



M Ű E G Y E T E M 1 7 8 2

Budapesti Műszaki és Gazdaságtudományi Egyetem

Villamosmérnöki és Informatikai Kar

Villamos Energetika Tanszék

Csikár Tamás

Proaktív kiegyenlítő szabályozás piaci hatásai

KONZULENS

Sőrés Péter Márk

BUDAPEST, 2022

DIPLOMATERVEZÉSI FELADAT

Csikár Tamás

Villamosmérnök hallgató részére

Proaktív kiegyenlítő szabályozás piaci hatásai

A villamosenergia-rendszer feladata a fogyasztók ellátása villamos energiával. A teljesítményegyensúly fenntartása érdekében szükséges a villamosenergia-rendszer szabályozása. Ennek részeként a fogyasztás és termelés mindenkor különbségéből adódó kiegyenlítetlenség kezelésére a rendszerirányító feladata a szabályozási tartalékok beszerzése és igénybevétele.

Európában jelenleg a legtöbb ország – Magyarországhoz hasonlóan – ún. reaktív aktiválási módszert alkalmaz a tartalékok igénybevitelére. Erre rendelkezésre áll kézi, illetve automatikus frekvencia-helyreállítási tartalék (mFRR ill. aFRR). A reaktív aktiválásnál mindig a jelen pillanatban mért kiegyenlítetlenséget aFRR tartalékkal egyensúlyozza a rendszerirányító, míg mFRR-t csak az aFRR tartalék szűkössége esetén alkalmaznak. Egyes, jellemzően északi országokban már alkalmazzák a kiegyenlítetlenség becslését igénylő hibrid, proaktív-reaktív aktiválási módszert. Ennek lényege, hogy a várható kiegyenlítetlenség becslése alapján előre aktiválunk mFRR tartalékot ezzel pótolva az esetlegesen drágább *real-time* aktiválendő aFRR termékeket. Proaktív módszer esetében a szabályozás szinte teljesen a rendszerirányító felelőssége. Az ilyen szabályozási struktúra fő terméke az mFRR tartalék. Reaktív esetben a rendszerirányító nagyban hagyatkozik a kiegyenlítő energiadíjakkal ösztönzött mérlegkör-felelősök önszabályozó mechanizmusára. Az aktiválási módszernek jelentős hatása lehet a rendszerszintű szolgáltatások piacára, illetve a mérlegkör felelősök piaci viselkedésére.

A hallgató feladatának a következőkre kell kiterjednie:

- Helyezze el a villamosenergia-piac részeként a frekvenciaszabályozási termékek piacait. Mutassa be magyarországi működést e részipiacokon!
- Mutassa be a proaktív aktiválási módszert, annak előnyeit és hátrányait a reaktív módszerrel szemben!
- Készítsen átfogó elemzést Európa többi országában használt kiegyenlítő szabályozási eljárásokról, kiemelve a reaktív-proaktív aktivációs eljárásokat!
- Elemezze a proaktív kiegyenlítő szabályozás kapcsolatát az intraday-piaccal, illetve a kiegyenlítő energia költségmeghatározási módszerével!
- Hasonlítsa össze költséghatékonyság szempontjából a reaktív és proaktív szabályozási módszert statikus, majd a kínálati válaszokat figyelembe vevő dinamikus vizsgálattal.

Tanszéki konzulens: Sörös Péter Márk, tanársegéd

Budapest, 2022. március 18.

Dr. Ladányi József
egyetemi docens
tanszékvezető

HALLGATÓI NYILATKOZAT

Alulírott **Csikár Tamás**, szigorló hallgató kijelentem, hogy ezt a diplomatervet meg nem engedett segítség nélkül, saját magam készítettem, csak a megadott forrásokat (szakirodalom, eszközök stb.) használtam fel. Minden olyan részt, melyet szó szerint, vagy azonos értelemben, de átfogalmazva más forrásból átvettem, egyértelműen, a forrás megadásával megjelöltem.

Hozzájárulok, hogy a jelen munkám alapadatait (szerző(k), cím, angol és magyar nyelvű tartalmi kivonat, készítés éve, konzulens(ek) neve) a BME VIK nyilvánosan hozzáférhető elektronikus formában, a munka teljes szövegét pedig az egyetem belső hálózatán keresztül (vagy hitelesített felhasználók számára) közzétegye. Kijelentem, hogy a benyújtott munka és annak elektronikus verziója megegyezik. Dékáni engedéllyel titkosított diplomatervek esetén a dolgozat szövege csak 3 év eltelte után válik hozzáférhetővé.

Kelt: Budapest, 2022. 05. 22.

.....
Csikár Tamás

Összefoglaló

A villamosenergia-rendszer elsődleges feladata a fogyasztók ellátása villamos energiával. A teljesítményegyensúly fenntartása érdekében szükséges a villamosenergia-rendszer szabályozása. A frekvencia-helyreállítási tartalékok (FRR) feladata a rendszeren fellépő nagyobb kiegyenlítetlenségek (menetrendezési pontatlanság, erőművi kiesés) pótlása és a teljesítményegyensúly fenntartása. Két fő típusa az automatikus (aFRR), illetve a kézi (mFRR) frekvencia-helyreállítási tartalék.

Hazánk rendszerirányítója – a MAVIR – jelenleg reaktív módon aktiválja az FRR tartalékokat. Elsősorban az aFRR ajánlatokat veszi igénybe egészen addig míg a fennmaradó tartalék eléri a kritikus értéket. A rendszerirányító mérnök csak ezután aktiválja a kézi indítású mFRR tartalékokat. Míg az aFRR aktiválása jellemzően egy termelőegység fel- vagy leszabályozását, addig az mFRR általában hideg tartalékban lévő (jellemzően gázturbinás) erőmű indítását jelenti. Ennek ellenére az automatikus frekvencia-helyreállítási tartalék ajánlatok sokszor drágábbak a kézinél. Európában ugyanakkor több rendszerirányító is proaktív filozófiát alkalmaz a két tartaléktípus aktiválására. A módszer lényege, hogy a várható kiegyenlítetlenség becslése alapján előre aktiválunk mFRR tartalékot ezzel pótolva az esetlegesen drágább *real-time* aktiválendő aFRR termékeket. Proaktív módszer esetében a szabályozás szinte teljesen a rendszerirányító felelőssége. Reaktív esetben a rendszerirányító nagyban hagyatkozik a kiegyenlítő energiadíjakkal ösztönzött mérlegkör-felelősök önszabályozó mechanizmusára. Az aktiválási módszernek jelentős hatása lehet a rendszerszintű szolgáltatások piacára, illetve a mérlegkör-felelősök piaci viselkedésére.

Dolgozatom célja a hazai piaci és szabályozási környezet vizsgálatával meghatározni a MAVIR számára legmegfelelőbb aktiválási módszert. Megvizsgálom az intraday piac, a kiegyenlítő energia elszámolási módszer és a rendszerirányító által biztosított transzparencia hatását az aktiválási filozófiára. Továbbá rámutatok a kiegyenlítetlenség becslésének olyan nehézségeire, mint az időjárásfüggő megújuló energiaforrások menetrendezése vagy az IGCC nemzetközi együttműködés okozta bizonytalanságra. Dolgozatom végén pedig konkrét példán keresztül mutatom be a proaktív módszerrel megvalósítható költségoptimalizálást.

Abstract

The primary function of the electricity system is to supply electricity to consumers. To maintain a balance of power, the electricity system needs to be regulated. The Frequency Restoration Reserves (FRR) are responsible for compensating for major imbalances in the system (scheduling imbalance, plant outages) and maintaining the power balance. The two main types are automatic (aFRR) and manual (mFRR) frequency restoration reserve.

Our national system operator - MAVIR - currently activates FRR reserves in a reactive manner. It mainly uses aFRR offers until the remaining reserve reaches a critical value. Only then does the control engineer activate the manually triggered mFRR reserves. While the activation of aFRR typically involves up- or down regulation of a generator, mFRR typically involves the start-up of a (typically gas turbine) plant in cold reserve. Nevertheless, automatic frequency restoration reserve offers are often more expensive than manual ones. In Europe, however, many system operators are adopting a proactive philosophy to activate both types of reserve. The method is to pre-activate mFRR reserves based on an estimate of the expected imbalance, thus replacing the potentially more expensive real-time activation of aFRR products. In the case of the proactive method, regulation is almost entirely the responsibility of the system operator. The main product of this control structure is the mFRR reserve. In the reactive case, the system operator relies heavily on the self-regulatory mechanism of the balance responsible parties incentivised by balancing energy charges. The activation method can have a significant impact on the market for system-level services and on the market behaviour of the balance responsible parties.

My thesis aims to identify the most appropriate activation method for MAVIR by examining the domestic market and regulatory environment. I examine the impact of the intraday market, the balancing energy settlement method and the transparency provided by the system operator on the activation philosophy. Furthermore, I point out the difficulties in estimating imbalances such as the scheduling of weather-dependent renewables or the uncertainty caused by the international cooperation of the IGCC. At the end of my thesis, I present a concrete example of cost optimisation using a proactive method.

Irodalomjegyzék

1	Rendszerszintű szabályozás	1
1.1	Frekvenciaszabályozás.....	1
1.2	Kiegyenlítetlenség fogalma	1
1.3	Szabályozási tartalékok.....	3
1.3.1	FCR – Frekvenciatartási (primer) tartalék	3
1.3.2	FRR – Frekvencia-helyreállítási (szekunder) tartalék	3
1.3.3	RR – Helyettesítő (tercier) tartalék	4
2	Rendszerszintű szolgáltatások piaca	7
3	Szabályozási tartalékok beszerzése	9
4	Reaktív módszer.....	11
5	Proaktív módszer	12
6	Proaktív és reaktív módszer összehasonlítása.....	13
6.1	Intraday-piac hatása	13
6.2	Kiegyenlítő energia elszámolási módszere	15
6.2.1	Árazás	16
6.2.2	Elszámolás időbeli felbontása.....	19
6.3	Transzparencia	21
6.4	Frekvenciahelyreállítási tartalékok rendelkezésre állása	22
6.5	Menetrendek pontossága, szigorúsága, kiegyenlítettsége.....	25
6.6	IGCC hatása	25
6.7	Megújuló energiaforrások hatása	28
6.8	Proaktív aktiválás jövője – MARI, PICASSO	29
7	Költségszámítás.....	33
7.1	Vizsgált nap bemutatása	34
7.2	Modell bemutatása	35
7.3	Eredmények	37
7.4	Értékelés.....	38
7.4.1	Kiegyenlítetlenség becslése	38
7.4.2	Reaktív aktiválás.....	39
7.4.3	IGCC hatása	40
8	Összefoglalás.....	41

1 Rendszerszintű szabályozás

1.1 Frekvenciaszabályozás

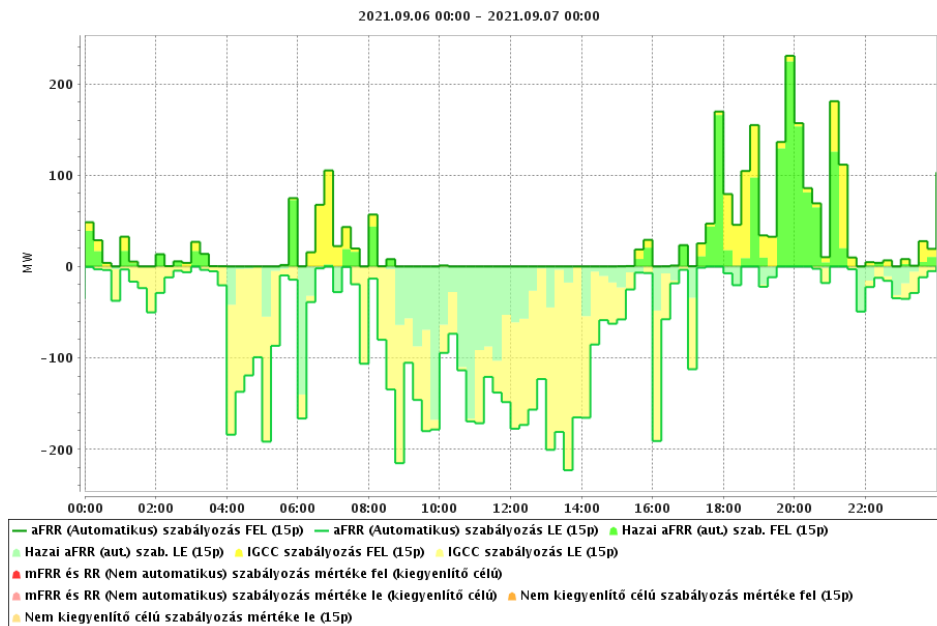
A teljesítményegyensúly fenntartása érdekében az erőművek és a nagyfogyasztók is tizenöt perces felbontásban adják meg másnapi teljesítményüket (menetrendjüket). Az egyéb kisfogyasztók terhelését a korábbi évekből, statisztikai alapon állapítják meg (fogyasztói profil). Ennek koordinációjában van jelentős szerepe a magyar TSO-nak (Transmission System Operator), a MAVIR ZRt.-nek. Az egyre jobban elterjedő sztochasztikus megújuló energiatermelő egységek miatt ráadásul már a termelés oldal menetrendezése is komoly problémát okoz. A frekvencia változását tehát nem csak erőművi kiesések idézhetik elő, hanem menetrendezési pontatlanság folytán is bekövetkezhet.

A frekvencia szabályozására több okból kifolyólag is szükség van. Egyrészt, mert a legtöbb fogyasztói berendezés a névleges frekvencián (50 Hz) üzemel optimálisan. Másrészt termelő oldalról is súlyos következményekkel jár a frekvencia változása névleges értékről. Túl alacsony frekvencia (<47 Hz) a gőzturbinákban veszélyes mértékű vibrációt kelt, ami károsíthatja azokat, továbbá az aszinkron motoros háziüzem összeomlásához vezet. Ellenben túl nagy frekvencián (>52 Hz) a termelő forgógépek túlfordulat-védelme megszólal, ezzel védve azokat a károsodástól. Gépegységek kiesése a frekvencia további csökkenéséhez vezet, ami láncreakciót idézhet elő, majd végül akár *blackout*-ot is okozhat. Tehát mindenképpen gyors, megbízható és automatikus frekvenciaszabályozásra van szükségünk.

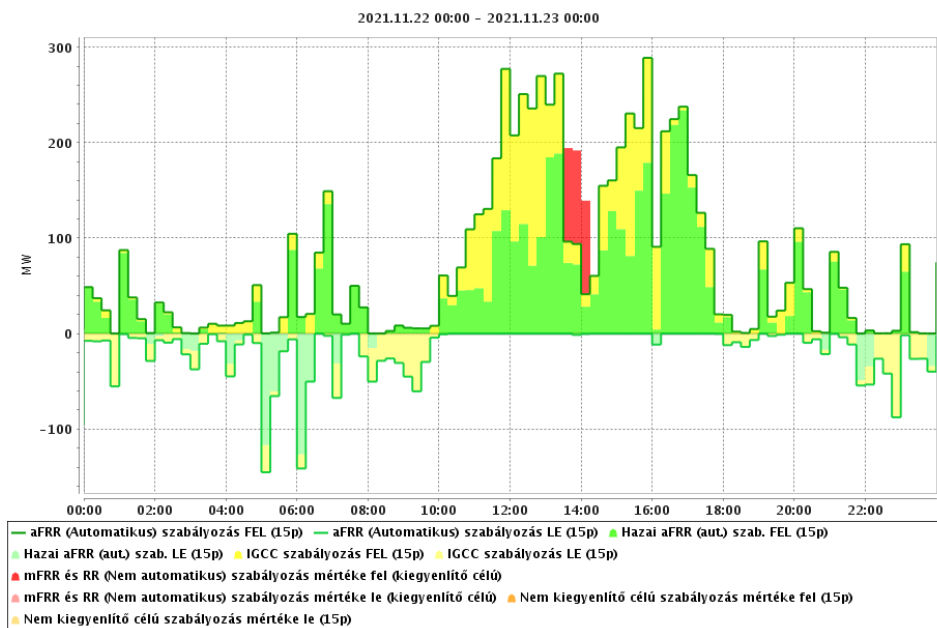
1.2 Kiegyenlítetlenség fogalma

A kiegyenlítetlenség egy rendszerben a betáplált és elfogyasztott teljesítmény különbségéből adódik. A kiegyenlítetlenség jelenthet többlettermelést – mely esetén LE irányú szabályozási tartalékot kell igénybe venni – illetve jelenthet többlet fogyasztás, mely esetén pedig FEL irányú szabályozás szükséges. A rendszerirányító előzetesen rendelkezik a szabályozási terület fogyasztóinak menetrendjével (rendszerterhelés becslés), a termelőinek menetrendjével, és az import-export menetrenddel. Ahhoz, hogy a kiegyenlítetlenség zérus legyen, a fogyasztás és az export összegének meg kell

egyezni a termelés és az import összegével. A rendszerirányítónak törekednie kell arra, hogy a kiegyenlítetlenség értékét minél kisebb értéken tartsa. Ezt az erőművek által felajánlott szabályozási szolgáltatások igénybevétele valósítja meg. Továbbá a kiegyenlítetlenség mindenkor értéke az aktuálisan igénybe vett szabályozási tartalék és a szabályozási hiba (ACE) összege. A kiegyenlítetlenség jellemzően ± 100 -200 MW-os tartományban mozog, és napon belül gyakran vált előjelet.



1. ábra Tipikusan negatív kiegyenlítetlenségű időszak [13]



2. ábra Tipikusan pozitív kiegyenlítetlenségű időszak [13]

1.3 Szabályozási tartalékok

1.3.1 FCR – Frekvenciatartási (primer) tartalék

Egy erőmű kiesése olyan jelenség a villamosenergia-rendszeren, aminek esélye sosem csökkenthető nullára. Ekkor felborul a teljesítményegyensúly és a frekvencia csökkenni kezd. Ezt a csökkenést az úgynevezett primer szabályozás fogja megállítani, ami ± 20 mHz frekvenciaeltérés esetén aktiválódik. Ez azt jelenti, hogy az összekapcsolt európai rendszeregyesülésben a bevont erőművek pillanatszerű felszabályozással pótolják a kiesett teljesítményt. A primer szabályozás egy decentralizált (gépegységenkénti) Δf arányos szabályozás. Tizenöt másodperc alatt a teljes tartalék 50%-ának, míg harminc másodperc alatt 100%-ának aktiválódnia kell szükség esetén. Továbbá ± 200 mHz eléréséig a teljes tartalékot fel kell használni.

1.3.2 FRR – Frekvencia-helyreállítási (szekunder) tartalék

A szekunder szabályozás zárt hurkú, rendszerirányító által szabályozott ΔP - Δf beavatkozás. Feladata a menetrendtől eltérő, terven kívüli eltéréseket az egész rendszerre vonatkozóan minimalizálni. Ezt a rendszerszintű szekunder szabályozást csereteljesítmény-frekvencia szabályozásnak nevezzük. Erre a célra használják a frekvencia-helyreállítási tartalékot. Ezt azonban már a hibáért, kiesésért felelős szabályozási területnek kell biztosítania. Ennek meghatározására használják az ACE (Area Control Error) mérőszámot, azaz egy olyan szabályozási területekre külön lebontott tényezőt, ami az adott terület kiegyenlítetlenségét jellemzi. A következő képlettel lehet számolni:

$$ACE = \Delta P + K * \Delta f \quad (1)$$

ahol,

- ΔP - export-import menetrendtől való eltérés
- Δf - A frekvencia előírt értékétől való eltérése
- K - a szabályozási terület csereteljesítmény-frekvencia szabályozás

frekvenciatényezője

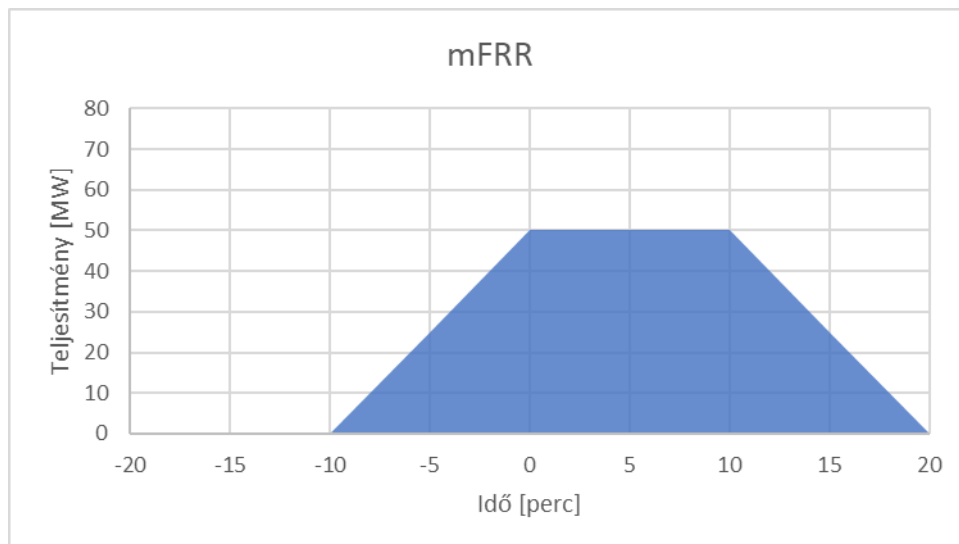
Az egyes szabályozási területek célja tehát az ACE zérus értéken tartása. $ACE > 0$ felszabályozást, míg $ACE < 0$ leszabályozást jelent. A felelősségi elv alapján a

rendszer egyesülés minden tagja a saját ACE értéke alapján végzi el az egész rendszerre vonatkozó frekvenciaszabályozást.

Az FRR (Frequency Restoration Reserve) két fajtáját különböztetjük meg. A szekunder tartaléknak hazánkban az automatikus frekvencia-helyreállítási tartalék (aFRR) van definiálva, ami nevéből is adódóan automatikusan aktiválódó szabályozást jelent. Ennek késleltetési ideje nem haladhatja meg a fél percet. A MAVIR nagyjából 250-300 MW aFRR tartalékot köt le előre minden órára pozitív, illetve negatív irányba egyaránt. Alacsonyabb terhelési időszakban kevesebb, míg csúcsidőszakban nagyobb tartalékkal terveznek. A méretezés legfőbb szempontja, hogy az idő legnagyobb részében (95%-ban) legyen elegendő aFRR a rendszer kiegyenlítetlenségének kezelésére.

1.3.3 RR – Helyettesítő (tercier) tartalék

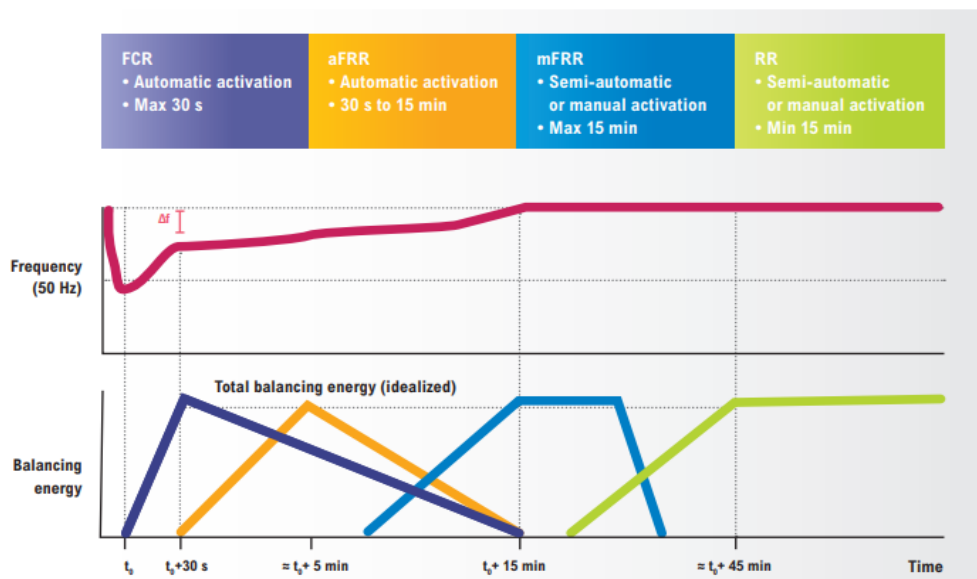
A tercier szabályozás feladata, hogy tartalékot biztosítson a szekunder szabályozásnak. Máshogy megfogalmazva a feladata, hogy a rendszert olyan állapotban tartsa, hogy az szekunder szabályozással (aFRR) kiegyenlíthető legyen. Magyarországon tercier tartalékként a kézi frekvencia-helyreállítási tartalék van definiálva. Ezt akkor aktiválja a MAVIR diszpécser, ha úgy gondolja, az aFRR tartalék kritikus érték (kb. 60-70 MW) alá csökkent. Magyarországon az aFRR és mFRR tartalék teljes aktiválási ideje egyaránt tizenöt perc. Az erőműnek öt perc felkészülési ideje van az igénybevétel bejelentése után mFRR esetén, majd tíz perc a felterhelési idő. A szállítási időre ötperces alsó határ van megadva, azonban a maximum értéke nincs meghatározva. Az 3. ábra egy 50 MW-os, tíz perc szállítási idejű terméket mutat.



3. ábra szabványos mFRR termék

Ha a MAVIR rendszerirányító mérnöke (diszpécser) úgy állapítja meg, hogy az aFRR tartalék kritikus szint alá csökkent, akkor tapasztalati úton kell eldöntenie a kiegyenlítetlenség ismeretében, hogy aktivál-e mFRR-t. A továbbiakban a most leírt módszerre reaktív aktiválásként hivatkozom, míg más szabályozási filozófiáról a dolgozat további részében lesz szó.

Az mFRR aktiválás oka rendszerint nagyobb erőművi kiesés, üzemzavar, vagy egyre inkább a megújuló energiaforrások időjárásfüggő termelésének pontatlan becslése lehet. A MAVIR általában 500 MW kézi frekvencia-helyreállítási tartalékot köt le egyórás felbontásban. Ezt a villamosenergia-rendszerre kapcsolt legnagyobb termelőgyeség kiesésére kell méretezni, mely hazánk esetében a Paksi Atomerőmű 500 MW-os blokkjának kiesését jelenti. Ez az esemény a 2017-2020-as időszakban mindössze négyszer fordult elő. Összességében tehát tizenöt perc alatt 750-800 MW-os kiesést tud kezelni a magyar villamosenergia-hálózat a termelés oldal befolyásolásával. Ezen felül még lehetőség van a fogyasztók szabályozására is.



4. ábra Szabályozási tartalékok [8]

Az aFRR és mFRR tartalékok addig üzemelnek, amíg a fellépett teljesítmény hiányt ID (intraday) kereskedéssel ki nem egyenlítik a hibáért felelős erőművet képviselő kereskedelmi engedélyesek, vagy a kiváltó ok meg nem szűnik.

2 Rendszerszintű szolgáltatások piaca

A villamosenergia rendszer zavartalan működéséhez elengedhetetlen a rendszerszintű szolgáltatások (RSZ) igénybevétele. Magyarországon az RSZ kezelésért és beszerzésért a MAVIR ZRt. felelős. Az ehhez tartozó költségek az ügyfeleknek allokált végösszegbe vannak beépítve. Az átviteli rendszerirányítónak tehát a rendszer biztonsága, és minőségi ellátás érdekében kereskedelmi alapon a következő rendszerszintű szolgáltatásokat kell biztosítania [1]:

- Feszültség és meddőteljesítmény szabályozás
- Üzembiztonsági szolgáltatások
- Kiegyenlítő szabályozás
- Hálózati átviteli keresztmetszetek, metszések kezelése

Ahhoz, hogy a villamosenergia rendszer gyűjtőszínein tartani tudjuk a névleges feszültséget, szabályozni kell a meddőteljesítményt. A TSO saját beavatkozási lehetőségein felül (söntfojtók, transzformátor fokozatléptetés) további szerződéseket kell kötnie erőművekkel (Q termelők, nyelők) melyeknek követnie kell a rendszerirányító utasításait. Az UQ termék éves beszerzés keretein belül valósul meg. A TSO ajánlattételi felhívást tesz a meddőszabályozásra képes erőműveknek. A termelők kötelesek ajánlatot tenni, tartalmazva az elnyelési képességüket, a rendelkezésre állási díjat (Ft/MVAr/nap), illetve mértékadó napokat. A rendszerirányító a beérkezett ajánlatokból választ.

Üzembiztonsági szolgáltatások alatt legfőképp a *black-start* képességet értjük. A villamosenergia rendszer összeomlása esetén (*blackout*) szükség van olyan termelőegységekre, melyek külső feszültség nélkül is képesek az újra indulásra. Az ilyen képességgel rendelkező erőművek szolgálnak kiindulópontként a rendszer-helyreállításához. A MAVIR akár több éves egyedi szerződésben áll Magyarország black-start képes erőműivel, ami tartalmazza a rendelkezésre állási tervet és a rendelkezésre állási díjat (Ft/nap)

A kiegyenlítő szabályozás az egyik legfontosabb és legkomplexebb beszerzésű rendszerszintű szolgáltatás. A teljesítményegyensúly fenntartása érdekében az erőművek és a nagyfogyasztók is tizenöt perces felbontásban adják meg másnapi

teljesítményüket (menetrendjüket). Az egyéb kisfogyasztók terhelését a korábbi évekből, statisztikus módszerrel becslik. Ennek koordinációjában van jelentős szerepe a TSO-nak. Az egyre jobban elterjedő sztochasztikus megújuló energiatermelő egységek miatt ráadásul már a termelés oldal menetrendezése is komoly problémát okoz. A frekvencia változását tehát nem csak üzemzavarok idézhetik elő, hanem menetrendezési pontatlanságok miatt is bekövetkezhet.

3 Szabályozási tartalékok beszerzése

Magyarországon az FCR beszerzése ajánlattételi felhívással történik. Minden alkalmas termelőegységnek részt kell vennie a frekvenciaszabályozásban. A szerződések tartalmazzák a rendelkezésre állási díjat, illetve a szabályozási tartományt.

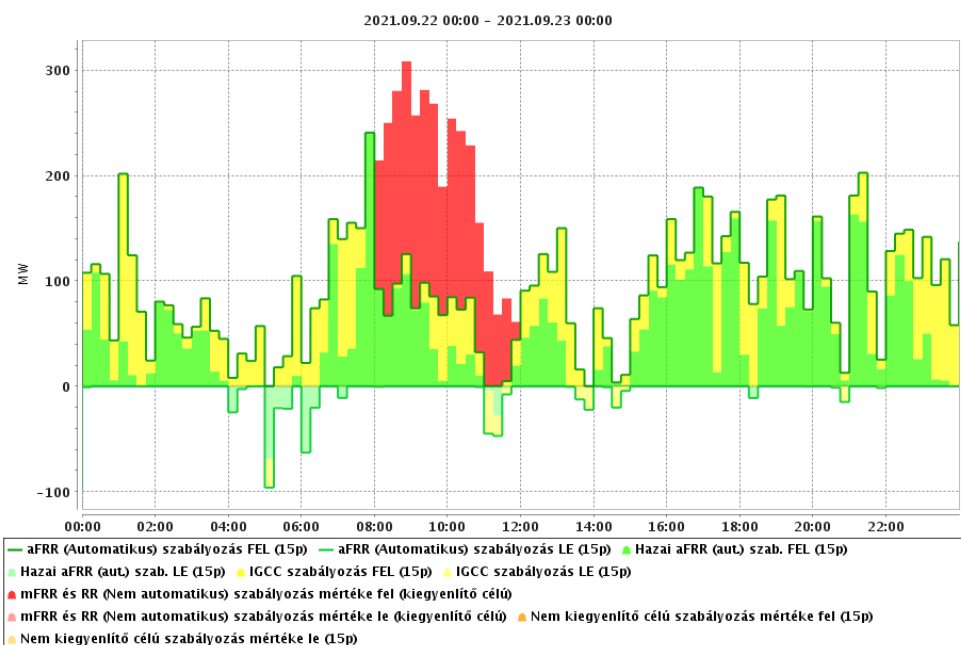
Az FRR tartalékok beszerzése hosszú (negyedéves) és rövidtávú (napi) tenderek keretében zajlik. A hosszútávú piacon való részvétel feltételeként a szolgáltatók (kis- és nagyerőművek, VPP-k) leadják az ajánlattételi dokumentációkat. Ez tartalmazza a szükséges nyilatkozatokat, igazolásokat (akkreditáció), biztosítékokat. Ha ez elfogadásra került, a műszaki ajánlatok leadása következik. Ez a jelentkező termelő műszaki paramétereit tartalmazza, illetve azok ellenőrzésére szolgál. Tartalmaznia kell a felajánlott kapacitás mértékét (MW), a teljesítmény-változtatási képesség gradiensét (MW/15 perc), illetve az energiadíj maximumát (Ft/kWh). Ha a jelentkező minden szempontból megfelel az elvárásoknak, akkor részt vehet az ártárgyalásban. A kereskedés tárgya 4 terméktípusra korlátozódik. Fel és le irányú aFRR, illetve mFRR tartalékra.

Az ártárgyalás folyamán a licit tárgya a rendelkezésre állási díj, de az ajánlatnak az igénybevételi díjat is tartalmaznia kell. Abban az esetben, ha két ajánlat RÁ díja megegyezne, akkor a nagyobb gradienssel rendelkező, azaz gyorsabb terméknek kell nyernie. Az fog nyerni, akkor a legolcsóbb áron hajlandó szabályozási tartalékot biztosítani a TSO számára. Egy ajánlattevő akár többféle tartalékot is benyújthat. A licitálás több fordulót ölel fel. Minden forduló után értesítik az ajánlattevőket az eredményről. Az ártárgyalás folyamata addig zajlik, míg valamely résztvevő hajlandó csökkenteni a díján. A győztes ajánlattevők market makeri szerződést kötnek a rendszerirányítóval. Ez mindkét fél részéről kötelezettségekkel jár. A nyerteseknek kötelező ajánlatot tenniük a nyertes mennyiséggel a napi tartalékpiacon, a kapacitásuk nem adhatják el. A MAVIR cserébe garantáltan le fogja kötni az ajánlatukat a napi piacon. Amennyiben a szerződés tárgyát képző kapacitás nem áll rendelkezésre, akkor az erőműnek, vagy szabályozási központnak kártérítést kell fizetnie, melynek mértéke a szerződési feltételektől függ. A nem nyertesek opciós szerződést kötnek, ami azt jelenti, hogy kötelező ajánlatot tenni a napi piacon a menetrend beadás végéig (D-1 nap 14:30). Ez azonban 0 MW felajánlott kapacitást is jelenthet, azaz eladhatják termelésüket az

energiapiacra is. Ezekre az ajánlatokra nincs lekötési kötelezettsége a rendszerirányítónak, jellemzően akkor fogadják el őket, ha a nyertes ajánlatok nem elégítik ki a várható kiegyenlítetlenséget.

4 Reaktív módszer

A MAVIR által lekötött aFRR kapacitás kiegyenlítetlenség esetén automatikusan (zárt hurkú szabályozással) igénybevehető, míg az mFRR kapacitás kézi aktiválása. Ez gyakorlatban azt jelenti, hogy a rendszerirányító mérnöknek jeleznie kell az erőmű felé, hogy szükség lesz a teljesítményének fel vagy le irányú módosítására. Ezt akkor teszi meg, ha az igénybevehető aFRR tartalék csökken (két negyedórát kritikus érték alatt marad). Az mFRR tehát jelen módszer szerint az aFRR pótlására szolgál. A módszer nem vizsgálja, hogy a következő 30-60 percen milyen szabályozási igények várhatóak.

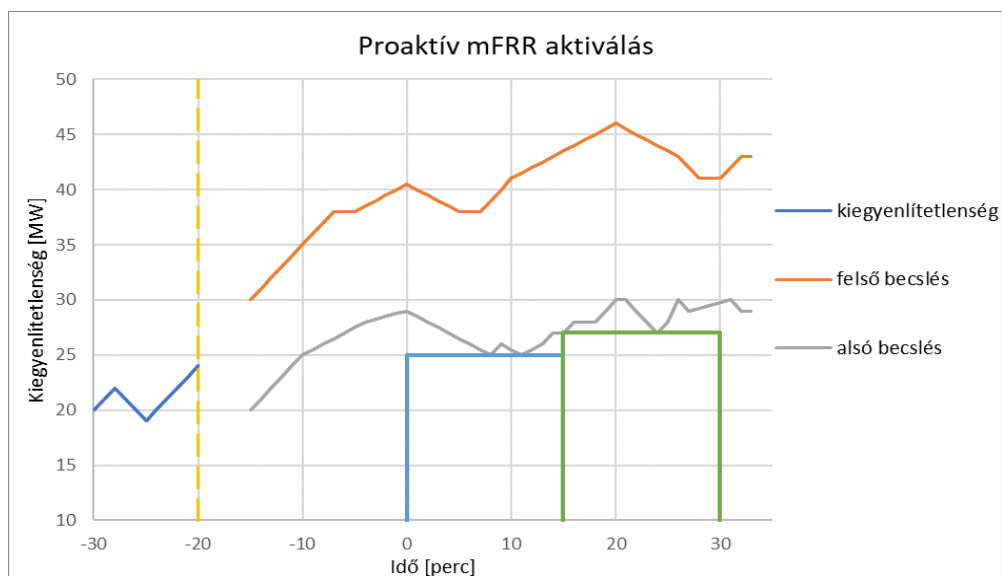


5. ábra Reaktív mFRR aktiválás [13]

Ez a módszer mindaddig gazdaságilag optimális lenne, ha az összes lekötött aFRR ajánlat olcsóbb lenne, mint az mFRR kapacitások. Ez azonban a valóságban jelentősen megváltozott. A jelenlegi napi piacon megfigyelhető árak azt mutatják, hogy az mFRR sokszor olcsóbb szolgáltatás mivel egy „lomhább”, kevésbé dinamikus termék. Ezt alátámasztja a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (MEKH) 2502/2021 számú határozatának [2] indokolása, melyet a piaci szereplők jelentős erőförlényének vizsgálata után hozott. Ebben részletes költségelemzés alapján állapítja meg a maximált aFRR és mFRR árat (melyek közül az utóbbi az olcsóbb).

5 Proaktív módszer

Az előző fejezetekben leírtak alapján felmerül a kérdés, hogy hogyan lehetne a folyamatot optimalizálni, azaz milyen sorrendben, arányban és logika szerint kell igénybe venni a szolgáltatásokat. Nyilvánvaló, hogy hiába olcsóbb a kézi frekvencia-helyreállítási termék, a teljes tartalékot nem lehet mFRR kapacitásból fedezni, mivel ez a szolgáltatás nem elég dinamikus a villamosenergia-rendszer eseményeinek lekezelésére. Egy kritikus teljesítményű erőmű kiesését nem lehet időben pótolni tizenöt perc aktiválási idejű tartalékkal. A megoldás tehát az lehet, hogy alacsonyabb várható kiegyenlítetlenség esetén a teljes tartalék igényt aFRR-ből fedezzük, míg, ha nagyobb kiegyenlítetlenség várható a következő órákban, akkor mFRR tartalékot aktiválunk előre, és a maradék igényt aFRR-ből pótoljuk. Ez grafikusan azt jelenti, hogy a becslő algoritmusunk által kapott kiegyenlítetlenség görbe alatti területet próbáljuk kitölteni a szabványos téglalap alakú mFRR termékekkel. Bár az mFRR termék a valóságban trapéz alakú, itt elég az elszámolási formáját használni, a felfutó élet pedig az előre aktiválással vesszük figyelembe. A „téglalapokat” (mennyiség és ár szempontjából) mindig az adott órára érvényes MOL-ból válogathatjuk. Figyelni kell azt is, hogy az mFRR-re „lecserélt” aFRR ne legyen olcsóbb, mint az aktiválendő mFRR.



6. ábra Proaktív mFRR aktiválás

Érdekes az mFRR termékeket az alsó becslés alá illeszteni, hogy nagy valószínűséggel elkerüljük a keresztszabályozást.

6 Proaktív és reaktív módszer összehasonlítása

Ahhoz, hogy megfelelően össze tudjunk hasonlítani két szabályozási filozófiát, meg kell találnunk a megfelelő indikátorokat a rendszerirányítók napjainkban működő környezetében. Az aktiválási módszer nem csak a rendszerszintű szolgáltatások (RSZ) piacát befolyásolja, hanem a teljes villamosenergia-piac felépítését, és annak szereplőit. Továbbá egyes piaci felépítések meghatározhatják az adott országnak megfelelő aktiválási módszert. A következőkben a kiegyenlítő energia elszámolási módszerére, az intraday piacokra, illetve maga a rendszerirányító működésére koncentrálna határozok meg 6 fő indikátort. Megvizsgálom Európa egyes országaiban alkalmazott módszereket, illetve a „Villamos energia kiegyenlítő szabályozására vonatkozó iránymutatás” (EBGL – Electricity Balancing Guideline [15]) által meghatározott javaslatokat a TSO-k számára. Ezt összehasonlítva a Magyarországon jelenleg is használt módszerekkel, megállapíthatom hazán számára legelőnyösebb aktiválási filozófiát.

6.1 Intraday-piac hatása

A villamosenergia-piac összes szereplőjének – függetlenül attól, hogy termelő, felhasználó vagy kereskedelmi engedélyes – pontosan egy mérlegkör alá kell tartoznia. A mérlegkörök hálózati topológiától és földrajzi elhelyezkedéstől független elszámolási szerződések. A mérlegkörben összesített adatok a mérlegkör felelősön keresztül jutnak el a rendszerirányítóhoz. Ez magába foglalja a fogyasztási, és termelési menetrendeket. A D napi menetrendek beadási határideje D-1 nap 14:30, felbontásuk pedig 15 perces. A valóságban azonban mint a termelés, mint a fogyasztás oldalon történhet eltérés.

Az Intraday, magyarul napon belüli piac összekapcsolódása egyre fontosabbá vált a megújuló energiatermelés növekvő súlyával. 2014. júniusában hat tőzsde egyezséget kötött, hogy megvalósítsák a napon belüli piac-összekapcsolást, melyhez később csatlakoztak az érintett TSO-k. Az együttműködés az XBID (Cross Border Intraday) nevet kapta. 2017. júniusában elismerésre került az Egységes Napon Belüli Piacösszekapcsolás (SIDC), melyhez a magyar villamosenergia-piac működtetője, a HUPX Zrt. (MAVIR ZRt. leányvállalata) 2019. novemberében csatlakozott. Ez jelentősen növelte Magyarország napon belüli piacának likviditását. Az XBID folyamatos kereskedéssel működik, mely során párosítják az ajánlatokat a központi

ajánlati könyvben (SOB – Shared Order Book). Ehhez figyelembe kell venniük a TSO-k által meghatározott határkeresztező kapacitásokat is. Az órás és negyedórás energiatermékekre szóló ajánlatok beadása és lekereskedése folyamatosan történik, amíg a tőzsde nyitva van.

Az intraday-piac jövedelmezőnek tűnik, hiszen lehetőséget ad a szereplőknek, hogy elkereskedjék kiegyenlítetlenségüket, ezáltal csökkentve a kiegyenlítő energia költségeiket. A rendszerirányító szemszögéből a napon belüli piac egyre fontosabb lesz, ahogy növekszik a megújuló, sztochasztikus termelőegységek aránya a villamosenergia rendszerben. A későbbiekben bemutatásra kerül, hogy a legnagyobb imbalance csúcsokat a naperőművek pontatlan menetrendezése okozza. A megújuló energiaforrások termelése időjárásfüggő. Az időjárás előrejelzések pontosabbá válnak a valós időhöz közeledve, ahogy az előrejelzési horizont rövidül, és a meteorológiai mérések pontosabb adatot szolgáltatnak. A piaci szereplők ebből adódóan egyre pontosabban ismerik várható termelésüket, és nagyobb hatékonysággal tudják lebonyolítani a kereskedést. Az intraday-piacok tehát csökkenteni tudják az aktivált frekvencia-helyreállítási tartalékok mennyiségét.

Aktiválási módszer szempontjából a napon belüli piacok legfontosabb paramétere a piac zárási időpontja (GCT – Gate Closure Time). Ez határozza meg, hogy a szállítási időszak előtt mi az utolsó időpont, amikor a piaci szereplők még kereskedhetnek. Minél kisebbre választjuk ezt az időt, annál nagyobb lehetőséget adunk a mérlegkör felelősöknek, hogy elkereskedhessék a kiegyenlítetlenségüket, ezáltal minimalizálva a teljes rendszer imbalance értékét.

Ezzel ellentétben egy proaktív aktiválási módszer esetén nem választhatjuk az intraday-piac GTC-t alacsony időre, hiszen az előre aktiváláshoz pontos menetrendek szükségesek annyival előre, amennyivel aktiválni szeretnénk mFRR tartalékot. Az mFRR tartalékok teljes aktiválási ideje 15 perc. Ebből adódóan, ha proaktívan szeretnénk igénybe venni, akkor legalább 15 perccel a valós idő előtt ismernünk kell a becslő algoritmusunk legfontosabb prediktorait, az intraday kereskedés után kialakult menetrendeket. Figyelembe véve, hogy az mFRR kézi aktiválású tartalék, és érdemes időt hagyni az utasítás kiküldésére, a GCT-t minimum 20-25 percre érdemes választani proaktív módszer esetén.

Ez alapján megállapítható, hogy a GCT a szabályozási módszer egy fontos indikátora. Minél rövidebbre választjuk értékét (akár 0 percre), annál nagyobb

felelőséget kapnak a mérlegkör felelősök a szabályozás folyamatában, és annál kevésbé lehetséges a proaktív aktiválás. Az 1. táblázatról leolvasható pár országában használatos intraday GTC érték.

1. táblázat Intraday GCT-k Európában [5]

Ország	TSO	GCT [perc]
Belgium	ELIA	5
Hollandia	TENNET	5
Magyarország	MAVIR	15
Ausztria	APG	30
Franciaország	RTE	30
Németország	50hertz, TENNET, AMPRION, TRANSNET BW	30
Dánia	ENERGINET	60
Finnország	FINGRID	60
Svédország	Svenska Kraftnat	60
Norvégia	Statnett	60
Svájc	SWISSGRID	60
Olaszország	TERNA	60
Egyesült Királyság	NGESO	60

6.2 Kiegyenlítő energia elszámolási módszere

A mérlegkör felelősök másik fontos feladata a menetrendek összesítésén kívül, a kiegyenlítő energia (KE) elszámolása a rendszerirányítóval. A mérlegkörfelelős által leadott menetrendeket a MAVIR utólag összeveti a tényleges mérésekkel, és pontosan meghatározza, hogyan teljesítettek az egyes szereplők, azaz, hogy milyen volt termelésük, illetve vételezésük a menetrendhez képest. Az eltéréseket a rendszerirányítónak szabályozással kell pótolnia. A szabályozási tartalékok (FCR, FRR, RR) igénybevételének azonban költségei vannak. A kiegyenlítő energia elszámolás lényege, hogy a költségeket a menetrendtől való eltérésük alapján fizetik a piaci szereplők. A folyamat havi rendszerességű.

$$KE = T_{tény} + I + BSz - F_{tény} - E - KSz - UE \quad (2)$$

ahol:

- KE a kiegyenlítő energia

- $T_{tén}$ és $F_{tén}$ a tényleges termelés, illetve fogyasztás
- UE a rendszerirányító által utasított eltérés
- I és E a mérlegkör importja, illetve exportja
- BSz és KSz a más mérlegkörből beszállított, illetve kiszállított energia

6.2.1 Árazás

Alapvetően két fő árazási módszer határozható meg. Duálisnak nevezzük azt az árazást, ahol a pozitív és negatív kiegyenlítő energia ára eltér egymástól. Ezzel szemben az egyáras árazás esetén a két irány esetén azonosak a költségek. A két különböző árazás más-más ösztönző hatással vannak a szereplőkre. Az EBGL világos javaslatot tesz az egyáras KE ármeghatározás egységes használatára Európa szerte. Duális árazást csak megfelelő indoklással alkalmazhatnak a TSO-k.

6.2.1.1 Egyáras árazás

Az egyáras árazás lényege, hogy nem különbözteti meg a pozitív és negatív irányú kiegyenlítő energia árát. Abban az esetben, ha a mérlegkör többletes, de a rendszer hiányos, akkor a mérlegkör kiegyenlítő energiát szolgáltat. Ezért a TSO-nak kell fizetnie a BRP felé. Azonban, ha a rendszer és a mérlegkör is hiányos (vagy mindkettő többletes), a BRP kiegyenlítő energiát vesz igénybe, amiért költségei lépnek fel a TSO irányába. Az előjeleket az alábbi táblázat szerint határozza meg a EGBL.

2. táblázat Egyáras árazás

	Pozitív KE ár	Negatív KE ár
Pozitív kiegyenlítetlenség	TSO fizet a mérlegkörnek	mérlegkör fizet a TSO-nak
Negatív kiegyenlítetlenség	mérlegkör fizet a TSO-nak	TSO fizet a mérlegkörnek

Az árat általában az aktivált kiegyenlítő energia költségeinek súlyozott átlagolásával határozzák meg, míg egyes TSO-k egyéb kiegyenlítő folyamat során fellépő költségeket is belevesznek a számolásba. Ez az ár sosem lehet magasabb, mint a piacok kialakuló villamosenergia árak.

Egy ilyen fajta árazás következménye lehet az önszabályozásra való erős ösztönzés. Előfordulhat, hogy egy mérlegköri tag hiányos rendszerre számítva szándékosan eltér a leadott menetrendjétől, és többet termel. Ezzel a szisztematikus eltéréssel biztosítja, hogy ne kelljen fizetnie a kiegyenlítő energiáért. Ez azonban jelentős kockázatokkal jár, hiszen, ha a rendszer többletes lesz, akkor jelentős költségekkel számolhat az erőmű. A rendszerirányító kezében van a döntés, hogy milyen mértékű transzparenciát biztosít a mérlegköröknek a rendszer állapotáról. Ennek jelentősége egy későbbi fejezetben kerül kifejtésre.

6.2.1.2 Duális árazás

Duális árazás aszimmetrikus, azaz pozitív és negatív eltérés költségei különböznek. Ebben a formában a kiegyenlítő energia elszámolását egyfajta büntető szabályozásnak lehet tekinteni, mintsem piaci folyamatnak. Duális árazásnál beszélhetünk fel- és leszabályozási átlagárról is. Az árképletes mechanizmus alapja az adott átlagár és a kialakult tőzsdei ár közül a nagyobb. Ezt súlyosbítják az eltérés függvényében az ún. büntetési tényezők. Az árképletes mechanizmusnál is figyelembe kell venni a rendszer állapotát, és hogy az eltérés segíti, vagy súlyosbítja a hiányt vagy többletet. Egy hiányos mérlegkör elszámolási díja hiányos rendszerben például (mérlegkör fizet a TSO-nak):

$$D = (1 + b) * \max(p_{fel}, p_x), \quad b > 0 \quad (3)$$

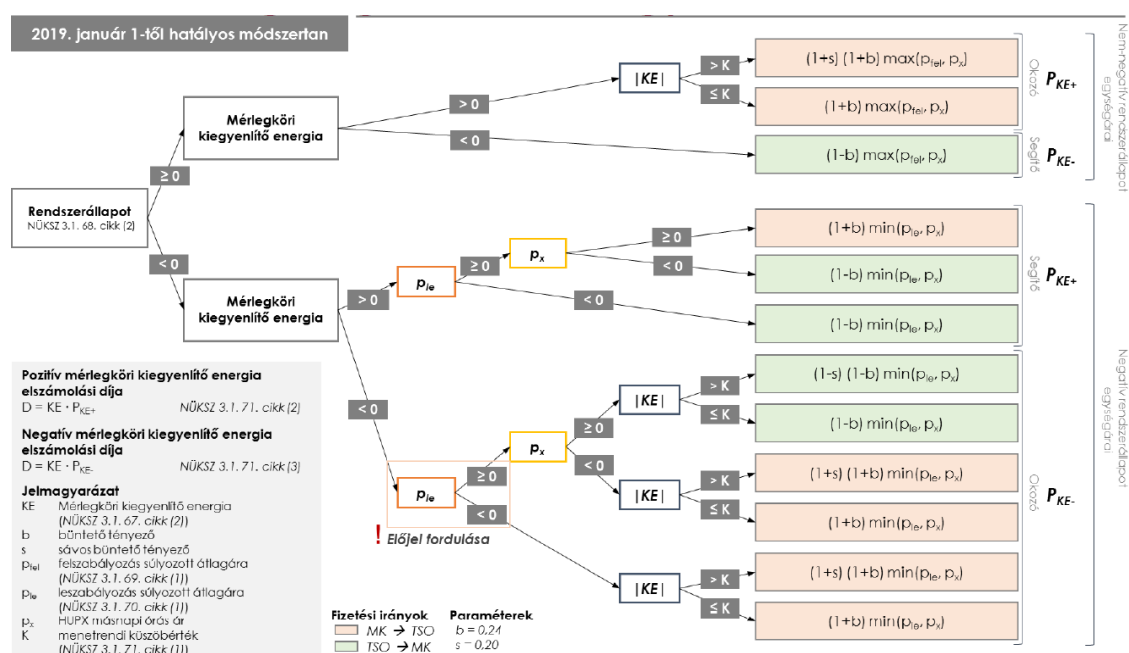
Egy többletes mérlegkör elszámolási díja hiányos rendszerben (TSO fizet a mérlegkörnek):

$$D = (1 - b) * \max(p_{fel}, p_x), \quad b > 0 \quad (4)$$

- D : elszámolás díja
- b : büntető tényező
- p_{fel} : felszabályozás súlyozott átlagára
- p_x : tőzsdei ár

Látható, hogy a rendszert segítő mérlegkört is bizonyos mértékű büntetéssel sújtja az árképlet. Az árat tehát úgy határozzák meg, hogy megakadályozzák azt a helyzetet, ahol a mérlegköröknek megéri szándékosan eltérni a menetrendjüktől.

Duális árazás esetén további fontos tényező lehet az ár meghatározásakor a rendszer állapota az adott pillanatban. Hiányos rendszerállapotban például egy többletes mérlegkör a rendszert segíti, míg egy hiányos mérlegkör növeli a hiányzó teljesítmény mértékét. A segítő eltérések jutalmazással járnak, de csak mérsékelt, hogy ne ösztönözze a piaci szereplőket az önhatalmú átmenetredezésre. Lehetőség van további büntető tényezők alkalmazására is. Ez azt jelenti, hogy ha egy mérlegkör kiegyenlítetlensége meghalad egy adott mértéket, akkor további szorzó tényezőkkel növekszik a rá allokált KE költség. Ezek alapján az ármeghatározás nem piaci alapon, hanem árképletes mechanizmussal, adminisztratív módon zajlik. Magyarországon duális árazást alkalmaznak, melynek felépítését szemlélteti az alábbi ábra.



7. ábra Kiegyenlítő energia árazási modellje [10]

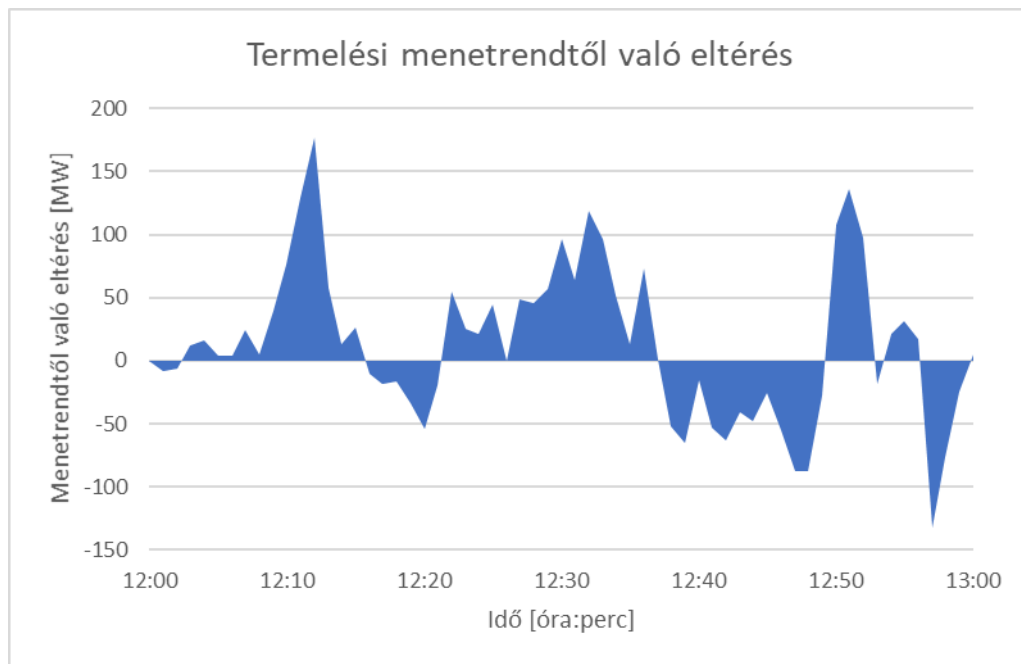
A kiegyenlítő energia árazási modellje az egyik legnagyobb hatással van a BSP-k viselkedésére. A duális árazás esetén Európában előfordul egyáras, duális és vegyes ármeghatározás egyaránt. Vegyesnek akkor mondható egy módszer, ha az egyes mérlegkör tagokra eltérő (duális vagy egyáras) ármeghatározás érvényes. A résztvevők megkülönböztethetők teljesítményük alapján (pl. nagyobb termelőgyeségek duálisan árazva), termelés vagy vételezés alapján, illetve a termelőegységek akár programozhatóság alapján is kategorizálhatóak.

3. táblázat KE árazás Európában [5]

Ország	TSO	Ármeghatározás
Belgium	ELIA	egyáras
Hollandia	TENNET	egyáras
Magyarország	MAVIR	duális
Ausztria	APG	egyáras
Franciaország	RTE	duális
Németország	50hertz, TENNET, AMPRION, TRANSTEN BW	egyáras
Dánia	ENERGINET	vegyes
Finnország	FINGRID	vegyes
Svédország	Svenska Kraftnat	vegyes
Norvégia	Statnett	vegyes
Svájc	SWISSGRID	duális
Olaszország	TERNA	vegyes
Egyesült Királyság	NGESO	duális

6.2.2 Elszámolás időbeli felbontása

A kiegyenlítő energia elszámolás időszak (IPS – Imbalance Settlement Period) alatt az időegységet értjük, melyre a mérlegkörök kiegyenlítetlenségét kiszámítják. Ez általában megegyezik a beadott menetrendek felbontásával. Egy elszámolási időegységen belül a mérlegkör lehet hiányos és többletes is, ha azonban ezek aránya közel egyenlő, a menetrend tartás közel sikeres lesz. Ha az ISP például 30 perc, akkor a mérlegkörök kiegyenlítőenergia-igénye 30 percre lesz összesítve, azaz ennyi idejük van, hogy minél jobban közelítsenek a menetrendben leadott értékekhez, ezzel minimalizálva a KE költségeket.



8. ábra Termelési menetrendtől való eltérés

A grafikonon látható, hogy egy órás időszakban jelentős menetrendi eltérések vannak a rendszerben, azonban a pozitív és negatív irányú eltérések nettósítása miatt egy ISP-n belül a menetrendek akár pontosnak is tűnhetnek. A hosszabb időintervallumok nagyobb kiegyenlítetlenség csúcsokat engednek meg a mérlegkörök számára, miközben a KE költségeik nem feltétlenül nőnek a nettósítás miatt. A rövid ISP csökkenti a szélsőséges szabályozási állapotok kockázatát, és erősebb kapcsolatot biztosít az energiapiaci és a KE árak között. Éppen ezért a rövidebb ISP definiálása egy reaktívabb szabályozást támogat. Proaktív aktiválási módszernél a cél, hogy a valós időhöz közeledve a rendszer kiegyenlítetlenség nem változzon radikálisan, ezért ebben az esetben a ISP hosszabbra választása javasolt. Az EGBL iránymutatása szerint az egységes ISP-nek 15 percesnek kell lennie, illetve javasolja minden más piaci időegység azonosra állítását a KE elszámolási időszakokkal. Ennek ellenére számos országban használnak hosszabb ISP-t, és ezen országok TSO-i proaktívnak mondhatóak.

4. táblázat ISP-k Európában [5]

Ország	TSO	ISP
Belgium	ELIA	15
Hollandia	TENNET	15
Magyarország	MAVIR	15
Ausztria	APG	15
Franciaország	RTE	30
Németország	50hertz, TENNET, AMPRION, TRANSNET BW	15
Dánia	ENERGINET	60
Finnország	FINGRID	60
Svédország	Svenska Kraftnat	60
Norvégia	Statnett	60
Svájc	SWISSGRID	15
Egyesült Királyság	NGESO	30

Magyarországon 15 perces időintervallumokkal számolnak, ami inkább a reaktív szabályozásnak kedvez, és erősen megnehezíti a proaktív módszer bevezetését.

6.3 Transzparencia

A rendszerirányítók egyik legfontosabb eszköze a mérlegkörös viselkedésének befolyásolására a transzparencia biztosítása, vagy esetenként szándékos korlátozása. A kiegyenlítő energia rendszerének transzparenciája alatt legfőképp azt értjük, hogy mikor, és milyen minőségű információt közöl a TSO a rendszer állapotáról, és a KE áráról a mérlegkörök felé.

A rendszerállapot ismerete a mérlegkör szempontjából azért fontos, mert duális árazás esetén optimalizálhatja úgy a kiegyenlítetlenségét, hogy az a rendszerállapot függvényében minimális KE költségekhez vezessen. Reaktív TSO célja, hogy a mérlegkör-felelősök kezébe adja a rendszer kiegyensúlyozásához szükséges információt, ezért érdemes a rendszerállapot publikálása minél közelebb a valós időhöz. Proaktív TSO esetében viszont nem előnyös az önszabályozásra való ösztönzés, ezért érdemes a publikációt késleltetni az elszámolási időszakhoz képest. Sokszor azonban ez sem elég, hiszen abban az esetben, ha egy szereplő egyben rendszerszintű szolgáltató (BSP – Balancing Service Provider), akkor a kiadott szabályozási parancsból következtethet a rendszer állapotára. Az egyik lehetőség az adott negyedóra jellemző

átlagolt kiegyenlítetlenséget az elszámolási időegység végén publikálni. Itt további befolyásoló tényezője van az ISP hosszának, hiszen minél rövidebb, annál nagyobb felbontású, pontosabb információ áll a mérlegkörök rendelkezésére a rendszerállapotról. Sok TSO az adott elszámolási időszak lezárulta után 5-15 perccel később publikálja a hálózatra jellemző kiegyenlítetlenség értékét. Magyarországon a rendszerállapot hivatalos, mindenki számára ingyenesen hozzáférhető publikálása az elszámolási időegységek végén történik. Azonban létezik egy MAVIR által üzemeltetett fizetős szolgáltatás, a WebUI, ahonnan pontos, valós idejű információkhoz juthatnak az előfizetők a rendszer állapotáról. A szolgáltatás költségei elenyészőek a KE díjakhoz képest, ezért a szereplők nagy része igénybe veszi. Hazánkban tehát gyakorlatilag nincs késleltetve az adatpublikáció. Ez nem kedvez a proaktív aktiválási módszer bevezetésének.

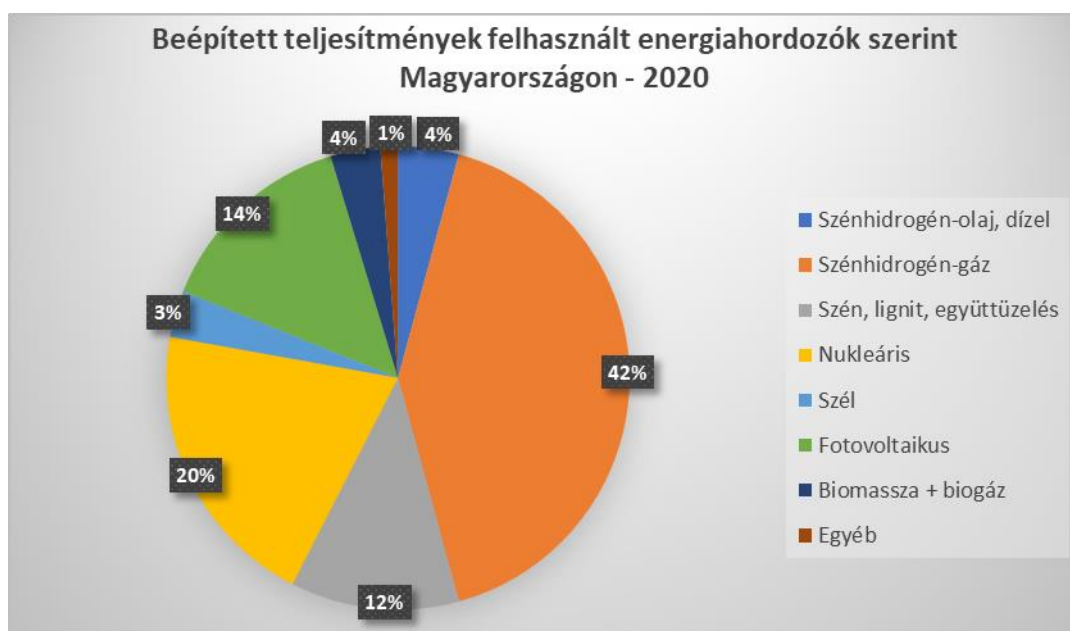
Sok reaktív TSO alkalmazza a kiegyenlítő energia árak előre publikálását, amivel ösztönözni tudják a mérlegköröket, hogy pozíciójukat a villamosenergia-rendszer számára előnyös irányba változtassák, ezzel betöltve egy proaktív szabályzási feladatkört. A legtöbb esetben azonban nem adnak ekkora szabadságot a rendszerirányítók, és általában szándékosan késleltetik az KE árak publikálását az adott elszámolási időszakhoz képest. Mivel ebben az esetben a KE ár ismeretlen a mérlegkör-felelős számára, nagy kockázatot vállal, ha a menetrendtől való szándékos eltérés útján próbál az intraday-piacon többletprofithoz jutni. Proaktív aktiválási módszer esetén elengedhetetlen a KE transzparenciájának korlátozása. Magyarországon 2022.01.01-től a KE költségek publikálása az összesített elszámolási időszakot követő 10. napon történik.

6.4 Frekvenciahelyreállítási tartalékok rendelkezésre állása

Egy rendszerirányító szabályozási módszerét nagyban befolyásolja az ország termelőegységeinek összetétele. Különböző erőművel, illetve energiatermelési módszerek más-más szabályozhatósági képességekkel bírnak. Az erőműveket alapvetően három fő fajtára bonthatjuk szabályozhatóság szempontjából. Alaperőmű esetében a csúcskihasználási időtartam (az egyéves időtartam alatt termelt villamos energia és a beépített teljesítőképesség hányadosa) igen magas (évi 5500 óra felett). Szabályozásuk igen kis mértékben lehetséges, általában állandó teljesítményen üzemelnek. Magyarországon a legnagyobb alaperőmű a Paksi Atomerőmű 2000 MW-os

teljesítménnyel. A menetrendtartó erőművek ezzel szemben követik a villamosenergia-rendszer állapotának változásait, technológiától függően rugalmasan és tág határok között képesek a terhelésük megváltoztatására. Általában szénhidrogén tüzelésű erőművek látják el ezt a feladatkört. További fontos jellemzőjük a terhelésváltozás gradiense, azaz, hogy milyen gyorsan képesek változtatni kimenő teljesítményüket. A harmadik típus a hideg tartalékok, melyek csak szabályozás céljából, szükség esetén kerülnek indításra. Az ilyen fajta erőművek szinte kivétel nélkül gázturbinás erőművek.

Magyarország termelőegységeinek beépített teljesítményének több mint 20%-át a Paksi Atomerőmű adja, továbbá jelentős földgáz és széntüzelésű beépített teljesítménye van az országnak. Ezen felül pedig folyamatosan növekszik a fotovoltaiikus megújuló energiaforrások hányada a magyar energiamixben.



9. ábra Magyarország energiamix – 2020 [13]

A MAVIR által kiadott 2020-ra vonatkozó adatpublikáció alapján Magyarországon összesen érvényes akkreditációval rendelkező egységek 1590 MW pozitív, illetve ugyanennyi negatív aFRR tartalékot tudnak maximálisan nyújtani a rendszer számára. Az aFRR tartalék biztosítására képes termelőegységek jellemzően földgáz tüzelésű menetrendtartó erőművek.

5. táblázat Földgáz tüzelésű erőművek [16]

Egység	Energiahordozó	aFRR pozitív [MW]	aFRR negatív [MW]
Csepeli Erőmű (GT1 + GT2 + ST)	Földgáz	278	278
Dunamenti Erőmű (gép 7 + gép 8)	Földgáz	242	242
Gönyúi Erőmű	Földgáz	225	225
Dunamenti Erőmű (gép 15)	Földgáz	118	118
Dunamenti Erőmű (gép 17 + 14)	Földgáz	100	100

Az mFRR tartalékok esetén a pozitív szabályozási irányú maximális tartalék 1439 MW, míg a negatív 1587 MW. A teljesítmény legnagyobb hányadát a Lőrinci Gázturbinás erőmű adja, de jelentős tartalékot nyújtanak a külön erre a célra telepített gyorsindítású gázturbinás erőművek Litéren, illetve Sajószögeden.

6. táblázat Gázolaj tüzelésű erőművek [16]

Egység	Energiahordozó	mFRR pozitív [MW]	mFRR negatív [MW]
Lőrinci GT	Gázolaj	173	173
Dunamenti Erőmű (gép 15)	Gázolaj	165	165
Litér GT	Gázolaj	155	155
Sajószöged GT	Gázolaj	155	155
Kelenföldi Erőmű GT	Gázolaj	145	145

Ezen felül hazánkban külön termékként definiált a 12,5 perces mFRR, mely gyorsaságából adódóan egy drágább szolgáltatás. Összesen 75 MW tartalékot nyújt a Mátrai Erőmű 3-a, 4-es és 5-ös gépegysége egyaránt pozitív és negatív irányba.

A reaktív aktiválást sokszor azonosítják a döntőben aFRR termék aktiválásával, míg a proaktív esetben cél, hogy minél több mFRR segítségével biztosítsuk a rendszer egyensúlyát. A MAVIR által lekötött tartalék mennyiségeket nagyságrendileg a következők:

- aFRR pozitív: 300 MW
- aFRR negatív: 300 MW
- mFRR pozitív: 500 MW
- mFRR negatív: 150 MW

Látható, hogy mindkét szabályozási termékből rendelkezésre áll elegendő mennyiség Magyarországon. Érdekes megjegyezni azonban, hogy sokszor egy erőmű alkalmas aFRR és mFRR szolgáltatásra is, így, ha például már lekötötték aFRR-nek, onnantól nem aktiválható kézi frekvencia-helyreállítási tartalékként. Ezt figyelembe véve kijelenthető, hogy egyik szolgáltatás szűkössége sem áll fenn, ezáltal nem indokolja egyik, vagy másik aktiválási módszer használatát hazánkban.

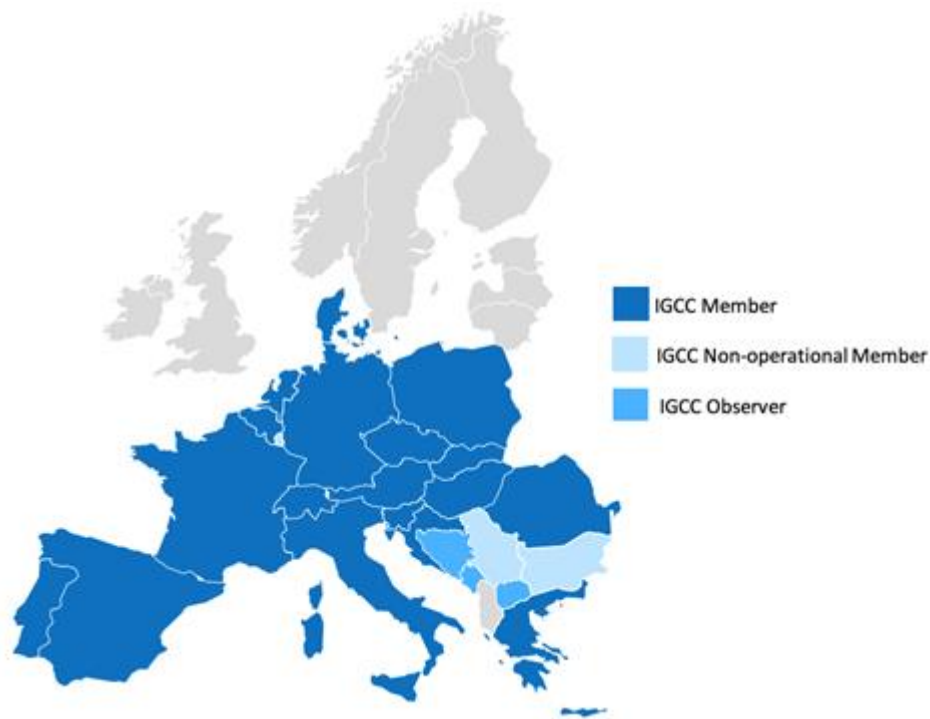
6.5 Menetrendek pontossága, szigorúsága, kiegyenlítetttsége

Ahhoz, hogy a tartalékok aktiválását proaktívan hajtsuk végre, legalább fél órával előre megfelelő pontossággal becsülnünk kell a várható szabályozási igényeket. A kiegyenlítetlenség elméletileg egyenlő a MAVIR bruttó rendszerterhelés becslésének és a piaci menetrendek különbségével, ha figyelembe vesszük az import és az export értékeket. Alapvetően a rendszerterhelés becslés is rendelkezik hibákkal, melynek okai például a profilos fogyasztók. A nagyobb hiba azonban a megújuló termelők menetrendjeiben van. Sok erőmű nem rendelkezik online mérővel a csatlakozási pontján. Elsősorban ilyenek az áramszolgáltatói területen lévő kiserőművek, melyeket maga a KDSZ (körzeti diszpécserközpont) is utólagos mérőkiolvasással számol el. Ez jelentős pontatlanságot jelent a termelési menetrendek összegzésekor. További problémát jelent a rendszerben jelen lévő HMKE kapacitás, melyről szintén semmilyen valós idejű információja nincs a rendszerirányítónak. A MAVIR már régebb óta foglalkozik a kiegyenlítetlenségek meghatározásával a menetrendek alapján, azonban az elmúlt egy évre visszaszámolva nagyon rossz eredményeket adott a fenti gondolatmenet alapján végig számolt módszer. Az esetek mindössze 64%-ában sikerült ezzel a számolással a kiegyenlítetlenség előjelét eltalálni. Az azonos irányú eltérések esetén a becslés és a tény között átlagosan 64 MW eltérés volt. Vagyis ez a módszer a jelenlegi menetrendek pontatlanságával gyakorlatban nem tűnik alkalmazhatónak.

6.6 IGCC hatása

2020. áprilisától a MAVIR is tagja a TSO-kat összefogó IGCC (International Grid Control Cooperation) együttműködésnek, amely az átviteli rendszerirányítók közötti nemzetközi kisegítés egyik sajátos formája. A fő célja a tartalékok igénybevételének összehangolása, csökkentése, illetve a szabályozási területek ellentétes irányú szabályozási igényével való párosítás a nettósításuk révén. Erre példa, ha az egyik tagország -100 MW szabályozási igényt produkál, de egy másik +100 MW-ot, akkor az

összekapcsolt európai rendszer miatt nincs szükség tartalék igénybevételére. Ezt a jelenséget kiegyenlítésnettósításnak (imbalance netting) nevezik, és egy hiányos ország felé áramló virtuális határkeresztesző teljesítményáramlásként lehet elszámolni. Az IGCC működése azonban nem helyettesíti a szekunder tartalékokat, mindössze segíti felhasználásuk minimalizálását. Jelenleg 24 ország 27 TSO-ja tagja a nemzetközi európai együttműködésnek.



10. ábra IGCC tagjai [7]

A rendelkezésre álló virtuális teljesítményt sok tényező befolyásolja. A működéshez ki kell jelölni egy optimáló központot, amit célszerűen az egyik közreműködő ország TSO-ja vállal (IGCC esetében TransnetBW). Az ide beérkező szabályozási igények irányhelyesen, és irányonként szétbontva kerülnek összegzésre. A kielégíthető igény a képzett összegek abszolút értékének a minimuma lesz.

$$Kiegyenlítés \text{ (MW)} = \min \left(\left| \sum P_{szab.igény}^{le} \right|, \left| \sum P_{szab.igény}^{fel} \right| \right) \quad (5)$$

Egy szabályozási terület beadott igénye olyan arányban teljesül, amilyen arányban részt vettek a szumma összeg képzésében. Az algoritmus 4 másodperces

felbontással számolja ki az alokált teljesítményeket. Az aktuálisan áramló „virtuális” teljesítmény folyamatosan látható a MAVIR vezérlőtermében.

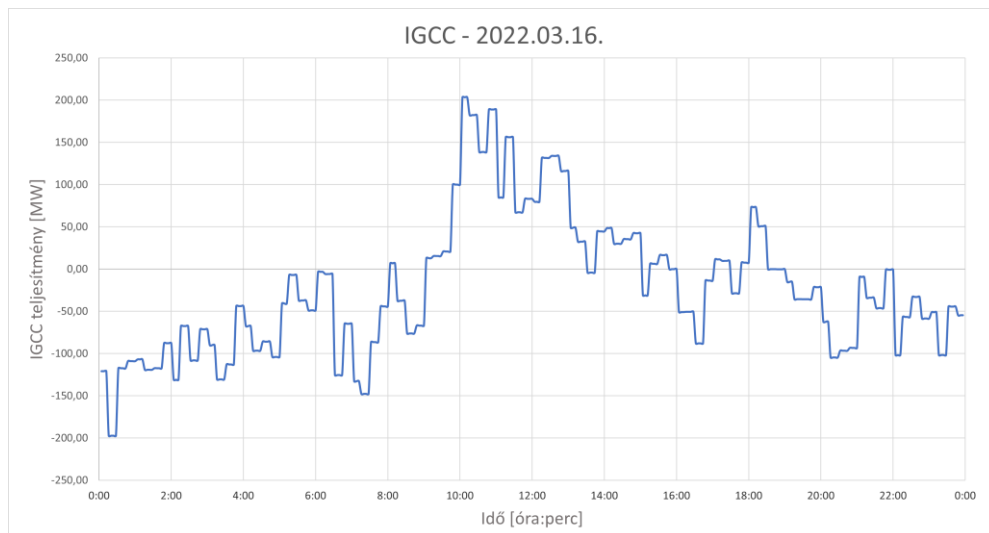
Az algoritmus figyelembe veszi a határkeresztező kapacitások szűkösségét. A szabad kapacitásokat az ún. XBC (Cross-Border Capacity) reprezentálja. A piaci folyamatok minden esetben prioritást élveznek, így a rendelkezésre álló szabályozási kapacitás a következőképp számolandó:

$$XBC = NTC - AAC \quad (6)$$

Ahol,

- XBC – Szabad kapacitás [MW]
- NTC – Nettó átviteli kapacitás [MW]
- AAC – Alokált kapacitások [MW]

Az AAC (Already Allocated Capacity) a valós időhöz legközelebb lévő, intraday piac GCT után fennmaradó teljesítményt jelenti.



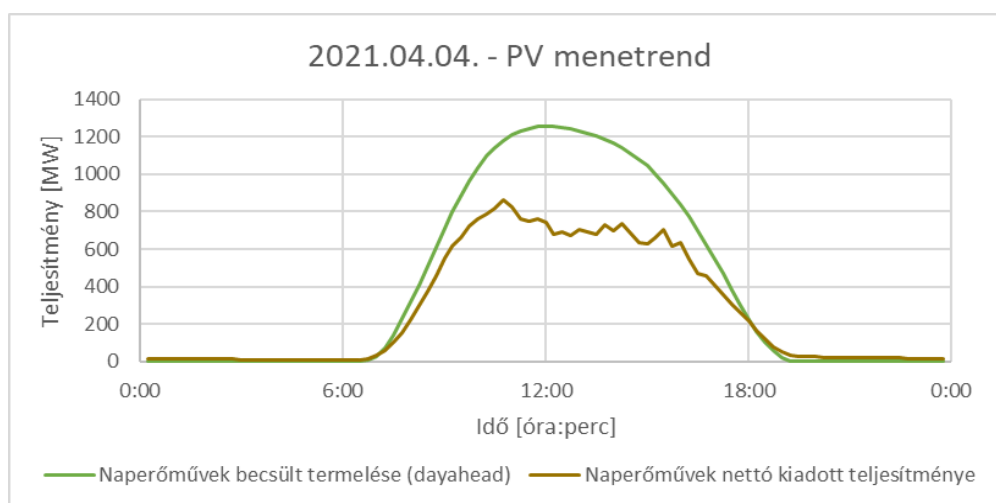
11. ábra napközi IGCC szabályozás

A grafikonon Magyarország egy napi IGCC szabályozása látható 4 perces felbontásban. Jól látható, hogy a nap folyamán többször előjelet vált, és sokszor előfordulnak hirtelen, akár 100 MW körüli ugrások is. Az IGCC szabályozással a MAVIR szempontjából nehéz tervezni, éppen ezért az előre aktiválásban is további nehézségeket, bizonytalanságokat okoz. Egy ilyen együttműködésben való részvétel a

reaktív aktiválási filozófiának nyújt jobb körülményeket. Ennek ellenére Európában több alapvetően proaktív TSO is tagja az IGCC-nek.

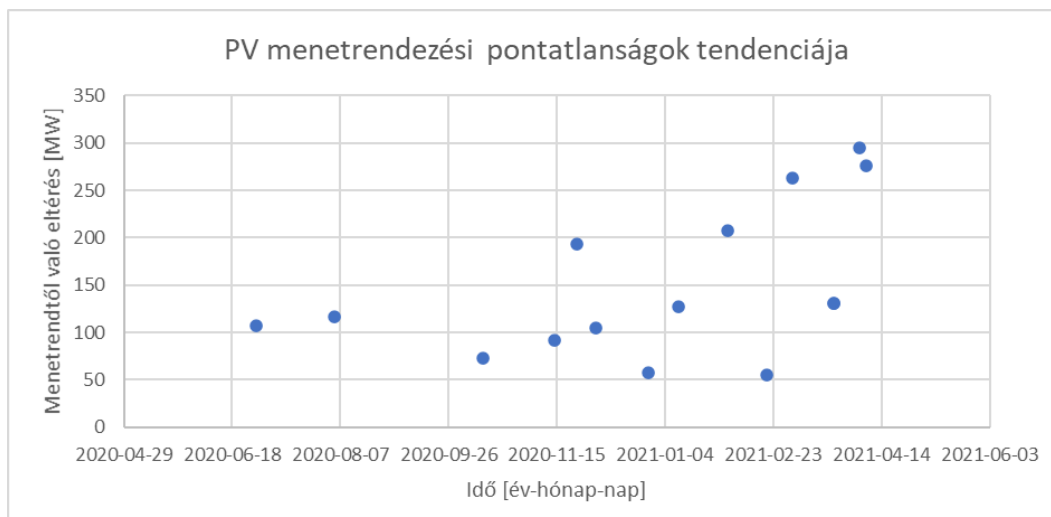
6.7 Megújuló energiaforrások hatása

A proaktív aktiválás alapja, hogy a várható kiegyenlítetlenség függvényében, ha szükséges, és gazdaságilag optimális, előre mFRR tartalékot aktiválunk. A kiegyenlítetlenség becslése azonban egyre csak nehezebb feladattá válik az időjárásfüggő megújuló energiaforrások elterjedésével. Bizonytalan termelésük nagyban megnehezíti a menetrendezést, ami csak sztochasztikus módszerek segítségével lehetséges. A MAVIR a megújuló termelés menetrendjét az OMSZ (Országos Meteorológiai Szolgálat) adatszolgáltatásával, illetve speciálisan megújuló energiaforrások termelésének előrejelzésével foglalkozó cégek segítségével hozza létre. Az ilyenfajta becslés azonban rendkívül nehéz feladat, ezért gyakori, hogy a valós termelés több száz megawattal eltér az előrejelzett menetrendtől. Ilyen mértékű pontatlanság könnyen vezethet mFRR tartalékok aktiválásához. Korábbi vizsgálataimban megállapítottam, hogy reaktív aktiválási módszert alkalmazva, 2020. június és 2021 augusztus közötti időszakban 29 mFRR aktiválás történt, melyből vélhetően 15 esetben a megújuló menetrendek pontatlansága vezetett a szélsőséges rendszerállapothoz. Az ok könnyen felismerhető a szabályozási igény napon belüli eloszlásából. Az ilyen mFRR igénybevételek jellemzően 10 óra körül válnak szükségessé, és délután 4-5 óra fele áll vissza a kiegyenlítetlenség aFRR-rel kipótolható mennyiségre. Ez megfeleltethető a Magyarországon leginkább számottevő naperőművek termelési karakterisztikájával.



12. ábra PV menetrend

Magyarországon az ipari méretű (50 kW és afeletti) naperőművek beépített teljesítménye hamarosan eléri a 2 GW-os teljesítményt, és további jelentős növekedés várható. Ha a megújuló menetredek pontatlanságából fakadó mFRR aktiválásokat vizsgáljuk, az látható, hogy egyre gyakoribbak és súlyosabbak az ilyen események.



13. ábra PV menetredezési pontatlanságok tendenciája

Az időjárás, és ebből fakadó termelés előrejelzések fejlődése nehezen tart lépést a sztochasztikusan viselkedő termelőegységek terjedésével. Ilyen körülmények között a rendszer kiegyenlítetlensége nagyon gyorsan változhat, ami nagyon megnehezíti az előrejelzés, és a proaktív aktiválást. Ha például előre aktiválunk pozitív irányú mFRR tartalékot, és váratlanul kitisztul az ég az ország felett, akkor könnyen előfordulhat, hogy negatív irányú keresztszabályozásra lesz szükség, ami gazdasági szempontból elkerülendő.

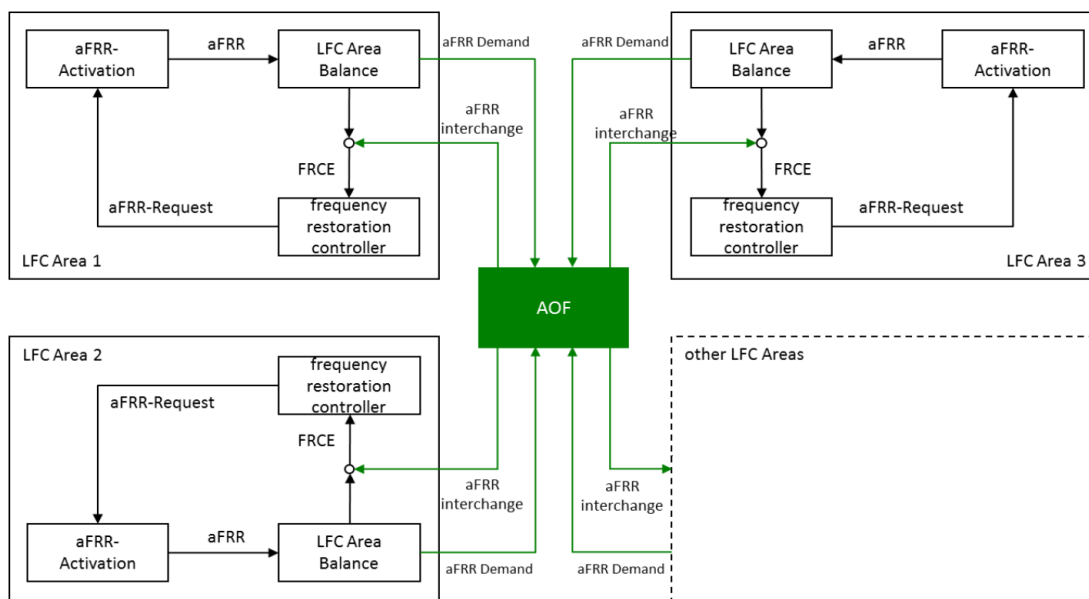
Az energiaszektor ilyen gyors mértékű változása, az időjárásfüggő energiaforrások beépített teljesítményének robbanásszerű növekedése tehát nem teremt megfelelő körülményeket a proaktív aktiválási módszerre való áttérésre.

6.8 Proaktív aktiválás jövője – MARI, PICASSO

A következő pár évben nagy változások fognak bekövetkezni a szabályozási tartalékok piacán. A MARI (Manually Activated Reserves Initiative) és PICASSO (Platform for the International Coordination of aFRR and Stable System Operation) olyan nemzetközi együttműködések, melyek többek között az mFRR, illetve aFRR piacokat egyesíti Európa szinten. Ez azt jelenti, hogy az erőművek által kínált termékek egy nemzetközi piacra kerülnek, és bármely TSO igénybe veheti szolgáltatásukat egy

közös MOL lista alapján. Az együttműködések célja a villamosenergia-piac gazdasági hatékonyságának növelése. Ez egységben van az ENTSO-E által meghatározott nemzetközi együttműködéssel kapcsolatos célokkal.

A PICASSO esetében az aFRR piacegyesülés megvalósítása a cél. Ehhez elsősorban szükséges az együttműködésben résztvevő szabályozási területek aFRR termékének szabványosítása. Ez magába foglalja az ajánlatok minimális teljesítményét, a felbontását, érvényességi időszakát, illetve a teljesí aktiválási idő (FAT – Full Activation Time) hosszát. Európában jellemzően 1 vagy 5 MW a minimum teljesítmény. A PICASSO bevezetésével ez 1 MW-ra lesz rögzítve. Az ajánlatok maximális értéke 9999 MW lehet. A szabványosított ajánlat felbontása szintén 1 MW lesz. Az ajánlatok 15 percig lesznek elérhetőek, azaz ennyi ideje van a TSO-nak elfogadnia azokat, és igénybe venni a BSP szolgáltatását. A legfontosabb paraméter a teljes aktiválási idő. Ennek meghatározásánál sok paramétert kellett figyelembe venni. Egyes szabályozási területeken 2-3 perces FAT-eket, míg máshol (például Magyarország) 12,5 illetve 15 perces aktiválási időket alkalmaznak. Ha a szabványos értéket túl alacsonyra választják, fennáll a veszélye, hogy a jelenleg hosszabb FAT-el rendelkező területek BSP-ei műszaki okokból nem lesznek képesek ilyen gradiensű szabályozásra. A PICASSO szabványos ajánlatban 5 perc áll a BSP rendelkezésére az aktiválási kérelmet követően, hogy elérje a kínált teljesítményt. A PACIASSO legfontosabb szerve az optimalizációs funkció (AOF – Activation Optimization Function), melynek feladata a TSO-k által szolgáltatott információ alapján az igénybevehető ajánlatok kiosztása a rendszerirányítók számára. A TSO információt fog szolgáltatni a rendszerének szabályozási állapotáról, a rendelkezésre álló határkapacitásairól, illetve elküldi a kialakult helyi MOL-t (LMOL – Local Merit Order List). Az AOF ezekből az információkból hozza létre a közös MOL-t (CMOL – Common Merit Order List), majd az kiosztja a szükséges aFRR tartalékokat.



14. ábra AOF működése [13]

Az kézi frekvencia-helyreállítási tartalékok piacintegrációját magába foglaló platform a MARI elnevezést kapta. A PICASSO-hoz hasonlóan az mFRR ajánlatokat is egységesíteni kell. Az alapvető paramétereken kívül további nehézséget okoz az egyes TSO-k különböző aktiválási filozófiája. Míg egy proaktív TSO a várható kiegyenlítetlenségnek függvényében szükség esetén előre szeretne mFRR tartalékot igénybe venni, addig egy reaktív TSO a kialakult rendszerállapotról valós időben reagálva szeretné megoldani a rendszer szabályozását. Éppen ezért a MARI ajánlatait két fő aktiválási típusba sorolhatjuk, amik az ütemezett ajánlat, illetve a közvetlen ajánlat. Az ütemezett ajánlat aktiválási időpontja pontosan 7,5 perccel a szállítási időszak előtt lehetséges. A kezdési idő után összesen 12,5 perce van a BSP-nek a szabályozás végrehajtására. Ha nem kap parancsot a következő szállítási időszakra, akkor 12,5 perce van a deaktiválásra. Az ütemezett ajánlat tipikusan a már lekötött aFRR tartalékok felszabadítására, illetve a proaktív aktiválásra lesz alkalmas. A közvetlen ajánlatnál a kezdési időpont kötetlenebb. Az adott ajánlat legkorábbi aktiválási ideje a szállítási időszak előtt 7,5 perc, míg a legkésőbb a szállítási időszak kezdete után 7,5 perc. A közvetlen ajánlat feladata a nagyobb kiegyenlítetlenségek kezelése lesz a szállítási időszak közben.

Egy ilyen piacintegráció nagy hatással lesz a rendszerszintű szolgáltatások árára. A résztvevő TSO-k szabályozási területein lévő erőművek között nagy különbségek vannak. Amíg Magyarországon a szabványos aFRR aktiválási idő 15 perc, úgy az északi országokban ez akár 2-3 perc is lehet. Annak érdekében, hogy a piacegyesülés

után minden szereplő versenyképes maradjon, a MARI egységes mFRR, míg a PICASSO egységes aFRR terméket definiál. Az ENTSO-E technikai és gazdasági szempontok figyelembevételével a szabványos mFRR aktiválási idejét 12,5 percre, míg aFRR-nél 5 percre határozta meg. Ez a változás nagy kihívást fog jelenteni a magyar erőművek számára, hiszen technológiai fejlesztések árán fogják tudni teljesíteni az új paramétereket. Ezen felül eddig hazánkban csak 10-15 erőmű versengett egymással, a piacegyesülés után Európa szinte összes erőművével kell versenyképesnek maradni.

A megváltozott standard termékek azonban nagyobb flexibilitást adnak a TSO-k, így a MAVIR számára. Ez elősegítheti a proaktív mFRR aktiválás bevezetését. Mivel csökkenni fog az mFRR aktivációs ideje, így rövidebb időre kell majd előre becsülni, ami javítani fogja az algoritmus pontosságát. Továbbá várhatóan az eddigiekkel szemben sokkal nagyobb árkülönbség lesz az aFRR és az mFRR termékek között. Mivel az ötperces aktiválási idővel rendelkező aFRR termék sokkal gyorsabb, dinamikusabb, ezért várhatóan magasabb lesz az ára a nemzetközi piacokon, mint a lomhább mFRR tartaléké. Ez tovább fogja erősíteni a proaktív aktiválási módszer relevanciáját.

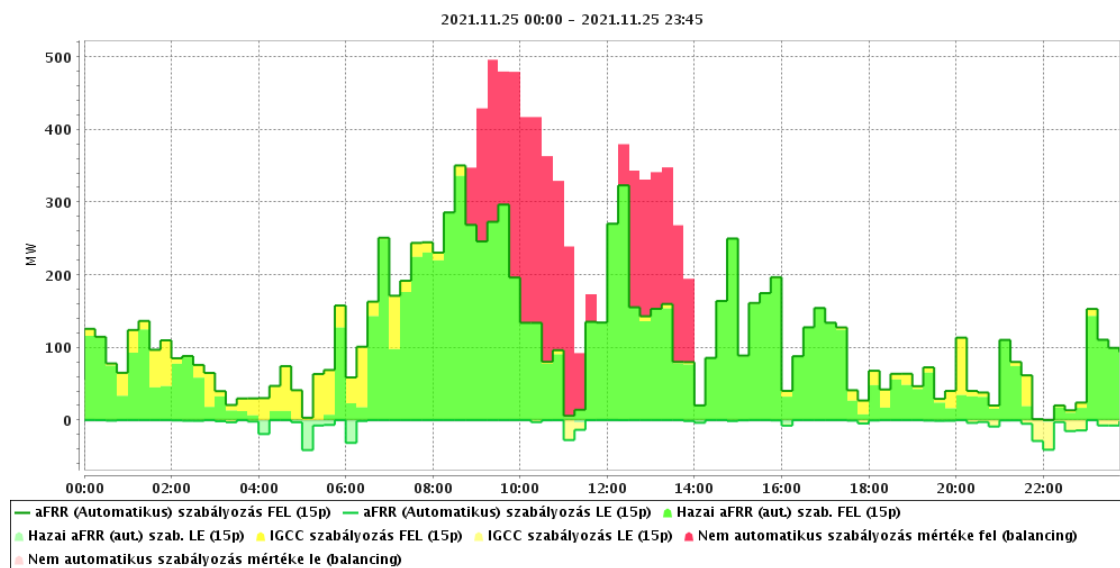
A két platform tervezett indulási időpontja 2022 Q3. Tekintettel a jelentős fejlesztési igényekre (mind MAVIR, mind erőművi oldalon - beleértve a szükséges IT rendszereket is), a MAVIR derogációs kérelmet nyújtott be a MEKH-hez, és így várhatóan 2024 Q3-ban fog csatlakozni a MARI és PICASSO platformokhoz.

7 Költségszámítás

A reaktív aktiválás során először az aFRR tartalékok vannak felhasználva egészen addig míg a fennmaradó aFRR kritikus érték alá csökken. Nagyobb kiegyenlítetlenség esetén a TSO a lista alján szereplő drágább ajánlatokat is igénybe veszi, miközben rendelkezésre áll olcsóbb mFRR tartalék. A kézi frekvencia-helyreállítási tartalék ajánlatok azonban *fill or kill* típusúak, azaz kötelező igénybe venni a teljes felajánlott teljesítményt. Abban az esetben, ha a rendszerirányító a szükségesnél nagyobb mFRR tartalékot aktivál, keresztszabályozásra van szükség, ami pluszköltségeket jelent. Ha pontosan meg tudjuk becsülni a várható kiegyenlítetlenséget, akkor megvizsgálhatjuk, hogy van-e olyan olcsóbb mFRR ajánlat, amit keresztszabályozás kockázata nélkül előre elindíthatunk, ezzel megelőzve a drágább automatikus FRR aktiválását. A módszer hatékonyságának vizsgálatára MS Excel Solver funkciójának használatával készítettem el modelletem, mely két fő részből áll. Az egyik modell reaktív logikával választja ki az FRR MOL-okból az aktiválandó ajánlatokat, míg a másik a proaktív módszer szerint válogat. A vizsgálathoz egy általam kiválasztott nap minden negyedórájára kiszámoltam a rendszerirányító költségeit. Végeredményül megkaptam, mennyivel lenne olcsóbb a proaktív logika alkalmazása az adott napra. A szükséges kiegyenlítetlenség becslést ideálisnak feltételeztem, mintha tökéletesen előre jelezhető lenne a rendszerállapot. Ehhez az adott nap kiegyenlítetlenség görbáját használtam, melyet a MAVIR honlapján megtalálható adatpublikációból vettem.

7.1 Vizsgált nap bemutatása

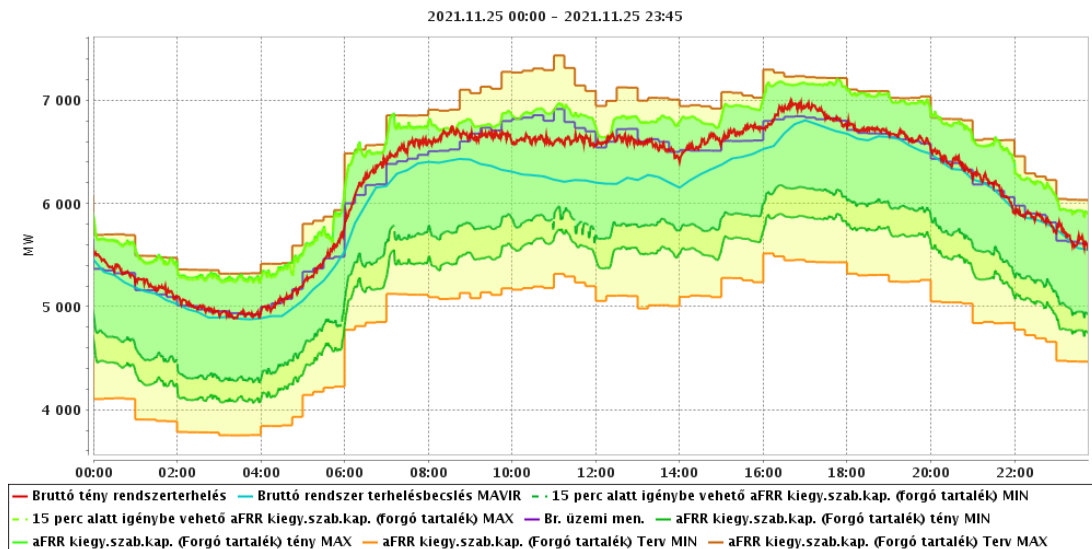
A költségoptimalizálás bemutatására 2021 november 25.-ei napot választottam.



15. ábra 2021.11.25. aktivált FRR [13]

Ennek oka, hogy ez a nap nagyon tipikus kiegyenlítetlenség görbével rendelkezik. Könnyen felismerhető benne a naperőművek jellegzetes napközi karakterisztikája. Szinte egész nap hiányos a rendszerállapot, azaz pozitív a kiegyenlítetlenség. Ennek oka valószínűleg, hogy az időjárás előrejelzés napos időt, és magas naperőmű termeléseket jósolt, de a valóságban felhős, borús lett az idő. Ezt a keletkezett hiányt a MAVIR-nak frekvenciahelyreállítási tartalékokból kellett pótolnia. A maximális hiány 500 MW körül alakult a délelőtti órákban.

Hogy jobban megértsem az aktiválás logikáját, összevettem az aktivált tartalékokat a szintén MAVIR adatpublikációból vett rendszer adatokkal. A 14. ábrából jól kivehető, hogy a nap során két mFRR aktiválási döntés született. Az első 8:45, míg a másik 12:15 körül.



16. ábra 2021.11.25. rendszerállapot [13]

A rendszer adatokból leolvasható, hogy pont ezekben az időpontokban fogyott el szinte teljesen az aFRR tartalék, ami teljes mértékben indokolja a felszabadításukat mFRR-rel, hiszen mindig kell maradnia 40-50 MW aFRR tartaléknak. Ennek értéke az mFRR aktiválás után visszaáll 100-200 MW-ra. Ennél az esetenél jól megfigyelhető a jelenleg alkalmazott módszer reaktív jellege. Továbbá látható, hogy a bruttó rendszerterhelés is egész nap a terhelésbecslés felett van, ami szintén magyarázza a szélsőséges rendszerállapotot.

7.2 Modell bemutatása

Célom az volt, hogy létrehozzak egy olyan modellt, ami a MOL listákból, illetve becsült kiegyenlítetlenségből, mint *input* adatok, képes kiszámolni minden negyedóra az optimális aktiválások költségeit. Proaktív módszer esetében a cél a költség minimalizálása. Az aFRR és mFRR MOL-okat együtt, ár szerint csökkenő sorrendben adtam meg a számításokhoz. A modell a legolcsóbb ajánlattól kezdve a drágábbakig aktivál, és számolja ki a költségeket. Fontos funkció, hogy az mFRR ajánlatok esetében csak a teljes mennyiség aktiválható vagy semmi. Az aFRR ajánlatoknál 0-tól a felajánlott teljesítményig 1 MW-os felbontásban bármennyit igénybe vehet a rendszerirányító.

A reaktív modellben csak akkor szabad mFRR ajánlatot igénybe venni, ha a még nem aktivált aFRR tartalék szükséges. Ebben az esetben az aktivált aFRR-re

maximalizáltam, továbbá megadtam egy korlátot, hogy nem csökkenhet 50 MW alá az aktiválható automatikus frekvencia-helyreállítási tartalék.

Az 7. táblázatban 9:30-as negyedóra kismért értékek láthatóak, amihez a 9:00-ás MOL-okat kell figyelembe venni. Ebben az időintervallumban 495 MW-os kiegyenlítetlenség jellemezte a rendszert. A lista tartalmazza az ajánlat típusát (mFRR vagy aFRR), a felajánlott teljesítményt MW-ban, illetve annak árát Ft/MWh dimenzióban. Mivel feltételeztem, hogy ismerjük a pontos várható rendszerállapotot, a proaktív modellben aktivált mFRR minden esetben előre aktivált.

7. táblázat Költségoptimalizálás: 9:30-9:45

MOL (9:00-10:00)			PROAKTÍV		REAKTÍV	
Piac	Teljesítmény [MW]	ár [Ft/MWh]	aktivált [MW]	költség [Ft]	aktivált [MW]	költség [Ft]
aFRR	15	126 275	15	473 531	15	473 531
aFRR	50	130 018	50	1 625 225	50	1 625 225
aFRR	153	130 350	153	4 985 888	153	4 985 888
aFRR	5	137 016	5	171 270	5	171 270
aFRR	3	142 955	3	107 216	3	107 216
aFRR	33	254 652	5	318 315	33	2 100 879
aFRR	4	259 000	0	0	4	259 000
aFRR	35	260 000	0	0	20	1 300 000
aFRR	5	260 000	0	0	0	0
aFRR	5	260 000	0	0	0	0
aFRR	25	260 000	0	0	0	0
mFRR	18	156 999	18	706 496	18	706 496
mFRR	171	157 000	171	6 711 750	171	6 711 750
mFRR	147	159 000	0	0	0	0
mFRR	148	160 000	0	0	0	0
mFRR	10	162 000	0	0	10	405 000
mFRR	11	162 000	0	0	11	445 500
mFRR	25	162 000	25	1 012 500	0	0
mFRR	30	162 000	30	1 215 000	0	0
mFRR	162	162 000	0	0	0	0
mFRR	1	162 000	1	40 500	1	40 500
mFRR	1	162 000	1	40 500	1	40 500
mFRR	1	162 000	1	40 500	0	0
mFRR	1	162 000	1	40 500	0	0

8. táblázat Eredmény: 9:30-9:45

	PROAKTÍV	REAKTÍV
aFRR [MW]	231	283
mFRR [MW]	248	212
Összköltség [Ft]	17 489 190	19 372 754

A proaktív modellben nincs olyan korlát, hogy igénybe kell venni az aFRR nagy részét, mielőtt mFRR-t aktiválnánk. Éppen ezért több kézi frekvencia-helyreállítási tartalékot használ ez a módszer. Ezzel szemben a reaktív modellben ekkora kiegyenlítetlenség mellett meg kell venni a MOL alján lévő drágább aFRR termékeket is. A proaktív modell erre a negyedóra közel 2 millió forinttal olcsóbb eredményt adott, mint a reaktív.

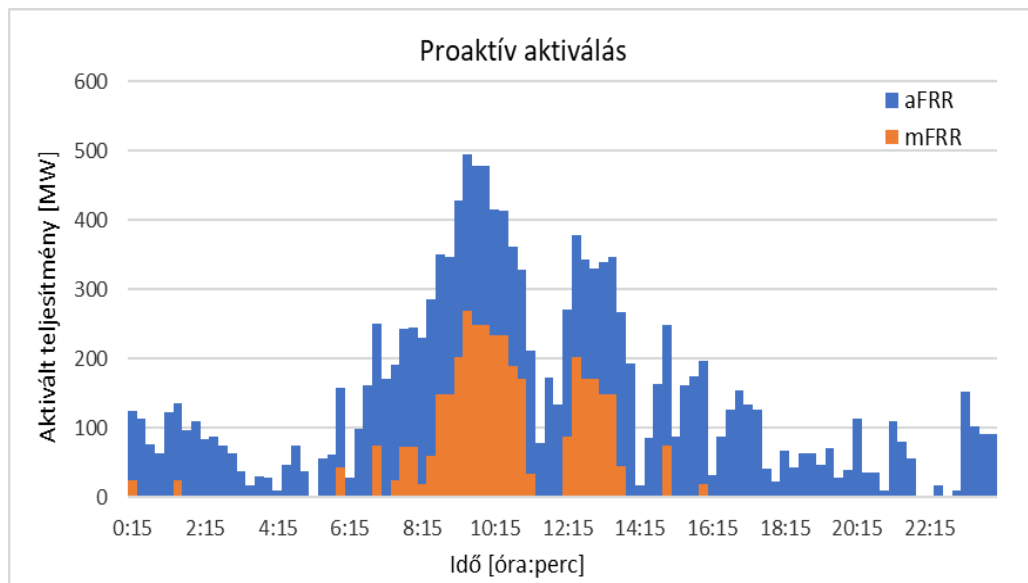
7.3 Eredmények

Ahhoz, hogy átfogóbb képet kapjak, elvégeztem a költségoptimalizálást a vizsgált nap összes negyedőrájára, majd összesítettem az eredményeket.

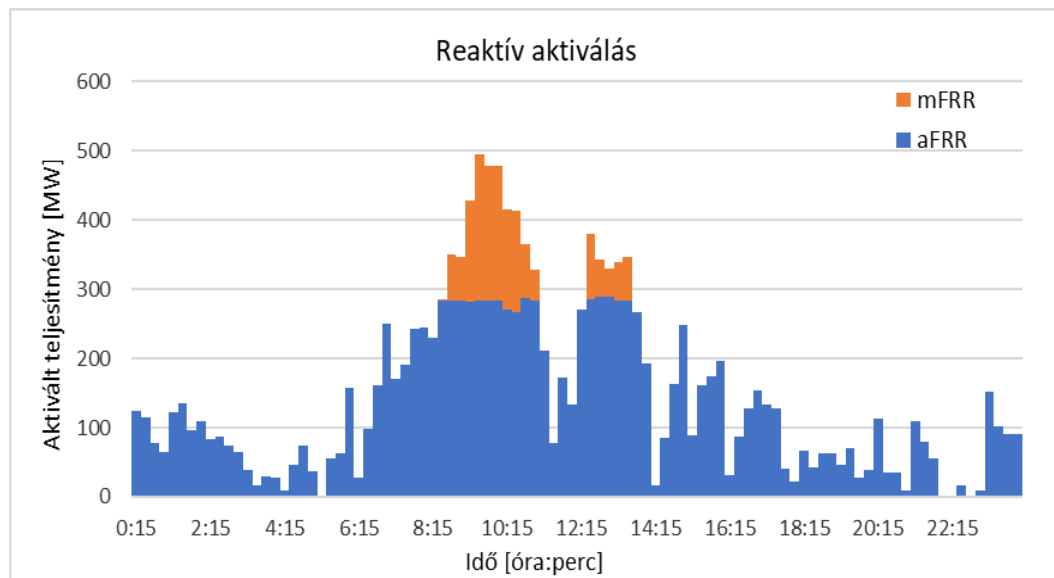
9. táblázat Eredmények

Proaktív napi költség [Ft]	460 991 698
Reaktív napi költség [Ft]	503 161 124
Nyereség [Ft]	42 169 425
Nyereség [%]	8,38%

A két kiválasztási módszer logikájából adódóan kisebb kiegyenlítetlenségeknél az aktiválások megegyeztek, míg szélsőségesebb rendszerállapotban a proaktív aktiválás volt olcsóbb. A teljes napra 8,38 %-os megtakarítást lehet elérni abban az esetben, ha tökéletesen becsüljük a rendszer kiegyenlítetlenségeit. Az aktivált tartalékokat ábrázolva a következő eredményeket kaptam:



17. ábra Proaktív aktiválás



18. ábra Reaktív aktiválás

Reaktív esetben az aFRR tartalékot ábrázoltam a hisztogram aljára, hiszen az az elsődleges termék. Ezzel szemben proaktív esetben az mFRR előre lett aktiválva, míg az automatikus frekvencia-helyreállítási tartalék kipótolja a maradék hiányt.

7.4 Értékelés

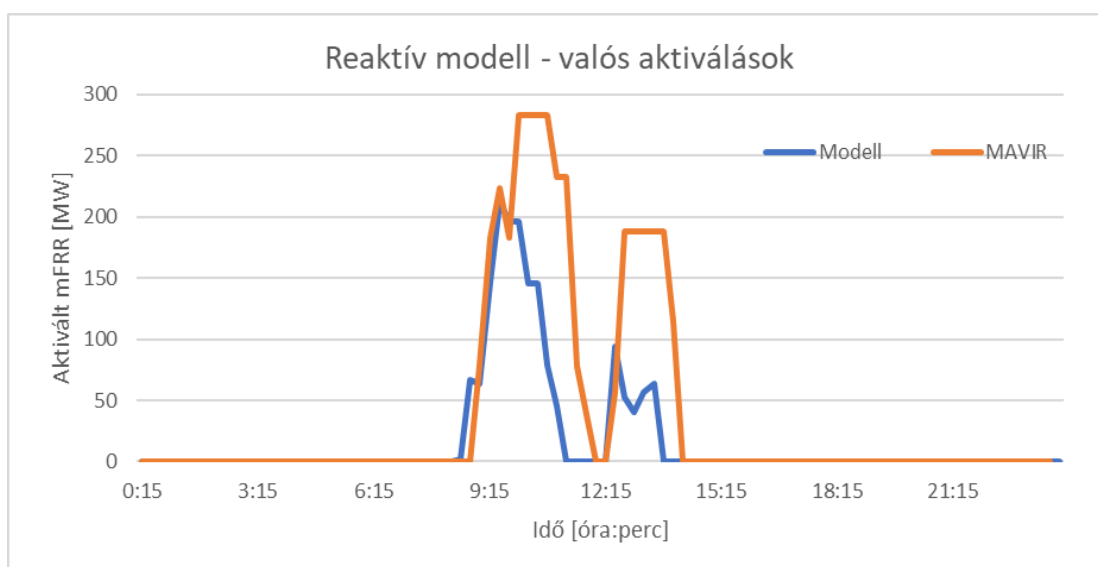
7.4.1 Kiegyenlítetlenség becslése

Az eredményeket vizsgálva több megállapítást tettem, hol lehetne javítani, a valósághoz közelíteni a matematikai modelletem. Az első, és egyik legfontosabb

szempont, hogy a kiegyenlítetlenséget 100%-os pontossággal előre jelezni nem lehetséges. Mint termelői, mint fogyasztói oldalról rengeteg sztochasztikus jellegű tényező befolyásolja a rendszerállapot alakulását. Ezen felül számolni kell nem tervezett erőművi kiesésekkel, üzemzavarokkal. Ennek főként negatív irányú szabályozás esetén van jelentősége. Ha a TSO előre aktivál negatív irányú mFRR tartalékot, majd kiesik egy nagyobb termelőegység, akkor jelentős keresztszabályozásra lesz szükség. A jövőben a menetrendek, és azok becslésének pontosságának részletes vizsgálatával fogok meghatározni egy jósági tényezőt a kiegyenlítetlenség becslésére.

7.4.2 Reaktív aktiválás

Az általam kiszámolt reaktívan aktivált tartalékok, és a valóságban történt rendszerirányítói aktiválások eltérnek egymástól. Ennek fő oka, hogy a modellem nem veszi figyelembe az mFRR tartalékot biztosító termelőegységek fizikai jellemzőit.



19. ábra Reaktív modell - valós aktiválások

Ez főképp a délutáni aktiválásnál figyelhető meg. Körülbelül 12:00-kor a MAVIR rendszerirányító mérnöke igénybe vett mFRR tartalékot. A következő fél órában azonban a kiegyenlítetlenség visszaesett, a tartalékot azonban nem lehet visszavonni. Ezzel szemben a modellem még a felfutási szakasz közben csökkentette az aktivált teljesítményt, a kiegyenlítetlenség pontos ismeretében. Ez a valóságban nem lehetséges. A továbbiakban figyelembe kell venni a szabványos, mFRR termék (3. ábra) „trapéz” alakját.

A másik fontos hiányossága a reaktív módszerre jellemző diszpécseri döntéshozatal fontosságából ered. A rendszerirányító mérnök sokszor kerül olyan helyzetbe, ahol vagy kockáztatja, hogy elfogy az automatikus frekvencia-helyreállítási tartalék, vagy további mFRR-t aktivál. Ilyenkor szinte minden esetben az utóbbit választják, ami azonban sokszor keresztszabályozást von maga után.

7.4.3 IGCC hatása

A vizsgálataim során nem vettem figyelembe a 6.6-os fejezetben taglalt, jelentős bizonytalanságot okozó IGCC hatását. Olyan napot választottam a bemutatásra, melynél nem volt jelentős mértékű IGCC. Ezzel túlbecsültem mind a reaktív, mint a proaktív módszer költségeit, hiszen az IGCC teljesítmény a három közül legolcsóbb szabályozási forma. A jövőben szeretném figyelembe venni ezt a hatást a modellemben.

8 Összefoglalás

Dolgozatomban bemutattam a rendszerszintű szolgáltatásokat, és azok piacát, illetve beszerzését. Ezután ismertettem a két fő aktiválási filozófiát, ami a proaktív, és reaktív módszer. Munkám célja a hazai piaci és szabályozási környezet vizsgálatával meghatározni a MAVIR számára legmegfelelőbb eljárást. Első szempontom az intraday-piac volt, azon belül pedig az egyik fontos tényezőt, a piac zárási időpontját (GCT) vizsgáltam. Második indikátorom a kiegyenlítő energia elszámolásának módszere volt, ahol külön kitértem az árazás, az időbeli felbontás (ISP), illetve a TSO által biztosított transzparencia fontosságára. Ezután megvizsgáltam a hazai mFRR és aFRR tartalékok rendelkezésre állását.

Munkám során megvizsgáltam azon tényezőket, amik jelentősen megnehezítik az rendszerállapot előrejelzést. Külön elemeztem a termelési és fogyasztó oldali menetredek pontatlanságának okai. Megállapítottam, hogy a megújuló energiaforrások terjedése egyre növekvő bizonytalanságot okoz a rendszerben, ami nem kedvez a proaktív módszernek. Továbbá megvizsgáltam az IGCC nemzetközi együttműködés hatását a kiegyenlítetlenség becslésére.

A következő pár évben nagy változások fognak bekövetkezni a szabályozási tartalékok piacán. Éppen ezért elengedhetetlen a MARI és PICASSO utáni változások vizsgálata a megfelelő aktiválási módszer megállapítása előtt. Az aktiválási idők csökkenése kedvező a proaktív módszernek, mivel csökkenni fog az mFRR aktivációs ideje, így rövidebb időre kell majd előre becsülni. Továbbá az aFRR termékek aktiválási idejében nagyobb szigorítások lesznek, ezért egy gyorsabb, de drágább termék lesz standardizálva.

Végezetül rátértem a proaktív aktiválási módszer mögött rejlő fő motiváció vizsgálatára, a költségoptimalizálásra. Két azonos környezetben létrehozott, de más logikát alkalmazó modellt hasonlítottam össze, hogy eredményül a proaktív módszerrel megtakarítható költségeket kapjam. Vizsgálataimat egy konkrét, általam kiválasztott napra végeztem el. Végeredményként azt kaptam, hogy 8,38%-os megtakarítás érhető el a proaktív aktiválási filozófia alkalmazásával. Fontos megjegyezni, hogy az általam feltételezett ideális kiegyenlítetlenség becslés nem lehetséges a valóságban. Ezen felül dolgozatomba rámutatok egyéb hiányosságokra is a modellel kapcsolatban.

A megfelelő aktiválási módszer kiválasztása további vizsgálatokat és a költségoptimalizálás pontosítását igényli. Eddigi dolgozatom alapján még nem meghatározható az eredmény, de az látható, hogy a proaktív aktiválási módszer bevezetése sok változtatást igényelne a rendszerirányító jelenlegi piaci, illetve szabályozási környezetében. Ezen felül megállapítható, hogy hatalmas kihívást jelent a kiegyenlítetlenség becslése, melynek kifejlesztése idő és erőforrásigényes folyamat. Munkámat azzal fogom folytatni, hogy a valósághoz minél közelebb vigyem a matematikai modelletem, és ezáltal pontosabb képet kapjak az aktiválási módszer megváltoztatásával járó előnyökről.

Irodalomjegyzék

- [1] A magyar villamosenergia-rendszer Kereskedelmi Szabályzata
Letöltve:2022.03.02.
- [2] Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (MEKH) 2502/2021
rendelet Letöltve: 2021.11.04.
- [3] Explanatory Document to all TSOs' proposal for the implementation framework
for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency
restoration reserves with manual activation Letöltve:2022.03.11
- [4] Anselm Eicke, Oliver Ruhnau, Lion Hirth, Electricity balancing as a market
equilibrium: An instrument-based estimation of supply and demand for
imbalance energy, Energy Economics, Volume 102 Letöltve: 2022.04.22.
- [5] M. Håberg and G. Doorman, "Classification of balancing markets based on
different activation philosophies: Proactive and reactive designs," 2016 13th
International Conference on the European Energy Market (EEM), 2016, pp. 1-5,
doi: 10.1109/EEM.2016.7521272. Letöltve: 2022.04.06.
- [6] M. Håberg and G. Doorman, "Proactive planning and activation of manual
reserves in sequentially cleared balancing markets," 2017 IEEE Electrical Power
and Energy Conference (EPEC), 2017, pp.1-6doi:10.1109/EPEC.2017.8286186.
Letölve: 2022.02.24.
- [7] ENTSO-E Imbalance Netting – www.entsoe.eu Letöltve: 2022.04.27.
- [8] ENTSO-E Electricity Balancing in Europe | Guideline - November 2018
Letöltve: 2022.02.15.
- [9] DELIBERATION NO 2017-155: Deliberation by the French Energy Regulatory
Commission of 22 June 2017 on guidelines for the French electricity system
balancing roadmap Letöltve: 2022.04.11.
- [10] Sörös Péter: Rendszerszintű szolgáltatások előadás – Villamosenergia
piacok Letöltve: 2021.11.10.
- [11] Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal 2502/2021 számú
határozat Letöltve: 2021.10.23.
- [12] Accession roadmap for the aFRR-Platform (29 October 2021) Letöltve:
2022.01.09.
- [13] www.mavir.hu adatpublikáció Letöltve: 2021.11.12.

- [14] dr. Farkas Csaba: Primer és szekunder teljesítmény-frekvencia szabályozás jegyzet Letöltve:2021.03.27.
- [15] A BIZOTTSÁG (EU) 2017/2195 RENDELETE - a villamos energia kiegyenlítő szabályozására vonatkozó iránymutatás létrehozásáról Letöltve:2022.01.13.
- [16] Érvényes akkreditációval rendelkező egységek listája és szabályozási tartománya - <https://www.mavir.hu/en/web/mavir/akkreditaciok> Letöltve: 2022.05.01.
- [17] Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing Letöltve: 2022.03.10.