR által alkalmazott on-line kiegyenlítetlenség becslés és proaktív mFRR eszköz alapjaként szolgált. Jelen dolgozat erősen kapcsolódik a hivatkozott témához, hiszen egyik fő célja kiegyenlítetlenség becslő modul további fejlesztése.

### Rendszerszintű szabályozás kihívásai

Ebben a fejezetben a rendszerszintű szabályozás, azon belül is kiemelten a kiegyenlítő célú szabályozás fontosabb kérdései, összefüggései kerülnek bemutatásra, a hozzá tartozó adatelemzést bemutatva.

### Fotovoltaikus termelés szezonálisitása

A különböző hónapokban a nappályából (deklinációs szög) adódóan eltérő az átlagos termelési potenciál. Hatását tekintve alapvetően stratégiai probléma, hiszen olyan rendszert, erőműparkot kell tervezni és fenntartani, amely a téli igényeket is ki tudja elégíteni az alacsony PV termelés esetén.

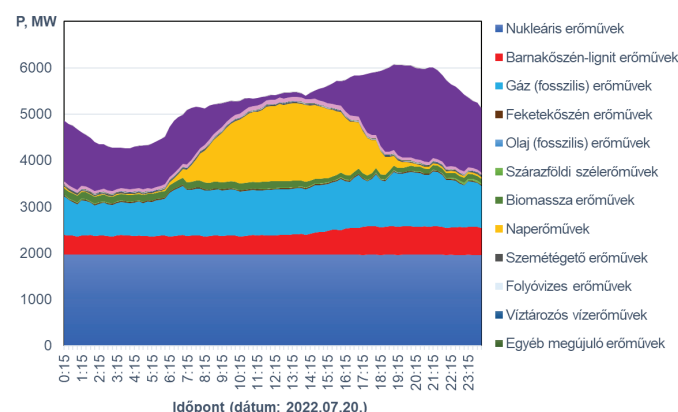
### Fotovoltaikus termelés napon belüli gradiense és a determinisztikus frekvencia hiba (DFD)

A napon belüli teljesítőképesség kérdése szintén nappályai sajátosság (azimuth szög), a menetrendkövető és csúcserőművek, valamint az import-export szükséges mennyisége napról-napra változik a jellemző időjárás függvényében. Ez már alapvetően a másnapi piacon lejátszódó gazdasági kérdés.

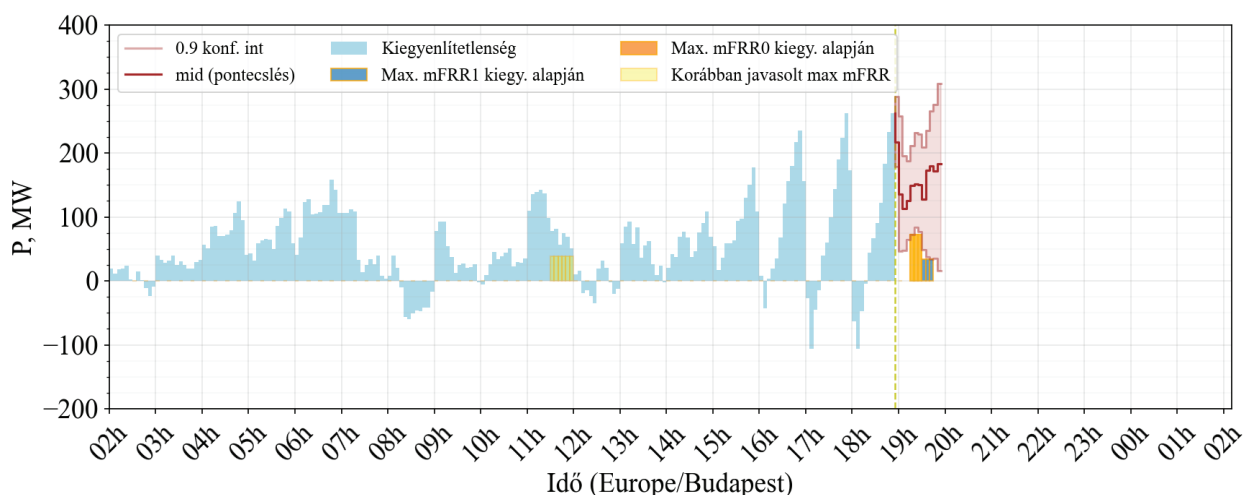
A PV (üzleti szegmens) termelési gradiense a 2022-es adatok alapján a tavaszi-nyári időszakban a reggeli és esti órákban átlagosan 500 MW/óra, azaz a teljes rendszerterhelésre vonatkoztatva 10%/óra volt. Ez alapvetően a piaci szereplők és a KÁT mérlegköri felelős által kezelendő kihívás, strukturális problémát jelent

azonban, hogy jelenleg a kereskedés zömében órás és napon belül negyedórás egységekben zajlik, míg a fogyasztás és a nap mozgása így a PV gradiens folytonos. Ebből adódóan egy délelőtti 500 MW/óra gradiensű teljesítmény növekedés órás termék esetén  $-250 \rightarrow +250$  MW-os, negyedórás termékekkel pedig  $-62,5 \rightarrow 62,5$  MW fedezetlen teljesítményt okoz, amely hozzáadódik a rendszerszintű kiegyenlítetlenséghez. Az ábrákon jól látszik, hogy a hazai villamosenergia-rendszerben a menetrendkövető és csúcserőművi feladatkör jelentős részben az import-exporton keresztül valósul meg, amely esetén a határkeresztező kapacitások és elérhető termékek szabják a korlátot. A szlovák és szerb észak-déli tengelyen csak órás termékek a román, szlovén és osztrák metszéken negyedórás termékek is kereskedhetők, ráadásul előbbieken keresztül áttételesen érezhetőek a Balkánon lévő országok 1-4 órás kereskedelmi termékei is. Ez már önmagában is korlátoz, viszont az is igaz, hogy ha a piac lehetőséget biztosít, akkor sem feltétlenül zajlik rajta negyedórás kereskedés. Így tehát látható, hogy a napenergia tökéletes menetrendezés esetén is komoly kiegyenlítetlenséget visz a rendszerbe, ugyanúgy, ahogy a rendszerterhelés reggeli és esti csúcsai. Ez utóbbit a szakirodalom DFD-nek (Deterministic Frequency Deviation) nevezi, amelylyel 2019. február óta az ENTSO-E külön munkacsoportja foglalkozik [6].

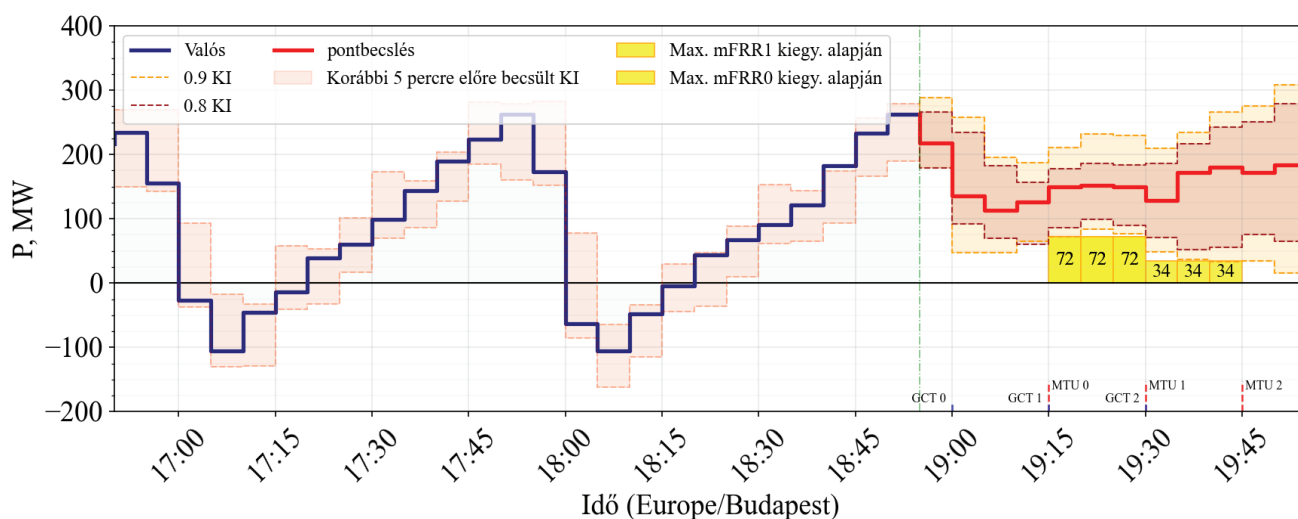
A DFD-t okozó kiegyenlítetlenség egy alapvetően becsülhető szabályozási igény lenne, problémát okoz ugyanakkor, hogy az órák első és második felében eltérő irányú csúcsok keletkeznek, amelyek (főként felirányban) rövid ideig az aFRR tartalékok plafonját is elérhetik, ezért vagy IGCC, vagy mFRR besegítésre lenne szükség. Mivel az IGCC rendelkezésre állása nem befolyásolható, rövid távon a rendszerirányító kezében csak a proaktív mFRR aktiválás eszköze áll rendelkezésre, amelyet jelentősen megnehezít ez az órán belüli fluktuáció. A forgótartalék megőrzése és annak magas aktiválása miatti extrém árak elkerülése végett tehát proaktív mFRR szabályozásra lenne szükség, ehhez azonban nem elég az eddig bemutatott bizonytalansági tényezőket ismerni, hanem a rendszer összes sztochasztikus elemének minél pontosabb becslésére lenne szükség. Lényegében ez a gondolat a dolgozat fő motivációja, amelynek megértését segíti az 1. ábra, mely 2022. július 20-i hazai energiamixet, az említett mFRR-tool előrejelző rendszer becsléseit a 2. ábra és a kiegyenlítetlenség alakulását pedig a 3. ábra mutatja.



1. ábra. Magyarország villamosenergia termelése források szerint 2022.07.20-án



2. ábra. MAVIR on-line kiegyenlítőtlenség becslő eszközének előrejelzése 2022.07.20-án 18:55-kor (napos időablak)



3. ábra. MAVIR on-line kiegyenlítőtlenség becslő eszközének előrejelzése 2022.07.20-án

### Fotovoltaikus termelés menetrendezési hibája

Az időjárásfüggő megújulókhöz köthető még egy napon belüli kihívás, amely a menetrendtől való nem szándékos eltérésből adódik. A PV parkok termelés előrejelzésével számos cikk foglalkozik, legyen szó fizikai, gépi tanulás alapú, valamint hibrid eljárásokról [7]. A megújulók, és itt ismételtlen kifejezetten a napelemparkok esetén lehetőség van a menetrendtartást leirányú inverter szabályozással segíteni, amely lényegében egy gazdasági döntés, hiszen a termelt villamosenergia, és a potenciális pótdíj értékének viszonya határozza meg, hogy van-e értelme. Ennek egyet mélyebb vonulata a leirányú mFRR akkreditáció, amellyel Magyarországon már több napelempark is rendelkezik.

### HMKE termelés bizonytalansága

Magyarországon 2022. szeptemberére elérte a háztartási méretű napelemes rendszerek beépített teljesítménye az 1,4 GW-ot a MEKH ÜSZM 7.5 statisztikája alapján. Ezen termelésről az elosztó és az átviteli hálózat üzemeltetője sem kap idősoros mérési adatokat, így csak becsülni lehet. Ugyanakkor a becslés folyamata is kifejezetten nehéz, hiszen fizikai modellhez szükség lenne lokáció,

tájolás, dőlésszög, inverter típus, AC/DC arány stb. adatokra [8], amelyek nem állnak rendelkezésre, statisztikai algoritmusokhoz pedig historikus mérésre, amely szintén problémás ezen a területen. A jelen anyagban felhasznált HMKE becslés a MAVIR Zrt. egy fejlesztési projektjéből származik [9]. A módszertan több lépésből áll. Egyrészt nagy számú inverterről származó valós idejű mérési adatok járás szintű aggregációját extrapolálva a járás szintű BT és az adatszolgáltatásban szereplő erőművek BT arányával elérhető egy olyan becslés, amely referenciaként használható a későbbiekben. Másrészt a becslés mellett szükség van előrejelzésre is, amely időtáv függvényében előállítható fizikai, gépi tanulás, illetve a kettőt kombináló hibrid modellekkel, amelyek visszamérhetők a valós idejű extrapolációs becslés segítségével. A modell fejlesztésének, visszamérésének egyik fő tapasztalata, hogy a HMKE BT egy jóval megbízhatóbb szám, mint az ipari célúak esetén, ugyanis az AC/DC arány erősen szór. Ez betudható annak, hogy az inverterek ára a teljesítménnyel nem egyenesen arányos, így gyakran előre tervezve túlméretezik az eszközt, hogy később még lehessen paneleket bővíteni.

### MARI-PICASSO csatlakozás

A MARI [2] és PICASSO [1] platformok, ahogyan az első fejezetben említésre kerültek, az mFRR, valamint aFRR piacok nemzetközi összekapcsolásáért felelős projektek (és egyben platformok). A cél mindkét esetben az európai kiegyenlítő szabályozási piacok összehangolása, amelynek pozitív hatása terv szerint az árkonvergencia, kapacitásbővülés és hatékonyabb nettósítás területén lesz érezhető. A projektek azonban kihívásokkal is járnak.

Mindkét termék esetén változni fog a termék alakja a mostanihoz képest. A PICASSO esetén a FAT (Full Activation Time) 15-ről öt percre fog csökkenni. Ez egyszerűen számítva azt jelenti, hogy az erőművek által „bejárható” teljesítmény tartomány harmadára csökken majd, így a felajánlható mennyiség is. A helyzetet árnyalja, hogy a minimumnál magasabb terhelési gradiensre képes utasított egységek részben kompenzálni tudják a rövidített aktiválási időt.

A MARI platform esetén a változás abban lesz tetten érhető, hogy az a jelenlegi 15-ről 12,5 percre csökken a standard termék (SA) FAT ideje. Hozzá kell tenni, hogy 12,5-es mFRR termék már jelenleg is aktiválható a BSP-k egy részétől. Ami még inkább kedvezőtlen mFRR esetén, az az, hogy várhatóan gyakoribbá válnak majd a rövid, egy negyedórás aktiválások, amely a BSP-k számára üzemvitel szempontjából kedvezőtlen, így következménye ár növekedés lehet.

Az IGCC-t a PICASSO rendszerben az IN (Imbalance Netting)

fogja kiváltani viszont legalább

az átállásig mindkét rendszer

fog üzemelni párhuzamosan.

Lényegében az algoritmus

úgy fog működni, hogy az érzékelt igényeket első körben

elnettósítja (IN-ben), ezután a

maradékot a közös merit order

lista szerint szétosztja, majd

átadja az IGCC-nek, ahol az

abban résztvevő országok

között lesz egy újabb nettósít-

tás, és végül a maradék ismét

szétosztásra kerül pénzügyi

alapon. Ez tehát azt jelenti,

hogy minél később csatlakoz-

zik, illetve áll át egy ország

az új rendszerbe, várhatóan

annál kevesebb nettósításra

lesz majd lehetősége hiszen

egyre kevesebb lesz a régi

rendszerben résztvevő orszá-

gok száma, valamint már csak

másodkörösén tud majd részt

venni az optimalizálásban. A

gondolatmenet alapján IGCC

szempontjából kedvezőtlen,

hogy Magyarország viszony-

lag későn [10] fog csatlakozni

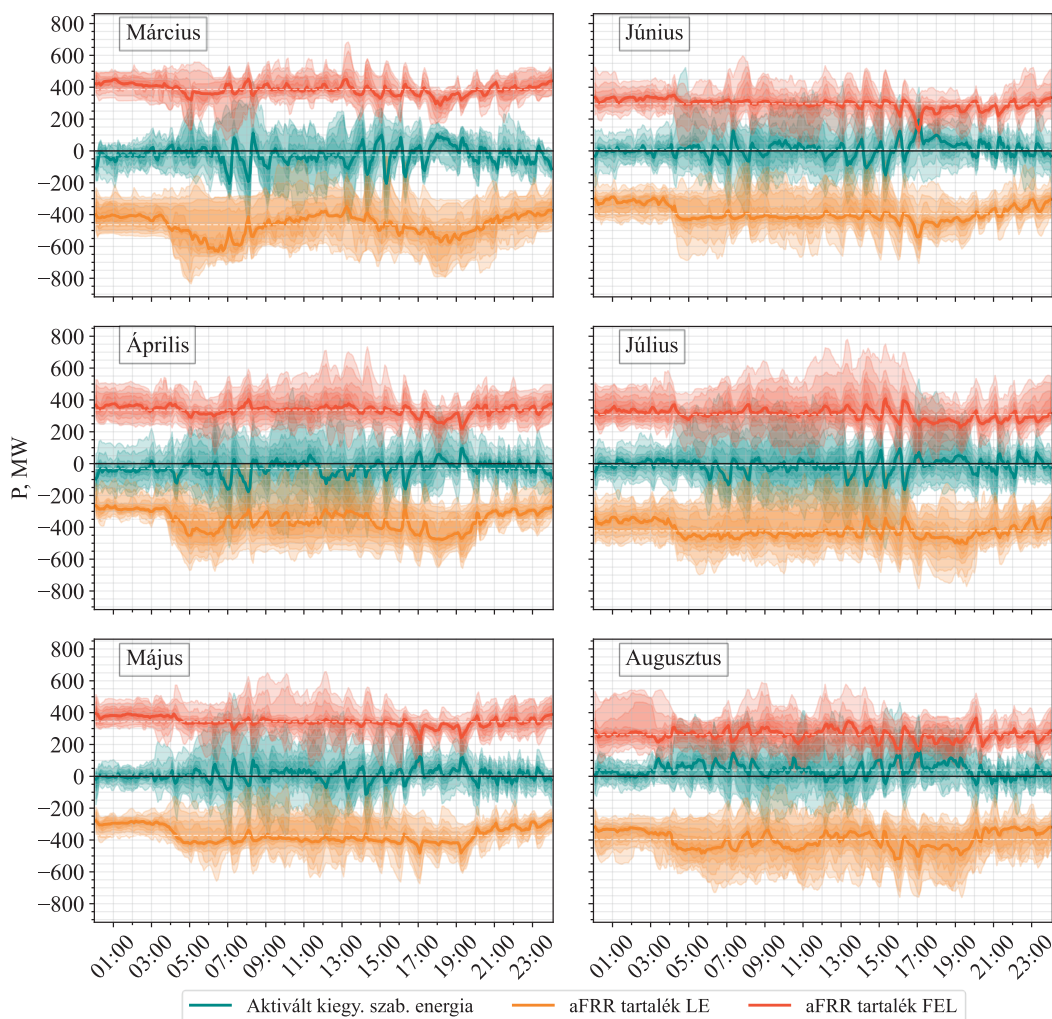
a platformhoz.

### Magas árak és alacsony forgótartalék

A frekvencia visszaállítási tartalékok közül Magyarországon egyértelműen az aFRR a

domináns, amely triviális, hiszen igénybevétele jóval kedvezőbb, valamint energiadíjban sem egyértelműen drágább. Ugyanakkor aFRR esetén jellemzően vonalon lévő szénhidrogének (földgáz, olaj) felhasználó gépekről beszélünk, ezért is hívják forgótartaléknak. Alacsony fogyasztás, magas PV termelés, valamint alacsony CSS (clean spark spread) esetén a hazai rendszerben viszonylag kevés ilyen egység tud gazdaságos módon folytonosan üzemelni.

A napi kapacitás tenderek eredményei elérhetőek a MAVIR transzparencia adatszolgáltatásából [11]. 2020-ban összesen négy alkalommal kellett teher-úraelosztást (redispatch, 2019/943/EU rendelet 2. cikk 26.) alkalmazni [12], ehhez képest 2022-ben csak augusztusban ötször kellett élni ezzel a lehetőséggel, jellemzően aFRR fel, valamint mFRR leirányú tartalék hiányok miatt. Ezek általában erőművi karbantartások, javítások, valamint a magas gáz- és villamosenergia árakkal indokolhatók, továbbá nyáron a fűtőerőművek hiányából adódóan eleve kevesebb szokott lenni az aFRR kapacitás. Szeptember végére nagyjából rendeződött a helyzet. Szemléltetésképp: október 18-án a H1 termékre már 734 MW felirányú aFRR került lekötésre, ugyanebből augusztus 8-án csak 250 MW állt rendelkezésre. A 4. ábrán látható 2022 március és augusztus között az aFRR tartalékok napon belüli alakulása, valamint az aktivált kiegyenlítő szabályozási energia.



4. ábra. Az aFRR tartalékok napon belüli (UTC szerinti) alakulása 2022-ben (Konf. int.  $p = 99, 90, 70, 50, 30, 10 \%$ )

Ideális esetben az aktivált kiegyenlítő szabályozási energia a grafikonon jól elkülöníthető az aFRR tartaléktól mindkét irányban. Ez látványosan nem mindig teljesült, különösen augusztus volt kritikus, ahol az átlagos aFRR tartalék értéke 250 MW körül volt. Ez problémás, hiszen az órák fluktuációval könnyedén kialakulhatnak ennél magasabb tűskék is, amely IGCC-vel, valamint mFRR besegítéssel szabályozható csak ki. A hivatalos eljárás szerint nem megengedhető, hogy az aFRR tartalék mértéke 3 negyedórán keresztül az előírt minimum alá csökkenjen. Ilyenkor mFRR tartalékokat kell igénybe venni az aFRR szabályozói kapacitás helyreállításához, amely reaktív jellege és a fluktuáció miatt könnyen keresztszabályozást eredményezhet.

### Maradékörbe becslés és a profilos fogyasztók torzítása

A lakosság jelenleg az egyetemes szolgáltatás (ESZ) keretében részesül a villamosenergia-ellátásból profilos fogyasztóként, amelynek szolgáltatója az MVM. A profilokat egy adatelemző cég készíti el reprezentatív mérési adatok alapján. A DSO-k feladata a fogyasztók megfelelő profilba sorolása. A profilos fogyasztók ellátásához szükséges éves villamosenergia mennyiség az adott profilgörbe és az ehhez tartozó kumulált mértékadó éves fogyasztás (MÉF) szorzataként áll elő. A tényleges fogyasztás és a profil alapján megállapított fogyasztás közötti eltérés a DSO-k maradékgörbéjében jelenik meg, ami az elosztóhálózati veszteséget (EHV) is tartalmazza. A DSO-k feladata a maradékgörbe becslése, és annak fedezése, kereskedése. A maradékgörbe hibája, illetve pontosabban az a mennyiség, amelyet a DSO nem tud lekereskedni a valós maradékgörbéből, az hozzáadódik a rendszerszintű kiegyenlítetlenség egyéb összetevőjéhez. Ezen gondolatmenetből tehát két fontos következtetés vonható le:

1. Mivel a HMKE-vel rendelkező fogyasztók esetén a MÉF megegyezik az éves szaldó fogyasztással ( $C_{szaldó}$ ), amely megegyezik a teljes felhasználás (C) és termelés (P) különbségével. Feltételezzük, hogy  $C_{szaldó}$  nem negatív. A bruttó termelés tovább bontható a helyben felhasznált ( $C_{önf} = P_{önf}$ ) és a visszatáplált ( $P_{nettó}$ ) összetevőkre. Így gyakorlatilag sem a  $P_{nettó}$  mértékű termelés, sem az ezzel egyenértékű fogyasztás, mint interakció a hálózattal nem jelenik meg a profilban, csak a DSO maradékgörbéjében. Ez tehát azt jelenti, hogy valójában a HMKE tulajdonosok esetén a helyben felhasznált energiát maguk, a visszatáplált termelés mértékével megegyező fogyasztást a DSO és csak az előlött  $C_{szaldó}$  értéket finanszírozza az egyetemes szolgáltató.

$$C_{szaldó} = C - P \quad (1)$$

$$P = P_{bruttó} = P_{nettó} + P_{önf} = P_{nettó} + C_{önf} \quad (2)$$

$$C = C_{bruttó} = C_{önf} + C_{net} = C_{önf} + P_{nettó} + C_{szaldó} \quad (3)$$

2. A DSO-k számára egyre kritikusabb, hogy a körzetük HMKE termelését valamilyen módon monitorozni tudják, ezáltal pontosabban becsüljék a maradékgörbét, a TSO számára pedig fontos, hogy fedezni is tudják az a piacról. Ugyanakkor a profilos fogyasztás mérlegköri felelőse, az egyetemes szolgáltató nem érdekelt a HMKE-k vizsgálatában, hiszen a profil terv értéke definíció szerint megegyezik a ténnyel is, így az ő esetében nem merül föl kiegyenlítőenergia.

### Top-down modell rendszerszintű terhelés becslésre

Ebben a fejezetben a villamosenergia-rendszer összetevőiről lesz szó, a rendszerszintű kiegyenlítetlenségre gyakorolt hatásuk alapján kategorizálva. Mindez azért érdekes, mivel a kiegyenlítetlenség, valamint a rendszerállapot minél pontosabb előrejelzéséhez számos lehet az egyes egységek elemenkénti vizsgálata. Az elképzelt módszertan első lépése a rendszer determinisztikus összetevőinek meghatározása. Ezek alapvetően a külkereskedelmi és hazai konvencionális erőművi menetrendek, valamint az idősoros elszámolású és a profilos fogyasztás. Előbbiek az intraday piac zárása után fixnek tekinthetők, utóbbi pedig előre meghatározott tény érték.

A determinisztikus kategóriába sorolható még a DFD is, ugyanakkor számítása inkább statisztikai módszerekkel képzelhető el. Mivel a menetrendek havi szinten több napon át hasonlóak, csak az egyéb hatások változnak (pl. PV menetrendezési hiba), a későbbi tervek szerint a DFD önmagában tanuló algoritmusok segítségével lesz becsülve.

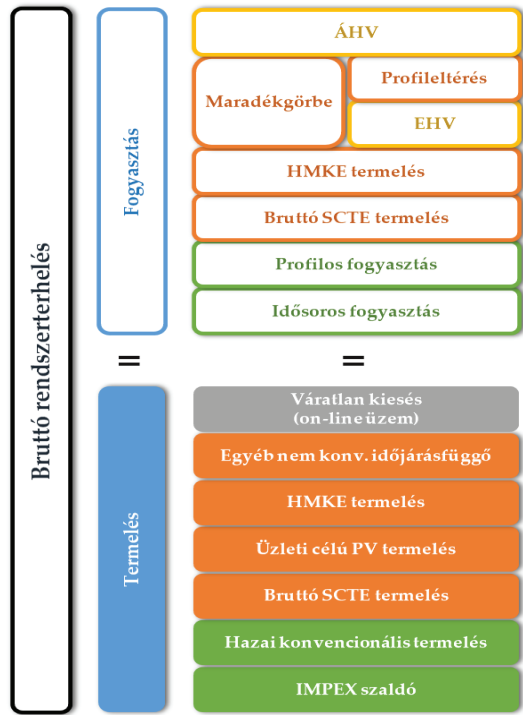
A domináns sztochasztikus hatások alapvetően visszavezetők a nap- és szélerenergia (és egyéb időjárásfüggők), valamint a profilos fogyasztás menetrendtől való eltérésére. Napenergia esetén beszélhetünk üzleti célú és HMKE szegmensről. Előbbi tovább osztható piaci és KÁT-os erőművekre, amelyek elszámolása és menedzsmentje is eltérő. Utóbbi jelenleg egy önálló mérlegkörként van kezelve, így erre a legegyszerűbb előrejelzést készíteni és azt visszamérni. A piacon lévő erőművek esetén az adott portfólióba olvadva az erőművek menetrendje nem mindig pontosan ismert, adatszolgáltatási kötelezettség esetén sem feltétlenül a legjobb tudást tükrözik, a cél ugyanis a teljes portfólió számára ideális pozíció, amely nem feltétlenül esik egybe a PV erőművek legpontosabb menetrendjével. Az üzleti PV a szegmensre tehát a hazai konvencionális erőművektől elkülönítve érdemes saját előrejelzést készíteni, amelynek célja a legjobb tudás szerinti menetrend adása lenne, egyéb piaci anomáliáktól mentesen. A HMKE eggyel összetettebb probléma, hiszen nem áll rendelkezésre valós termelési adat, ezért a modellek visszamérése problémás. Az előrejelzés (részben éppen ezért is) kiemelten fontos ezen a területen, hiszen a fogyasztók nettó forgalmát jelentősen befolyásolja ezáltal az EHV-t és a maradékgörbét is. A maradékgörbe becslése lehetséges közvetlenül is, de az előzetes tesztek alapján érdemesebb közvetetten, a profilos valós fogyasztás és az EHV összegéből a profilt levonva előállítani. Ez azért is logikus, mivel a profil előállításának módszertana időben változhat, így a gépi tanulás során azok az adatok, amikre az illesztés történt, elveszthetik relevanciájukat. A teljes rendszerterheléshez szükséges ismerni még a SCTE-k pozícióját. Ezek jellemzően HMKE-hez hasonló, de visszawattos védelemmel ellátott termelőegységekkel bíró fogyasztók.

A két utolsó elem az ÁHV és a váratlan erőművi kiesés. Előbbi esetén alkalmazható a MAVIR becslés, utóbbi pedig azért került fel a listára, mivel on-line működő eszköznél érdemes lesz majd monitorozni az esetleges üzemzavarokat a rövidtávú szabályozási igények meghatározásához.

Az 5. ábrán bemutatott kategorizálás alapján a bruttó rendszerterhelés előállítható a következőkben bemutatott gondolatmenettel. Alap összefüggés (pillanatértékekkel):  $Termelés = Fogyasztás$

$$IMPEX + P_{konv.} + P_{SCTE} + PV_{üzleti} + PV_{HMKE} + P_{egyéb\ időjárás\ függő} - P_{VK} = C_{idősoros} + C_{profilos} + P_{SCTE} + MG + PV_{HMKE} + \dot{A}H \quad (4)$$

Az egyenlet egyszerűsíthető, hiszen a HMKE és az SCTE termelés mindkét oldalon megjelenik.



5. ábra. Bruttó rendszerterhelés termelési és fogyasztási egyensúlya és összetevői

$$IMPEX + P_{konv.} + PV_{üzleti} + P_{egyéb\ időjárás\ függő} - P_{VK} = C_{idősoros} + C_{profilos} + MG + \dot{A}HV \quad (5)$$

A termelés és a fogyasztás egyenlősége valós időben adott, azonban az elképzelt modell előrejelzései alapján a kettő közti különbség értelmezhető a jövőbeli várható hiánnyal:

$$Várható\ irány = C_{idősoros} + C_{profilos} + MG + \dot{A}HV - (IMPEX + P_{konv.} + PV_{üzleti} + P_{egyéb\ if.} - P_{VK}) \quad (6)$$

Ezek a fogalmak jellemezhetőek órás, negyedórás, 5 perces stb. intervallumon, valamint pillanatértékként is. Mivel a kereskedelmi időegység 15 perc, és a tartalékok aktiválása is ehhez köthető, a fókuszban ez az intervallum áll. Ahhoz, hogy a várható hiányból következtetni lehessen a rendszerszintű kiegyenlítetlenségre, ki kell egészíteni a DFD teljesítmény megfelelőjével, amelyet nevezzünk DI-nek (Deterministic Imbalance). A DI tehát a kiegyenlítetlenség azon összetevője, amelyet nem a pontatlan előrejelzések okoznak, hanem a piaci kereskedés felbontása. Ez tehát akkor is jelen van a rendszerben, ha egyébként negyedórás szinten a menetrend-tény eltérés minden szereplőnél zérus. A kiegyenlítetlenség (IB) a következő képlettel definiálható fedezet oldalról:

$$IB = aFRR_{Hazai} + IGCC + mFRR + RR + ACE \quad (7)$$

Az így értelmezett kiegyenlítetlenség egy on-line eszközzel, egy-órás időtávra előre becsülhető az alábbi összefüggéssel:

$$IB = Várható\ hiány + DI = C_{idősoros} + C_{profilos} + MG + \dot{A}HV - (IMPEX + P_{konv.} + PV_{üzleti} + P_{egyéb\ if.} - P_{VK}) + DI \quad (8)$$

Látható tehát, hogy a rendszer várható kiegyenlítetlenségének meghatározásához az ismert elemek mellett a DI, a maradékgörbe, az üzleti PV, az egyéb időjárásfüggők és az ÁHV előrejelzése szükséges. Habár a HMKE termelés kiesett, a maradékgörbe meg-

határozásához fontos tényező, így annak becslése is szükséges. A felvázolt Top-down modell alapú megközelítésben a rendszer kiegyenlítetlenségének becsléséhez a következő tételek előrejelzésére fókuszálók adat alapú módszerekkel (gépi tanulással):

- Üzleti PV termelés
- HMKE PV termelés
- Maradékgörbék
- Bruttó rendszerterhelés

Mivel a változók egy része utólag ismert, vagy pontosabban becsülhető, előállítható a bruttó rendszerterhelés is historikusan. Ez alapvetően egy jól becsülhető görbe kellene, hogy legyen (leszámítva az ünnepnapok és extrém időjárási vagy más tényezőket), tāt az egyes részegységek visszamérése a fenti képletek alapján iteratív úton is történhet. A modellezés jelenleg is fejlesztés alatt van, így bővebb ismertetése később az eredményekkel egyetemben várható.

## Összefoglalás

A dolgozat egy átfogó bemutató a frekvenciaszabályozás (azon belül FRR) aktuális kihívásairól, és az időjárásfüggő megújulókat hatásairól. Kutatásom célja a villamosenergia-rendszer kiegyenlítetlenségének lehető legpontosabb előrejelzése, amelyhez a bemutatott top-down modell összefüggései és alegységei fontos információ források lehetnek majd. A HMKE-k elterjedése óta a bruttó rendszerterhelés nem, vagy csak igen pontatlanul ismert, így az említett célok mellett ennek előállítása is értékes kimenete lehet majd a projektnek. A kutatás jelen fázisában az üzleti és HMKE szintű PV termelés, a DSO körzetek maradékgörbéinek és a bruttó rendszerterhelés előrejelzésének fejlesztése a fő cél, amely tervek szerint később a MAVIR mFRR-tool nevű előrejelző rendszerének hasznos bemenete lesz.

## Felhasznált irodalom

- [1] ENTSO-E, „PICASSO”. [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/picasso/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/) (elérés szept. 26, 2021).
- [2] Sophie Marquet, „MARI Algorithm Design Principles”, nov. 2018. Elérés: szept. 26, 2021. [Online]. Available: [www.n-side.com](http://www.n-side.com)
- [3] „TERRE”. [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/terre/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/) (elérés okt. 22, 2021).
- [4] ENTSO-E, „Imbalance Netting”. [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/imbalance-netting/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/) (elérés szept. 26, 2021).
- [5] Markovics Dávid, „Rövidtávú kiegyenlítetlenség előrejelzés gépi tanulással proaktív mFRR szabályozás céljából”, in TDK 2021, 2021.
- [6] ENTSO-E, „Report on Deterministic Frequency Deviations”, 2019, Elérés: okt. 22, 2022. [Online]. Available: [https://consultations.entsoe.eu/system-development/deterministic\\_frequency\\_deviations\\_report/user\\_uploads/report\\_deterministic\\_frequency\\_deviations\\_final-draft-for-consultation.pdf](https://consultations.entsoe.eu/system-development/deterministic_frequency_deviations_report/user_uploads/report_deterministic_frequency_deviations_final-draft-for-consultation.pdf)
- [7] J. Antonanzas, N. Osorio, R. Escobar, R. Urraca, F. J. Martinez-de-Pison, és F. Antonanzas-Torres, „Review of photovoltaic power forecasting”, Solar Energy, köt. 136, o. 78–111, 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.06.069.
- [8] M. J. Mayer, „Influence of design data availability on the accuracy of physical photovoltaic power forecasts”, Solar Energy, köt. 227, o. 532–540, okt. 2021, doi: 10.1016/J.SOLENER.2021.09.044.
- [9] M. ZRT. Beregszászi Miklós, „Háztartási méretű fotovoltikus erőművek termelésbecslése és előrejelzése”, in 68. Vándorgyűlés Konferencia és Kiállítás, 2022. Elérés: okt. 11, 2022. [Online]. Available: <https://vandorgyules.mee.hu/program>
- [10] ENTSO-E, „aFRR-Platform Accession roadmap”, Elérés: nov. 06, 2022. [Online]. Available: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/picasso/221025\\_PICASSO\\_6th\\_Accession\\_roadmap\\_ext.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/picasso/221025_PICASSO_6th_Accession_roadmap_ext.pdf)
- [11] „Rendelkezésre állási díjak - Riportok - Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt.” <https://mavir.hu/web/riportok/rendelkezésre-allasi-dijak> (elérés okt. 18, 2022).
- [12] MEKH és MAVIR Zrt., „A magyar villamosenergia-rendszer 2020. évi adatai”, Elérés: szept. 27, 2022. [Online]. Available: [http://www.mekh.hu/download/d/8a/01000/katalogus\\_villamosenergia\\_2020.pdf](http://www.mekh.hu/download/d/8a/01000/katalogus_villamosenergia_2020.pdf)