



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

Juhász Kristóf Péter

**ADAPTÍV FREKVENCIAFÜGGŐ
TERHELÉSKORLÁTOZÁS AZ
INERCIACSÖKKENÉS FÉNYÉBEN**

TDK Dolgozat

KONZULENS

Dr. Táci István

Sztráda Gyula

BUDAPEST, 2023

Köszönetnyilvánítás

Dolgozatom elején szeretnék köszönetet nyilvánítani mindazoknak, akik segítettek kutatásomban. Köszönöm tanszéki és ipari konzulensemnek Dr. Táci Istvánnak és Sztráda Gyulának, akik az elmúlt két évben folyamatosan figyelemmel kísérték munkámat. Szeretném továbbá megköszönni tanárainknak Dr. Farkas Csabának, Hartmann Bálintnak és Dr. Vokony Istvánnak, akik tanácsokkal láttak el a kutatás során. Külön köszönöm a MAVIR Zrt.-nek, akik MAVIR Ösztöndíj formájában támogatták a kutatást, valamint az E.ON-nak akik biztosítottak lehetőséget arra, hogy valódi elosztói alállomásban valós FTK rendszer automatikáikat tekintsek meg és FTK-kal foglalkozó kollégákkal konzultáljak. Az, hogy kutatási eredményeim a megvalósításhoz közeli állapotba kerültek az Ő érdemük.

Tartalomjegyzék

Összefoglaló.....	5
Abstract.....	6
1 Bevezetés	7
1.1 Termelői összetétel változás Magyarországon.....	8
1.2 Frekvenciafüggő terheléskorlátozással járó események	9
2 Inercia és stabilitás viszonya	11
2.1 Stabilitás.....	11
2.2 Inercia.....	12
2.3 Az inercia egygépes és többgépes rendszerben [3].....	13
3 Inercia a hálózaton és csökkenésének hatása	15
3.1 Forgó tömeg Magyarországon	15
3.1.1 Termelői oldal inerciája	15
3.1.2 Fogyasztói oldal inerciája.....	17
3.2 Frekvenciaérzékenység	18
3.3 Inerciacsökkenés hatása	19
4 Frekvenciafüggő terheléskorlátozás (FTK)	21
4.1 FTK működése	21
4.2 A magyar rendszer frekvenciafüggő terheléskorlátozása.....	22
4.3 Adaptív FTK lehetőségei	25
5 FTK vizsgálata elektromechanikus tranziens szimulációkkal.....	27
5.1 Szimulációkban használt hálózati modellek	27
5.1.1 IEEE 9 BUS modell	27
5.1.2 IEEE 39 BUS modell	28
5.2 Frekvenciaérzékenységen alapuló adaptív FTK vizsgálata.....	30
5.2.1 Fogyasztói típusok hatása az FTK-ra.....	30
5.2.2 Fogyasztók prioritizálásának hatása a frekvenciastabilitásra	31
5.2.3 FTK működése nagy napelemes termelés mellett.....	32
5.2.4 Frekvenciaérzékenységen alapuló adaptív FTK szimulációk összegzése.....	33
5.3 Fogyasztók leválasztási fokozatainak felülvizsgálása a leágazás gyűjtősínén mért frekvenciaváltozás függvényében	34
5.3.1 Leágazás ROCOF helyfüggésének vizsgálata.....	35

5.3.2	Historikus ROCOF adatok használata adaptív FTK-hoz	38
5.3.3	ROCOF alapú prioritizálási sorrend bevezetése.....	40
6	Adaptív FTK-k összehasonlítása.....	44
6.1	Fogyasztók a hálózaton	44
6.2	Különböző FTK rendszerek a hálózaton	45
6.3	Eredmények összehasonlítása	47
7	Összefoglalás	52
7.1	Konklúzió	52
7.2	Kitekintés	52
	Irodalomjegyzék.....	54

Összefoglaló

Az inercia, avagy tehetetlenség lényeges szerepet játszik a villamosenergia-rendszer frekvenciastabilitásában. A tehetetlenség alapvetően korlátozza a zavarok hatására fellépő nagy frekvenciaváltozásokat, ezzel stabilitást adva a rendszernek. A jelenleg zajló termelői összetétel átalakulásnak köszönhetően a rendszer inerciája csökken. Ez alapvetően abban nyilvánul meg, hogy a konvencionális forgó tömeggel rendelkező nagy erőműveket felváltják a különböző decentralizált megújuló termelői egységek. Az inerciacsökkenés hatására a frekvenciaváltozás sebessége növekszik, üzemzavarok esetén az elért frekvenciaérték szélsőségesebb lehet.

A frekvenciafüggő terheléskorlátozás (FTK) az utolsó védelmi lépcső, amelynek feladata megakadályozni a rendszerösszeomlást frekvenciacsökkenés esetén. A működési elv az, hogy adott frekvenciahatár elérésekor fogyasztókat csatlakoztatunk le a hálózatról, ezzel csökkentve a hiányzó teljesítmény mértékét a rendszerből. A leválasztást követően, a rendszerben maradó terhelések visszahatással vannak a stabilitásra: különböző fogyasztók különböző frekvenciaérzékenységgel rendelkeznek, ezzel alapjáraton eltérő hatást gyakorolva a frekvenciára. Dolgozatomban DIGSILENT PowerFactory környezetben két adaptív frekvenciafüggő terheléskorlátozást elemeztem és hasonlítottam össze: vizsgáltam a fogyasztók frekvenciaérzékenységén alapuló adaptív FTK lehetőségét, valamint a leválasztandó leágazások gyűjtősínjén korábban mért lokális frekvenciaváltozáson alapuló, historikus adaptív FTK lehetőségét is. Azt az eredményt kaptam, hogy a leválasztandó fogyasztók adaptív megválasztása esetén, nagy üzemzavarok alatt kevesebb fokozat kioldásával, azaz kevesebb fogyasztó leválasztásával is képesek vagyunk megállítani a frekvenciacsökkenést. Belátható az, hogy az új eljárások egy minőségibb és megbízhatóbb villamosenergia-rendszert eredményeznek, melyek bevezetése akár hazai, akár európai szinten érdemes lehet.

Abstract

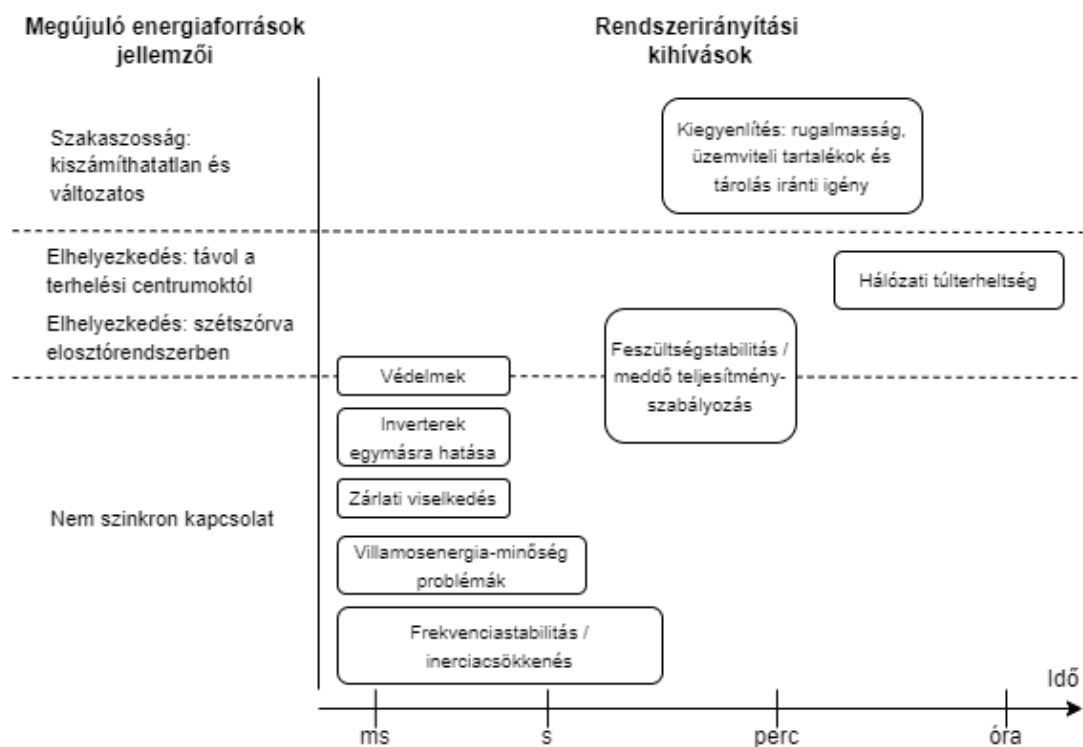
Inertia plays an essential role in the frequency stability. Inertia inherently limits the large frequency fluctuations caused by disturbances, thus providing stability to the system. The inertia of the system is reducing due to the ongoing transformation of the generation mix. This is basically reflected by the replacement of large power plants with conventional rotating mass by various decentralized renewable generation units. The inertia reduction increases the rate of change of the frequency and in the event of a disturbance, the reached frequency value may be more extreme.

Underfrequency load shedding is the last protection element to prevent system collapse. The principle of operation is to disconnect loads from the grid when the threshold frequency is reached, thus reducing the amount of power missing from the system. After disconnection, the loads remaining in the system have influence on stability: different loads have different frequency sensitivities, with different effects on frequency. In my thesis, I have analyzed and compared two adaptive underfrequency load shedding methods in DIgSILENT PowerFactory environment: the possibility of adaptive UFLS based on the frequency sensitivity of the loads and the possibility of historical adaptive UFLS based on the previously measured local frequency change on the busbar of the disconnected branches. The results show that with an adaptive selection of the disconnected loads, we can stop the frequency drop during large disturbances by switching off a smaller amount of loads, i.e. by disconnecting fewer branches. The new methods will result in a higher quality and more reliable electricity system, which may be worth introducing either at national or European level.

1 Bevezetés

A villamosenergia-rendszer termelői összetétele változásokon megy keresztül, amely számos rendszerstabilitásbéli kérdést felvet. A jelenlegi tendenciák, Nemzeti Energiastratégia [1] és Nemzeti Energia- és Klímaterv [2] mind azt mutatja, hogy jelentős megújuló termelőt fog a magyar, valamint európai rendszer integrálni. Hazai szinten ez 2030-ra 6500 MW, 2040-re 11000 MW beépített napelemes kapacitást jelent.

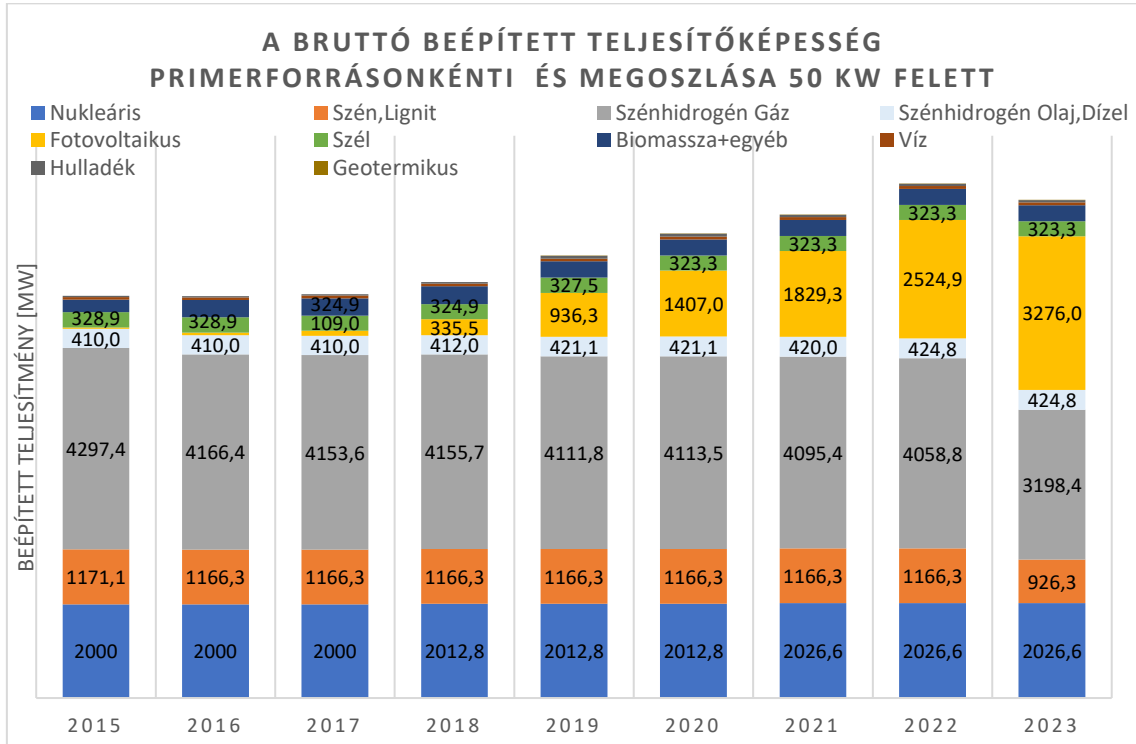
Létesítéskor a hálózatot központosított termelésre tervezték, ahol az energiát nagyerőművekben állítják elő szinkrongenerátorokkal. A megváltozott termelői összetétel számos stabilitási és rendszerirányítási problémát felvet. A napelemes termelők teljesítményelektronikán keresztül csatlakoznak a hálózatra és nem rendelkeznek tehetetlenséggel, mint a fizikai forgó tömeggel rendelkező nagy gépek. A forgó tömeg hiánya következtében a rendszerben problémák léphetnek fel többek közt a frekvenciastabilitásban, villamosenergia-minőségben, védelmek tekintetében és feszültség-meddőteljesítmény egyensúlyának viszonyában [3]. Az **1.1. ábra** összefoglalást ad a kihívásokról a forgó tömeg nélküli termelők karakterisztikái szerint a folyamatokra jellemző időállandóinak függvényében.



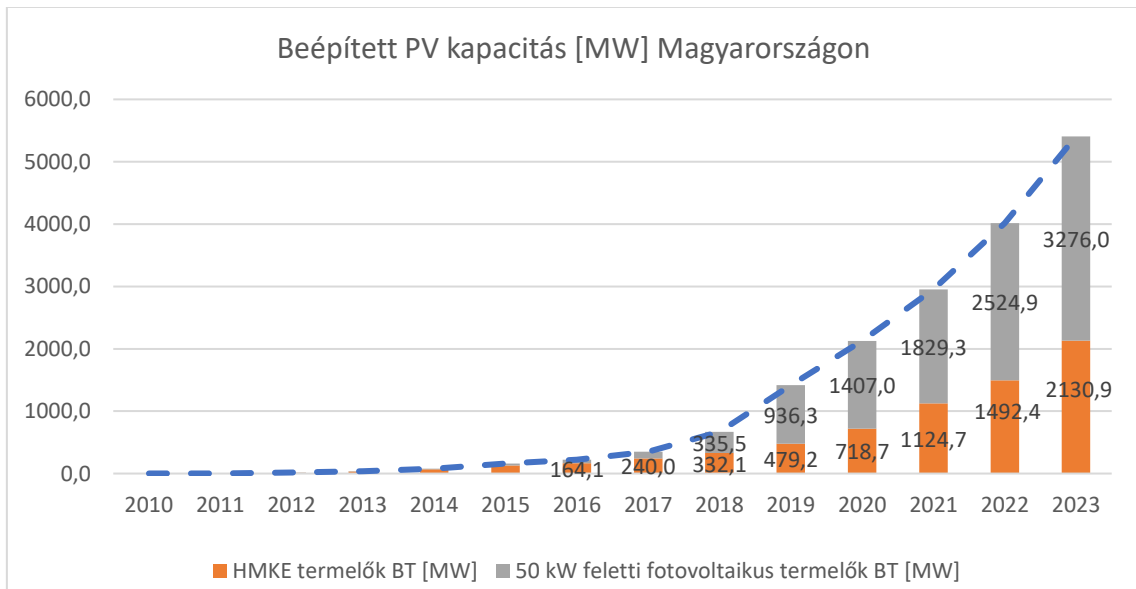
1.1. ábra: Megújuló termelők hatására felmerülő biztonsági kihívások [3]

1.1 Termelői összetétel változás Magyarországon

A jelenlegi magyar energiamix igen színes, több összetevőt is tartalmaz. A Magyarországon jelenlévő bruttó beépített teljesítőképesség primerforrásonkénti megoszlását 50 kW felett a **1.2. ábra** mutatja.



1.2. ábra: A bruttó beépített teljesítőképesség primerforrásonkénti megoszlása 50 kW felett [4]



1.3. ábra: Beépített PV kapacitás [MW] Magyarországon [4]

Jól látható, hogy a tradicionális erőművek részaránya csökken és helyüket a különböző megújuló energiatermelők veszik át. Fontos megjegyezni azonban azt, hogy az energiatermelés nem csak 50 kW felett történik. A háztartás méretű kis erőművek napjainkban már igen nagy teljesítménnyel vannak jelen a hálózaton, melyeknek tendenciáját a **1.3. ábra** mutatja.

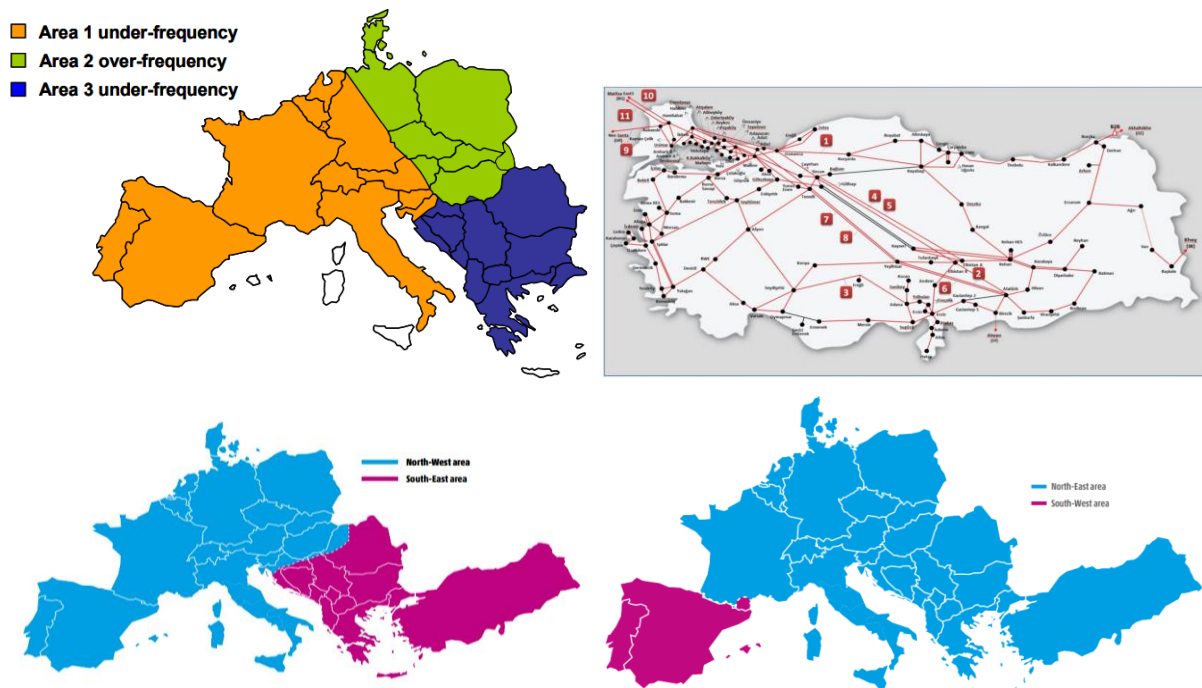
1.2 Frekvenciafüggő terheléskorlátozással járó események

Magyarország a kontinentális európai (Continental Europe – CE) zóna része Európában, amely következtében szinkron járunk a kapcsolódó országokkal. Az összekapcsoltságból eredően az európai rendszerben történő üzemzavarokat, haváriákat mi ugyanúgy megérezzük, mint az az ország, ahol az esemény végbemegy. A frekvenciafüggő terheléskorlátozás az utolsó védelmi elem, melynek feladata megelőzni a rendszerösszeomlást. (A védelmi automatika részletes bemutatása a **4.Frekvenciafüggő terheléskorlátozás (FTK)** fejezetben történik.) Annak ellenére, hogy hazánkban még nem volt szükség az FTK beavatkozására, a közelmúlt jelentős eseményei rámutatnak az FTK vizsgálatának fontosságára.

Az első dátum, amikor Magyarország és a CE rendszer közel került a rendszerösszeomláshoz, az 2006 november 4-én következett be, amikor a kontinentális európai rendszerben az elmúlt 50 év egyik legsúlyosabb üzemzavara történt [5]. Az üzemzavar hatására a CE rendszer három különálló részre szakadt, ahol kettő alrészben alacsony frekvencia érték volt tapasztalható, míg egyben magas frekvencia érték (**1.4. ábra** bal felső térkép). Ezt követően 2015. március 31-én bekövetkezett egy újabb súlyos esemény [6]. Az üzemzavar hatására Törökország levált az Európai rendszerről, amely hasonló jellemzőkkel bírt, mint a 2006-os esemény, nagy áramló teljesítmény, FTK rendszerautomatika működés és erőművi válaszingedmények nem megfelelő működése az alacsony frekvencia tekintetében (**1.4. ábra** jobb felső térkép). Majd 6 évvel később a következő nagy európai rendszerbomlás 2021 januárjában következett be [7], amikor is 8-án az európai kontinentális szinkronterület két területre (az északnyugati és a délkeleti területre) szakadt a védelmi kapcsolások következtében (**1.4. ábra** bal alsó térkép). Majd 5 hónappal rá az Európai rendszer ismét két részre vált szét [8], konkrétan az Ibériai-félsziget, levált a kontinentális európai villamosenergia-rendszer többi részétől. Az Ibériai-félszigeten kialakult frekvenciacsökkenéses állapot miatt Spanyolországban és Portugáliában az első két FTK fokozat, Franciaország délkeleti részén pedig az első FTK fokozat aktiválódott a termelés és fogyasztás egyensúlyának helyreállítása érdekében. Spanyolországban 3561 MW, Portugáliában 680 MW fogyasztást kapcsoltak le védelmi berendezések (**1.4. ábra** jobb alsó térkép).

Kezdetekben a CE együttműködés kialakulásának oka az ellátásbiztonság növelése, a tagállamok közti kisegítés platformjának és lehetőségének kiépítése volt. Napjainkban azonban a villamosenergia-kereskedelem alapvető eszköze, amely segítségével nagy teljesítmények áramolhatnak át a határkeresztező kapacitásokon. A nagy nemzetközi teljesítményáramlás mellett fellépő olyan üzemzavar, amely fontos elemek kiesését eredményezi egy láncreakciót tud elindítani, súlyos esetben akár kaszkádos rendszerbomlásához vezethet az elemek túlterhelődése miatt.

Annak ellenére, hogy hazánk a feljebb felsorolt nagy üzemzavaroktól még „nem szenvedett kárt”, ha figyelembe vesszük a jelenleg zajló tendenciákat, megújuló termelők térnyerése és a nagy üzemzavarok egyre gyakoribb bekövetkezése (2006-2015-2021-2021) belátható az, hogy a villamosenergia-rendszer minden védelmi elemét, még az utolsó védelmi bástyát, a frekvenciafüggő terheléskorlátozást is érdemes megvizsgálni a jelenleg lezajló változások tükrében.



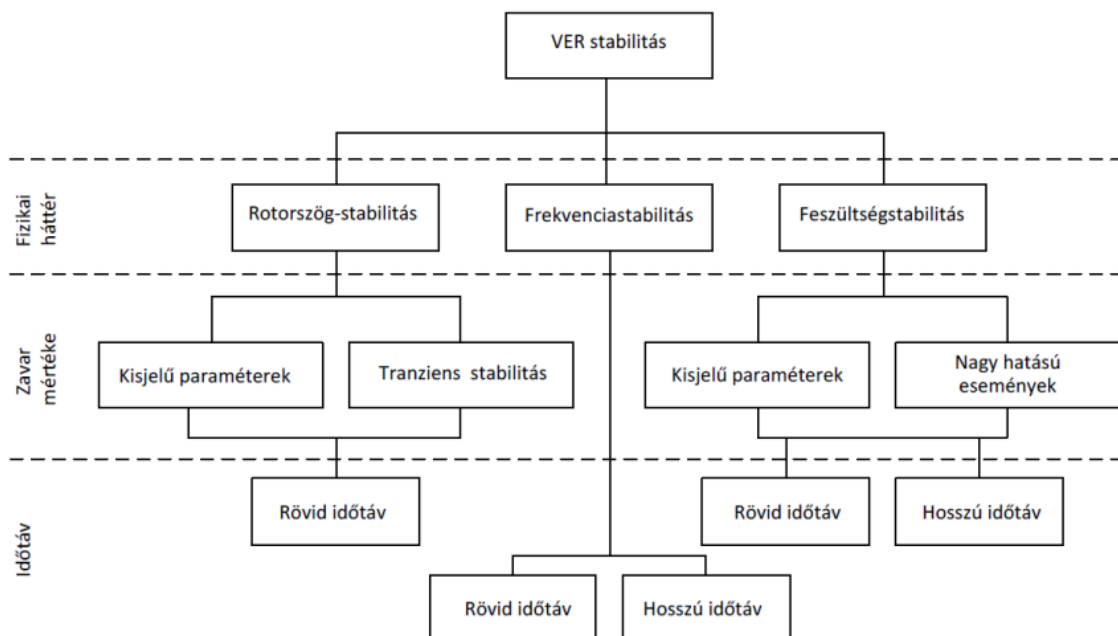
1.4. ábra: Nagy rendszerbomlások Európában [5][6][7][8]

2 Inercia és stabilitás viszonya

Az inercia alapvető szerepet játszik a hálózat frekvenciastabilitásának fenntartásában, ezért a fogalom és a számítási módszerek vizsgálata közösen indokolt [9]. A fejezet célja a legfontosabb elméleti összefüggések összefoglalása, amely a [9] cikk és [15] jegyzet alapján készült.

2.1 Stabilitás

A stabilitáson azt a tulajdonságát értjük a villamosenergia-rendszernek, amely normál üzemállapotból kiindulva, valamilyen változás hatására ettől az állandósult állapottól eltérő állapotba kerülve képes a kiindulási helyzetbe visszatérni a rendszerintegritás sérülése nélkül. A rendszer zavartűrő képességét, azaz stabilitását a zavar jellege, mértéke, időtartama szerint osztályozhatjuk (2.1. ábra). A forgó tömeg szerepe a generátor oldali stabilitáskategóriákba tartozik, ezért ebben a dolgozatban a feszültségstabilitással nem foglalkozunk.



2.1. ábra: Stabilitás osztályozása [18]

Szögstabilitás

A szögstabilitás a rendszerben üzemelő termelők azon képességét jellemzik, hogy az egymással kapcsolatban lévő villamosenergia-rendszerben üzemzavar bekövetkezése esetén a generátorok képesek-e szinkronüzemben maradni, vagy abba visszatérni.

Frekvenciastabilitás

Frekvenciastabilitás alatt azt értjük, hogy a rendszer mennyire képes a frekvenciát a névleges értéken tartani. A VER üzemelése alatt a frekvencia nem állandó. Amennyiben a hálózaton a betáplált teljesítmény a több, a forgó gépek a többlet teljesítmény segítségével felgyorsulnak, így a frekvencia emelkedik, ellenkező esetben pedig a frekvencia csökken. A frekvenciaváltozás rendszerszinten értelmezhető és annak elsősorban a frekvencia gradiense és a frekvencia szélsőértéke a megfigyelendő paramétere, azonban ez nagyban függ a rendszerben jelen levő forgó tömegtől. Kutatásom során frekvenciatranzienseket vizsgálok, elsősorban a fogyasztói oldal és az FTK működés szempontjából.

2.2 Inercia

Az inercia, avagy tehetetlenség lényeges szerepet játszik a villamosenergia-rendszer frekvenciastabilitásában. A váltakozó áramú rendszer alapvető jellemzője a frekvencia. Állandósult állapotról akkor beszélünk, ha a frekvencia nem változik, azaz $df/dt=0$. Ilyenkor az egyes generátorok kapcsain kiadott villamos teljesítmény (P_{gi}) azonos a turbinák által leadott mechanikai teljesítménnyel (P_{mi}), ha eltekintünk a generátor átalakítási veszteségeitől, akkor az (1) -es egyenlet van érvényben.

$$\sum P_{gi} = \sum P_{mi} \quad (1)$$

A villamosenergia-rendszerben az energiamegmaradás értelmében minden pillanatban igaz az, hogy a generátorok által előállított villamos teljesítmény egyenlő a fogyasztás és az energiaátvitelhez tartozó veszteség összegével. $P_g = P_F + P_V$. Ez az összefüggés tranziens állapotban is igaz. A fenti két egyenletből belátható a statikus egyensúlyi egyenlet (2).

$$P_g = P_m = P_F + P_V \quad (2)$$

Ahol a P_g a generátor kapcsain mérhető villamos teljesítmény, a P_m a mechanikai teljesítmény, P_F a rendszer fogyasztóinak villamos teljesítmény igénye és P_V pedig a villamos veszteség.

Azonban, ha a villamos teljesítmény valamilyen esemény, vagy zavar hatására nem egyezik meg a turbina által leadott mechanikai teljesítményigénnyel, akkor a $df/dt \neq 0$ és a dinamikus egyensúlyi egyenlet lesz érvényben (3). Amennyiben a hálózaton a betáplált teljesítmény a több, a forgó gépek gyorsulni fognak (a szinkrongenerátorokra jellemző összefüggés szerint, melyben a villamos frekvencia és mechanikai forgási sebesség között egyenes arányosság áll fenn), ezért a frekvencia növekedni fog, amennyiben a fogyasztás több

mint a leadott teljesítmény a gépek kinetikai energiaváltozása $\left(\frac{dW_{kin}}{dt}\right)$ (lassuló forgómozgása) igyekszik majd ezt a többlet teljesítményt kielégíteni és így a frekvencia csökkeni fog.

$$P_g = P_m - \frac{dW_{kin}}{dt} \quad (3)$$

Tranziens állapotban a villamos és mechanikai teljesítmény egyensúlya megbomlik, a hálózaton lengések alakulnak ki, a következő, úgynevezett lengési egyenlet érvényes:

$$P_m = P_{gmax} * \sin\delta + D * \Delta\omega + M * \varepsilon \quad (4)$$

Ahol,

P_m	turbina mechanikai teljesítménye
P_{gmax}	átvihető maximális wattos teljesítmény
$\sin\delta$	a terhelési szög szinusza
D	csillapítási tényező
$\Delta\omega$	a forgórész és a hálózat közötti szögsebesség-eltérés
M	a gépegység (turbina+generátor) forgórészének összperdülete
ε	forgórész szöggyorsulás

Az egyenletben a $D * \Delta\omega$ a generátor forgó részében a szögsebesség-eltérésekből származó csillapító teljesítmény, a $M * \varepsilon$ a gépegység forgórészében tárolt kinetikus energia deriváltja. A perdület kiszámítása a forgó tömegekben névleges fordulatszámon tárolt kinetikus energia mentén történhet. Ha a turbina-generátor gépegység forgórészét álló állapotból a generátor névleges látszólagos teljesítményével megegyező, tehát S_n állandó teljesítménnyel gyorsítjuk, akkor a gépegység H idő alatt éri el a névleges fordulatszámát [15].

$$H * S_n = \frac{1}{2} * \omega^2 * \theta = \frac{1}{2} * M * 2\pi * f_0 = E_{kin} \quad (5)$$

2.3 Az inercia egygépés és többgépés rendszerben [3]

A villamosenergia-rendszer inerciája a frekvenciaváltozással szembeni ellenálló képességet biztosítja. Ezt a hálózatra csatlakozó forgó gépek tömegében tárolt kinetikus energiával valósítja meg. Az inercia csökkenti a termelés és fogyasztás közötti kisebb ingadozások által keltett kilengéseket.

A rendszer inerciája a rendszer forgási kinetikus energiája. Ezt egy gép esetében a tehetetlenségi nyomaték és a fordulatszám határozza meg. Ebből kiindulva azt láthatjuk be,

hogy egyetlen gép inerciája E_i a gép kinetikus energiájával W_{kin_i} egyenlő, ahol θ_i egy gép tehetetlenségi állandója és ω_{ni} egy gép névleges szögsebessége. Az i index az adott gépegységet jelöli. Az inerciát [MWs]-ban értelmezzük, megállapítható, hogy egy gép esetében az inercia nincs közvetlen kapcsolatban a villamos teljesítmény pillanatnyi értékével. Itt kerül értelmezésre az inercia állandó H_i , amely az az idő, ameddig a forgó gépet S_n névleges teljesítménnyel gyorsítani szükséges ahhoz, hogy elérjük a névleges fordulatszámot. Egyetlen gép esetében ez a tehetetlenségi állandó, avagy inerciakonstans a (7) -es egyenlet szerint alakul:

$$H_i = \frac{E_i}{S_{ni}} = \frac{\frac{1}{2}\theta_i\omega_{ni}^2}{S_{ni}} \quad (6)$$

A teljes villamosenergia-rendszer inerciája az összegzése a forgó gépek kinetikus energiájának.

$$E_{rsz} = W_{kin} = \sum W_{kin_i} = \sum \frac{1}{2}\theta_i\omega_{ni}^2 = \sum H_i S_{ni} \quad (7)$$

A rendszer dinamikusan változó frekvenciáját a forgó tömeg mozgási egyenletével írjuk le, ahol f_N a névleges frekvenciát jelöli és f_0 a rendszerfrekvenciát a zavar előtt.

$$\Delta P = 2E_{rsz} \frac{d\left(\frac{\Delta f}{f_N}\right)}{dt} \quad (8)$$

A rendszerfrekvencia kezdeti változásának figyelembevételével a frekvenciaváltozás kezdeti mértéke (Rate of Change of Frequency, ROCOF) a következőképpen határozható meg, melynek szerepét lejjebb tárgyalom.

$$E_{rsz} = \frac{\Delta P}{2 \frac{df}{dt}} f_0 \quad (9)$$

Mivel a $RoCoF = \frac{df}{dt}$, ezért ezt a képletet átrendezve adódik a következő összefüggés.

$$RoCoF = \frac{f_0 * \Delta P}{2E_{rsz}} \quad (10)$$

3 Inercia a hálózaton és csökkenésének hatása

Az első fejezetben bemutatott termelői összetétel változás alapján belátható, hogy a rendszer inerciája csökken. Az inercia lényeges szerepet játszik a frekvenciastabilitásban. Ez az inercia azonban nem csak a generátorok forgó tömegében jelenik meg, hanem a fogyasztói oldalon is.

3.1 Forgó tömeg Magyarországon

3.1.1 Termelői oldal inerciája

A jelenlegi villamosenergia-rendszerben a tehetetlenséget a konvencionális erőművek képviselik. A különböző erőművekhez eltérő inercia tartozik, amelyet a névleges teljesítmény és inercia konstans határoz meg. Ezen értékek közül az inercia konstansra erőművenként nincs hivatalos úton elérhető értékünk, de a különböző szakirodalmakban [10][11] az erőmű típusától függően hasonló értékekkel találkozhatunk. Ezeket a konstansértékeket foglalja magában a **1. táblázat**.

1. táblázat: Tipikus inercia konstansok különböző erőművekre

Erőmű típusa	[10]-es forrás H [s] értékei	[11]-es forrás H [s] értékei
Nukleáris	6	5,9
Kombinált ciklusú gázturbina	5,5	4,2
Egytengelyű gázturbina	4,5	3,8
Nagy kiterjedésű vízerőmű	3	2,7
Hulladék égetésű	-	3,8
Geotermális	-	3,5
Biomassza	-	3,3
Dízel-generátor	2	-
Inverterrel csatlakozó Nap	0	0
Inverterrel csatlakozó Szél	0	0

A magyar villamosenergia-rendszer inerciája az előbb felsorolt inercia konstansok alapján és a MEKH-MAVIR által kiadott „A magyar villamosenergia-rendszer 2022. évi adatai” [12] (2. táblázat) erőművi teljesítőképesség alapján 35 GWs-ra becsülhető. Ha figyelembe vesszük azokat az erőműveket, amelyek állandó hiányban vannak (Tisza II), akkor ez az érték kb. ~30GWs-ra csökken. Az, hogy melyik erőmű nagyjából, hogy veszi ki a részét a rendszerinerciából a **3. táblázat** mutatja.

2. táblázat: Rendszerszintű koordinációban részt vevő nagyerőművek [12]

Nagy erőművek Magyarországon	BT [MW]	Típus	Elsődlegesen felhasznált energiahordozó
Paksi Atomerőmű	2026,6	gőzturbina	atomenergia
Tisza II Erőmű	900	gőzturbina	földgáz
Dunamenti Erőmű	796,1	kombinált ciklusú	földgáz
Mátrai erőmű	950	gőzturbina	lignit
Gönyúi Kombinált Ciklusú Erőmű	433	kombinált ciklusú	földgáz
Csepeli Erőmű	410	kombinált ciklusú	földgáz
Kelenföldi Erőmű	177,8	kombinált ciklusú	földgáz
Kispesti Erőmű	113,3	kombinált ciklusú	földgáz
Újpesti Erőmű	105,3	kombinált ciklusú	földgáz
Debreceni Kombinált Ciklusú Erőmű	95	kombinált ciklusú	földgáz
Lőrinci Gázturbinás Erőmű	172,4	gázturbina	tüzelőolaj
Litéri Gázturbinás Erőmű	120	gázturbina	tüzelőolaj
Sajószögedi Gázturbinás Erőmű	120	gázturbina	tüzelőolaj
Oroszlányi Hőerőmű	240	gőzturbina	barnakőszén
Ajkai Hőerőmű	103,3	gőzturbina	biomassza
Ajkai Gázturbinás Erőmű	116	gázturbina	földgáz

3. táblázat: Rendszerszintű koordinációban részt vevő nagyerőművek inerciához való hozzájárulása

Nagy erőművek Magyarországon	BT [MW]	H [s]	E_{inercia} [MWs]
Paksi Atomerőmű	2026,6	6	12159,6
Tisza II Erőmű	900	4,5	4050
Dunamenti Erőmű	796,1	5,5	4378,55
Mátrai erőmű	950	4,5	4275
Gönyúi Kombinált Ciklusú Erőmű	433	5,5	2381,5
Csepeli Erőmű	410	5,5	2255
Kelenföldi Erőmű	177,8	5,5	977,9
Kispesti Erőmű	113,3	5,5	623,15
Újpesti Erőmű	105,3	5,5	579,15
Debreceni Kombinált Ciklusú Erőmű	95	5,5	522,5
Lőrinci Gázturbinás Erőmű	172,4	4,5	775,8
Litéri Gázturbinás Erőmű	120	4,5	540
Sajószögedi Gázturbinás Erőmű	120	4,5	540
Oroszlányi Hőerőmű	240	4,2	1008
Ajkai Hőerőmű	103,3	3,3	340,89
Ajkai Gázturbinás Erőmű	116	4,2	487,2
Összesen	6878,8	-	35894,24

Azonban fontos megjegyezni azt, hogy ez az inercia becslés csak egy elméleti felső határként szolgál, a valóságban az inercia függ az adott időpillanatra jellemző termelői összetételtől. Azaz annak tükrében, hogy a forgó tömeggel rendelkező erőművek a napelemes

termelés miatt leálnak, vagy egy felhő miatt éppen indulnak befolyásolja a rendszer inerciáját. Belátható az, ha a megvalósítandó napelemes célértékeket elérjük, előfordulhat olyan üzemállapot, ahol az energiaigény nagy részét napelemes termeléssel fedjük le, amely esetében a rendszer inerciája igen alacsony, szélsőséges esetben akár közel nulla is lehet.

3.1.2 Fogyasztói oldal inerciája

A terhelés típusától és dinamikájától függően a tehetetlenség jelenléte fellép a, fogyasztói oldalon is. A hálózatra csatlakoztatott motoros terhelések, ventilátorok, villamos hajtások, szivattyúk ugyanúgy tehetetlenséget fejtenek ki, mint a generátorok. A motoros terhelések jelen vannak mind a lakossági, mind a kereskedelmi és ipari területeken egyaránt. Ezek a fogyasztók a rendszer terhelésének jelentős részét teszik, a [3] doktori disszertáció szerint általában a villamosenergia-rendszer által szolgáltatott teljes energiafogyasztás 60-70%-át ők veszik fel.

A változtatható frekvenciával táplálható motorok, amelyek valamilyen konverterrel csatlakoznak, a motor a hálózatról történő elektromos leválasztása miatt nem biztosítanak plusz inerciát a rendszernek. Bár egyes iparági tanulmányok [13] arra az eredményre jutottak, hogy ma a motorok mindössze csak 15-20%-a használ ilyen teljesítmény elektronikával csatlakozó hajtást, ez az arány várhatóan tovább fog nőni, ezzel csökkentve a fogyasztó oldal inerciáját.

A villamosenergia-rendszer fogyasztás oldali egyesített tehetetlenségének meghatározásánál a fogyasztók részletes összetételének becslése szükséges. Az érintett fogyasztók nagy száma, területi eloszlása és az időbeli változó jellegük miatt azonban bonyolult az egyes részarányok meghatározása, ezért a stabilitási számításoknál gyakran fixnek feltételezik, vagy többnyire figyelmen kívül hagyják. A terhelési modelleket általában másodlagos jelentőségűnek tekintik, és a hangsúlyt főként a villamosenergia-termelő egységek modellezésére helyezik. A [3]-as forrásban végzett felmérés alapján az európai rendszerüzemeltetőknek (TSO) csak 30%-a használ valamilyen motorterhelés-modellt az energiarendszer stabilitásának elemzéséhez. A TSO-k nagy része nem épít fel forgó tömegre alapuló modellt, hanem a teljes fogyasztói aggregátumra használ lineáris közelítést a frekvenciaérzékenység figyelembevételével.

A [14] forrásban a fogyasztóoldali inercia hozzájárulást vizsgálták a rendszerinerciához képest a brit villamosenergia-rendszerben. Tizenöt frekvenciacsökkenés eseményt vizsgáltak a brit rendszeren 2010 áprilisa és 2010 augusztusa között. A vizsgálat során azt az eredményt

kapták, hogy a terhelés értékétől függően a fogyasztó oldali inercia hozzájárulás 17%-tól 25%-ig változott, amelyből egy 20%-os átlagos hozzájárulásként hoztak ki.

A jelenlegi tendenciák mellett, amelyben a termelési inercia folyamatosan csökken, a fogyasztó oldali inercia egyre fontosabb szerepet fog játszani a rendszerstabilitásban. Ezen oknál kifolyólag a jelenlegi modellezés (a terhelések forgó tömegének elhanyagolása) nem feltétlenül vezet helyes eredményhez. A fogyasztók viselkedését szükséges pontosan ismernünk és figyelembe vennünk.

3.2 Frekvenciaérzékenység

A fogyasztók által felvett hatásos és meddő teljesítmény csak változatlan feszültség és frekvencia esetén állandó. A frekvencia növekedése esetén a motorok gyorsabban forognak, így állandó nyomaték esetén nagyobb teljesítményt fejtenek ki. Faludi Andor és Szabó László [15] jegyzetében egy egyszerű párhuzamos R-L elemből álló fiktív fogyasztón vezetik be a frekvencia és feszültségérzékenységet, ahol U_0 feszültségen és f_0 frekvencián felvett teljesítmény P_0 , illetve Q_0 , az U és f értékekhez pedig P , illetve Q tartozik.

$$P_0 = \frac{U_0^2}{R}, Q_0 = \frac{U_0^2}{2\pi f_0 L} \quad (11)$$

$$P = \frac{U^2}{R}, Q = \frac{U^2}{2\pi f L} \quad (12)$$

Ezt rendezve írhatjuk, hogy a felvett példára vonatkozóan:

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^2, Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^2 \cdot \left(\frac{f}{f_0}\right)^{-1} \quad (13)$$

Általános esetre hatványkitevős alakban:

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{k_{pu}} \cdot \left(\frac{f}{f_0}\right)^{k_{pf}}, Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{k_{qu}} \cdot \left(\frac{f}{f_0}\right)^{k_{qf}} \quad (14)$$

Ahol a $k_{pu}, k_{qu}, k_{pf}, k_{qf}$ az úgynevezett feszültség- és frekvenciaérzékenységi tényezők. Ha a feszültség és frekvencia változást kicsi, a hatványkitevős alak sorfejtésével általános formában:

$$P = P_0 + P_0 \left(k_{pu} \frac{\Delta U}{U_0} + k_{pf} \frac{\Delta f}{f_0} \right) \quad (15)$$

$$Q = Q_0 + Q_0 \left(k_{qu} \frac{\Delta U}{U_0} + k_{qf} \frac{\Delta f}{f_0} \right) \quad (16)$$

Ezen összefüggésekkel adható meg a fogyasztói teljesítményigény, illetve annak $\Delta P, \Delta Q$ megváltozása az úgynevezett k érzékenységi tényezők segítségével. Ezek a tényezők a $\Delta f = 0, \Delta U = 0$ esetében a relatív változások arányaként értelmezhetők.

$$k_{pu} = \frac{\frac{\Delta P}{P_0}}{\frac{\Delta U}{U_0}}, k_{qu} = \frac{\frac{\Delta Q}{Q_0}}{\frac{\Delta U}{U_0}}, k_{pf} = \frac{\frac{\Delta P}{P_0}}{\frac{\Delta f}{f_0}}, k_{qf} = \frac{\frac{\Delta Q}{Q_0}}{\frac{\Delta f}{f_0}} \quad (17)$$

Az 1984-ben végzett „A wattos teljesítmény, a meddő teljesítmény, a feszültség és frekvencia /P-Q-U-f/ villamosenergia-rendszerbeli kölcsönhatásainak vizsgálata” [16] kutatásban ezen értékeket mérések, valamint irodalomkutatás segítségével meghatározták fogyasztókra és körzetekre egyaránt, amelyet a **4. táblázat** mutat.

4. táblázat: Eredő fogyasztói karakterisztikák [16]

A fogyasztó jellege	Forrás	k_{pu}	k_{pf}	k_{qu}	k_{qf}
lakóterület	mérés	1,0-1,9	0,1-0,5	0,3-1,8	0,5
		1,13	0,35	1,79	-1,62
	szakirodalom	1,4-2,1		4,2-5,6	
		2			
üzletek	mérés	1,48	0,2	2,86	1,48
		0,7-1,3	-0,2	3-4	-1,3
	szakirodalom	0,66	0,98	4	-1,13
		1,13	0,36	3,37	-2,36
ipari fogyasztó	mérés	0,8-4,0	-0,3-0,4	1,6-5,3	0,4-0,7
		0,56	0,68	4,1	-1,36
	szakirodalom	0,5-1,2		3,1-5,8	
		0,68	0,91	2,29	-1,87
eredő fogyasztó	mérés	0,4-1,8	1,8-1,9	1,7-7,8	
			1,0-2,0		
	szakirodalom	1,36-1,65	0,35-0,87		
		1,0-1,8	0,1-0,9	0,9-3,3	0,6-2,2
		1,0-2,0	0,2-0,4	2,0-4,0	-2,5-0,4
		1,0-2,0		1,0-2,0	
		0,78-1,21	0,69	3,2-3,9	8,89
		1,3-1,8		3,0-6,0	
0,86		1,1			
1,3-1,9	1,2-1,3	2,5-4,0	-1,1		

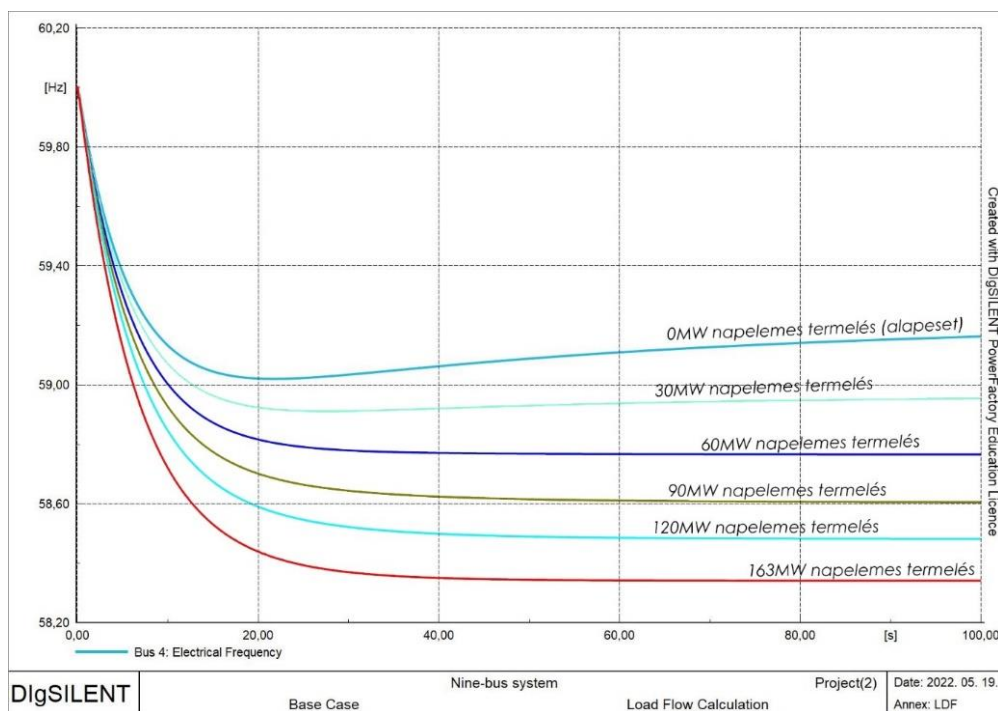
3.3 Inerciacsökkenés hatása

A tehetetlenség kulcsfontosságú szerepet játszik a villamosenergia-rendszer stabilitásának fenntartásában. Az inercia a hálózat számára ellenállást biztosít a létrejövő frekvenciaváltozással szemben, amely a zárlat, vagy hirtelen terhelésváltozásból, erőművi

kiesésből keletkezik. A villamosenergia-rendszerekben a tehetetlenség és a frekvencia szorosan összekapcsolódik. Egy nagy tehetetlenséggel rendelkező rendszerben az inercia csökkenti a frekvenciaváltozás sebességét, ezért egy alacsonyabb inerciával rendelkező rendszer esetében ez a ROCOF érték nagyobb lesz. A rendszer biztonságos működése érdekében a villamosenergia-rendszer frekvenciájának egy előre meghatározott tartományon belül kell maradnia.

A szinkron tehetetlenség közvetlenül a villamosenergia-rendszerhez csatlakoztatott gépek (generátorok és motorok) forgó tömegében tárolt forgási energia mennyiségétől függ. Közvetlenül a kiváltó eseményt követően a rendszer frekvenciagradiense elsősorban a rendszer körülményeitől függ, mint például a rendelkezésre álló szinkron tehetetlenség nagysága. A zavar után az inercia korlátozza a ROCOF-ot, ezáltal meghatározza azt az időtartamot, amíg a frekvencia az üzemeltetési határokon kívülre nem kerül és megindul a frekvenciafüggő terheléskorlátozás, amelyről részletesen a következő fejezetben írok.

Korábbi [17] kutatásomban szimulációk segítségével beláthattam azt, hogy az egyre nagyobb szerephez jutó napelemes termelés miatt bekövetkező inerciacsökkenés növeli a frekvencia gradienst (ROCOF) és csökkenti a tranziens során kialakuló legkisebb frekvencia értékét. A szimulációk során az IEEE 9 gyűjtősínes rendszerében ugyan azon hibát vizsgáltam különböző termelői összetétel mellett. A kapott eredményeket a **3.1. ábra** foglalja össze. Az általam tett belátásokkal hasonló eredményeket kaptak a [9] [18] szakirodalmakban is.



3.1. ábra: különböző mértékű PV penetráció hatása a frekvenciára [17]

4 Frekvenciafüggő terheléskorlátozás (FTK)

„Abban az esetben, ha a fogyasztó oldali teljesítményigény meghaladja a termelés oldali teljesítőképesség maximumát, azaz a rendszer már nem rendelkezik fel irányú szabályzásra alkalmas forgó tartalékkal, akkor a rendszer frekvenciája csökkenni fog. Ha ez a frekvencia 47,5 Hz-es érték alá csökkenne, akkor a rendszer-összeomlás veszélye fennáll. Ezen kritikus helyzet elkerülése érdekében a frekvencia függvényében a fogyasztást korlátozni kell.” [15]

4.1 FTK működése

Tranziens állapotokban a szinkron forgó villamosenergia-rendszerek közös f_R frekvenciáját szinkronfrekvenciának nevezzük, amely egy időben változó átlagértéknek tekintendő. A rendszer egészére vonatkozó dinamikai energetikai egyensúly:

$$P_G = P_M - M_R \frac{d\omega_R}{dt} = P_F + P_V \quad (18)$$

Ha a veszteséget a fogyasztás egy alrészének gondoljuk, akkor a rendszerfrekvencia változásának időfüggvényét megkaphatjuk a dinamikus energetikai egyensúly átalakításával.

$$\frac{d\omega_R(t)}{dt} = \frac{P_M(t) - P_{FV}(t)}{M_R(t)} \quad (19)$$

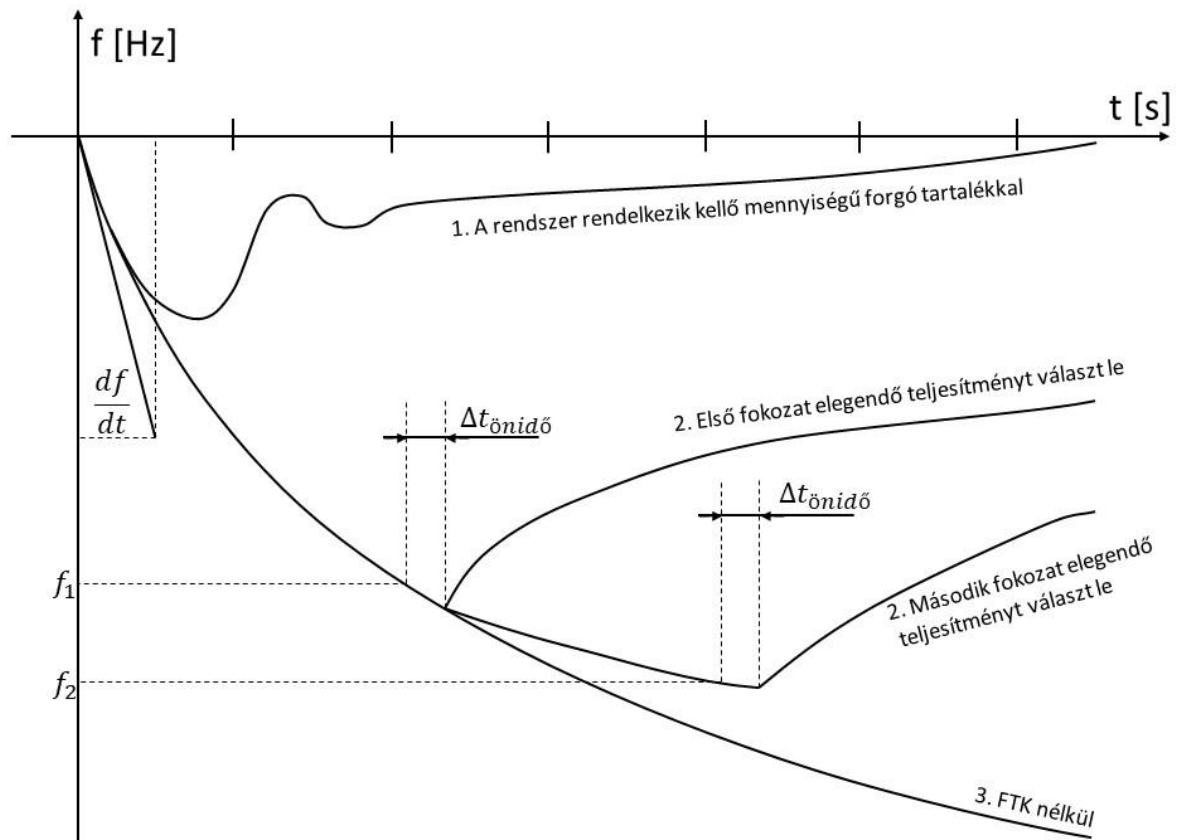
$$2\pi \frac{df_R(t)}{dt} = \frac{P_M(t) - P_{FV}(t)}{M_R(t)} \quad (20)$$

A **4.1. ábra** mutatja a rendszer frekvenciáját, azokban az esetekben:

1. Ha rendszer rendelkezik kellő mennyiségű forgó tartalékkal
2. Ha a rendszer rendelkezik frekvenciafüggő terheléskorlátozással és az működésbe is lép
3. Ha a rendszer nem rendelkezik FTK-val és nincs további felfele szabályozási tartalék

A 3-as azt az esetet jelöli, amikor a frekvencia változás csökkenését csak a fogyasztók frekvenciaérzékenysége befolyásolja (k_f). Az 1. esetet akkor tapasztalható, ha a frekvencia tartási, majd frekvencia helyreállítási tartalék képes kezelni a forráskiesést követő tranziens üzemzavart. Amennyiben a rendszer nem rendelkezik kellő forgó tartalékkal, akkor a frekvencia tovább fog csökkenni addig, amíg el nem éri az FTK első fokozatában beállított frekvencia értéket, amely működési önidő után leválasztja az első fokozat alá tartozó fogyasztókat. Ha a leválasztott teljesítmény elegendő nagyságú, akkor a frekvencia derivált

előjelet vált és a frekvencia növekedni fog. Amennyiben az első fokozatban leválasztott fogyasztás nem elegendő a frekvencia tovább fog csökkenni az FTK második fokozatának határ frekvenciájáig, amelyet elérve a rendszerautomatika leválasztja a második fokozat alá tartozó fogyasztókat. Ez a lekapcsolódás addig ismétlődik, amíg egy stabil állapotba nem ér a rendszer. A le nem választott fogyasztók frekvenciaérzékenysége pedig folyamatosan segíti elő ezen egyensúly kialakulását.



4.1. ábra: Forráskiesést követő rendszerfrekvencia- változás időfüggvények.

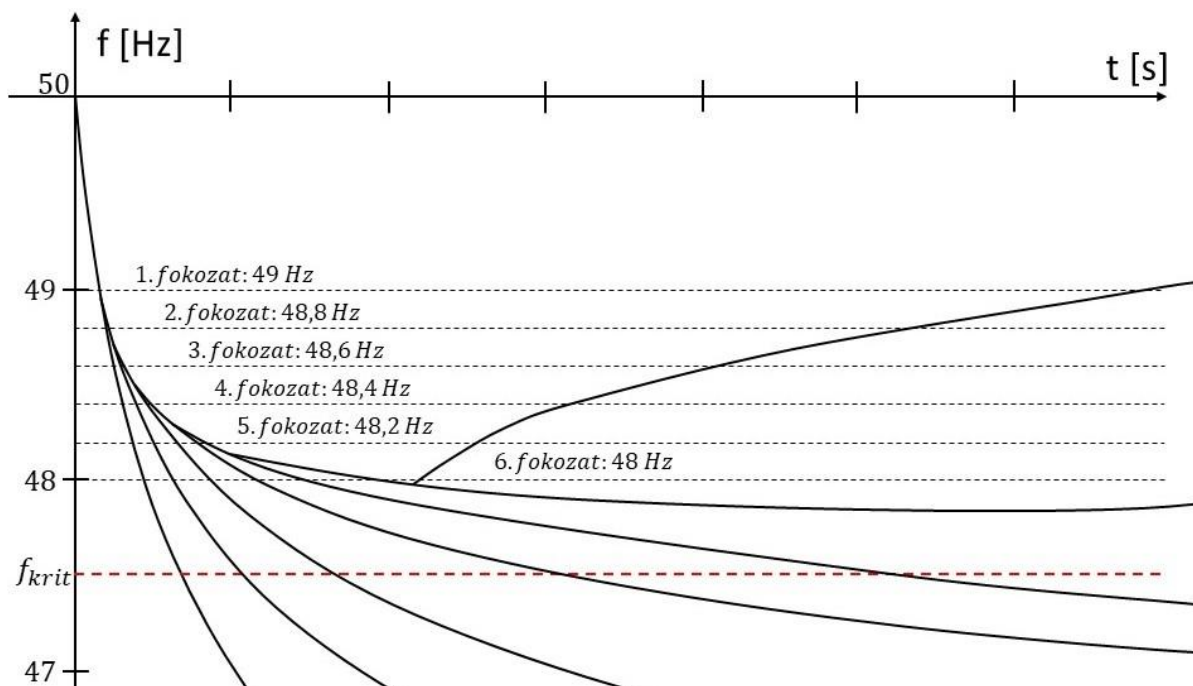
4.2 A magyar rendszer frekvenciafüggő terheléskorlátozása

A magyar rendszerirányító (MAVIR Zrt.) által előírt frekvenciafüggő terheléskorlátozás a mindenkori fogyasztás 45%-át képes leválasztani összesen 6 különböző fokozatban (5. táblázat és 4.2. ábra). Ezt a mindenkori fogyasztást januári OTM (országos terhelési mérés) időpontjában határozzák meg leágazásonként. Ez egy „fiktív” MW-os érték, amely az év folyamán nem minden időpillanatban mutatja a valós fogyasztási értéket, ezáltal a lekapcsolandó fogyasztási érték is egy becsült érték. A hat fokozat közül az első fokozat 5%-át tudja leválasztani az OTM által meghatározott rendszerterhelésnek, a maradék öt további 8-8%-ot. Az első fokozat akkor indul, ha a rendszerfrekvencia eléri a 49 Hz-et. Amennyiben az

első fokozat által leválasztott terhelés hatására a frekvencia továbbra is csökken, akkor a 48,8 Hz-es értéket elérve a második fokozat FTK rendszerautomatikája további 8%-nyi terhelést választ le. Ez 200 mHz-es lépcsökként folytatódik egészen a 48 Hz-es frekvencia értékig. A MAVIR a Magyarországon működő elosztói engedélyesek (Distribution System Operator, DSO) számára az ellátott fogyasztók terhelésével arányosan írja elő, hogy mekkora leágazási teljesítményt kell bevonni az adott fokozatokba.

5. táblázat: Valós 2019-es FTK táblázat a DSO-k nevei kitakarásával

Elosztói engedélyes	FTK fokozatok					
	I. 49 Hz (5%)	II. 48,8 Hz (8%)	III. 48,6 Hz (8%)	IV. 48,4 Hz (8%)	V. 48,2 Hz (8%)	VI. 48 Hz (8%)
Engedélyes 1	71,5	114,4	114,4	114,4	114,4	114,4
Engedélyes 2	36	57,6	57,6	57,6	57,6	57,6
Engedélyes 3	49,8	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7
Engedélyes 4	36,4	58,2	58,2	58,2	58,2	58,2
Engedélyes 5	38	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8
Engedélyes 6	99,6	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3
összesen	331,3 MW	530 MW	530 MW	530 MW	530 MW	530 MW



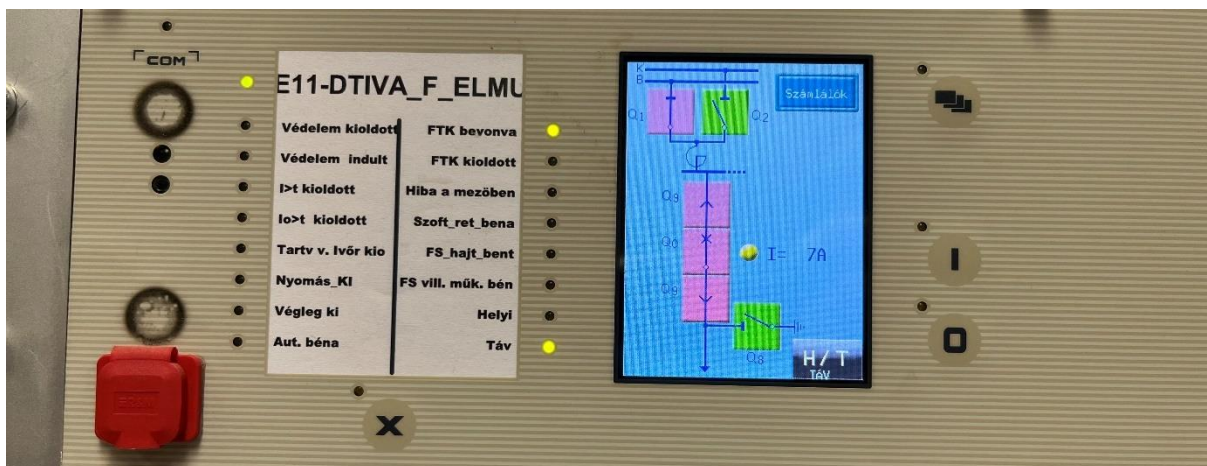
4.2. ábra: Magyar FTK működésének sematikus ábrája

Az egyes DSO-k a leválasztási fokozatokba középfeszültségű vonalakat rendelnek (4.3. ábra), amelyek elosztói alállomásokban vannak jelen. A fokozatok kialakításánál, amelyre FTK esetében kb. 3 évente kerül sor, az azonos alállomásból induló vonalakat egy fokozatba

rendelik. Az FTK-hoz használt frekvencia értéket helyben számolják transzformátor középfeszültségű (KÖF) oldalán mért egyik fázis vonali feszültségéből. Az indulási frekvencia értéket online felületen állítják be a Protecta által gyártott DTIVA védelemhez (4.4. ábra).



4.3. ábra: Elosztói bejárat alállomás fogyasztói leágazásai



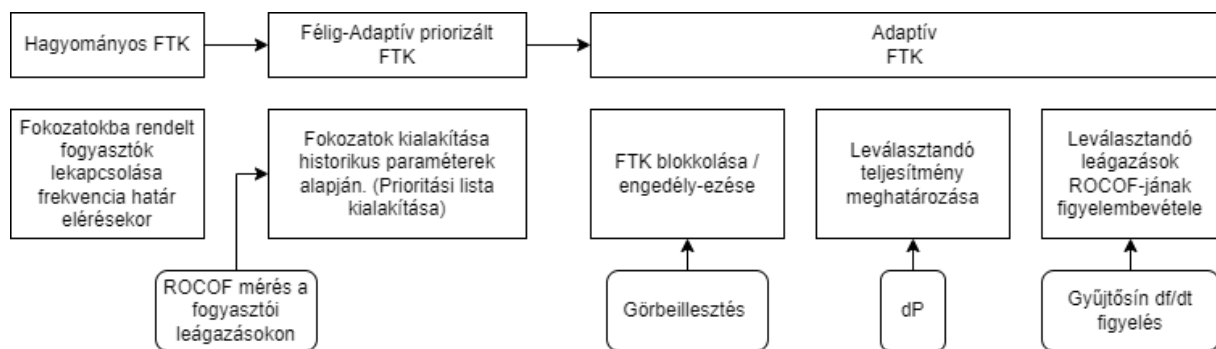
4.4. ábra: FTK működésért felelős védelem

4.3 Adaptív FTK lehetőségei

A frekvenciafüggő terheléskorlátozás az utolsó védelemi elem a rendszerösszeomlás előtt. Az eljárás alapja az, hogy fogyasztókat választunk le a hálózatról előre elrendelt determinisztikus módon. Az FTK-védelemnek különböző fajtái léteznek: hagyományos, félig adaptív és adaptív, melyek a leválasztandó fogyasztók kiválasztásában térnek el. A teljesen adaptív FTK rendszereknek két alapvető lépése van:

- a rendszerben lévő teljesítményhiány kiszámítása
- ennek több terheléscsökkentési fokozatra való felosztása

A hagyományos FTK középvezetési vonalakat választ le a hálózatról. A leválasztás pillanatában a leválasztandó leágazásokról további információkkal nem rendelkezik. Belátható azonban az, hogy az elosztott termelésnek hála, ezek a leágazások egyre aktívabbakká válnak, további paraméterek figyelése nélkül előfordulhat olyan eset is, hogy termelő egységeket csatlakoztatunk le a hálózatról, ezzel ellenkező hatást érve el.



4.5. ábra: Hagyományos FTK-tól az adaptív FTK-ig

Az adaptivitásnak több lehetséges megoldása is létezik. A [19] kutatásban egy topológia alapú adaptív FTK-t vizsgáltak, ahol a rendszerbomlási vonalakat határozták meg előre és ez alapján döntötték el, hogy mely fogyasztókat kell leválasztani és mely fogyasztókat nem a rendszerből. Másik [20][21] tanulmányokban a fogyasztók frekvenciaérzékenységén alapuló FTK-t definiáltak, ahol a hatásos teljesítményáramlás nyomon követésén alapuló adaptív FTK módszert vizsgáltak. Az alap elgondolás az volt, hogy a kisebb frekvenciaérzékenységi tényezővel rendelkező terheléseket előbb kapcsolják le rendszerből, mint a nagyobb frekvenciaérzékenységgel rendelkező fogyasztókat. A [22] és [23] tanulmányokban a gyűjtősíneken mérhető frekvenciaváltozás és a leágazásoknál tapasztalható első frekvencia-derivált alapján hoztak döntéseket és javaslatokat az FTK működéséhez.

Az általam feltételezett és vizsgált adaptív FTK road mapját mutatja a 4.5. ábra. Vizsgálataim során félig adaptív és adaptív FTK működéseket szimuláltam. A különbséget

alapvetően az időbeliség jelentette, az, hogy a működéshez pluszban figyelembe vett paraméter korábbi mérési adatokon alapult (leválasztandó fogyasztói leágazásokra jellemző frekvenciaérzékenységi tényező, leágazási gyűjtősínen mért korábbi ROCOF adatok), vagy ezek a plusz paraméterek valós időben, a működés pillanatában figyelve voltak és az alapján hozott döntést az adaptív FTK. Az **4.5. ábra** mutatja, hogy a különböző szinteken milyen paraméterek figyelembevétele/számítása lehetséges. Végállapotban kaphatunk egy olyan valós idejű adaptív FTK-t, amely a zavar elhárításához pontosan annyi fogyasztót választ le, amennyit szükséges és ezen leválasztandó fogyasztók kiválasztásánál képes prioritizálást végrehajtani akár a leágazásokon megfigyelt ROCOF alapján, akár a leágazásokhoz tartozó frekvenciaérzékenységi tényező alapján. Jelen dolgozatban csak a megvalósíthatósághoz közelebb álló, félig adaptív FTK eseteket tárgyalom. A folytonos idejű paraméterek monitorozása a zavar közben nincs jelen, helyette korábban meghatározott értékek alapján történik az adaptivitás.

5 FTK vizsgálata elektromechanikus tranziens szimulációkkal

A frekvenciafüggő terheléskorlátozás vizsgálatához PowerFactory – DIGSILENT környezetben végeztem stability analysis functions (RMS) szimulációkat. Különböző kiterjedésű modelleken végeztem a vizsgálatok, először az IEEE 9 gyűjtősínes egyszerű és áttekinthető modelljét használtam, majd áttértem a 39 gyűjtősínes modellre, amely már kiterjedtebb, valóságban is releváns méretű rendszer volt.

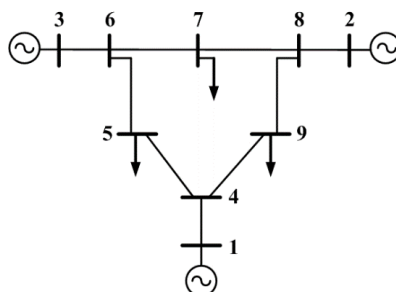
5.1 Szimulációkban használt hálózati modellek

5.1.1 IEEE 9 BUS modell

Az általam választott hálózat az IEEE 9 Bus modellje volt, mely egy kis kiterjedésű kevés elemmel rendelkező hálózat, amely miatt könnyű értelmezni az eredményeket. A hálózathoz tartozó különböző paramétereket a **6. táblázat**, a topológiát a **5.1. ábra** mutatja, a névleges frekvencia 60 Hz volt. A hálózat nem tartalmazott primer (FCR) szabályozást.

6. táblázat: IEEE 9 BUS modellhez tartozó adatok

	Sn [MVA]	H [s]	E [MVAs]
Gen 1	247,5	9,552	2364
Gen 2	192	3,333	640
Gen 3	128	2,352	301
	P [MW]	Q [Mvar]	cosφ
Load A	125	50	0,93
Load B	90	30	0,95
Load C	100	35	0,94



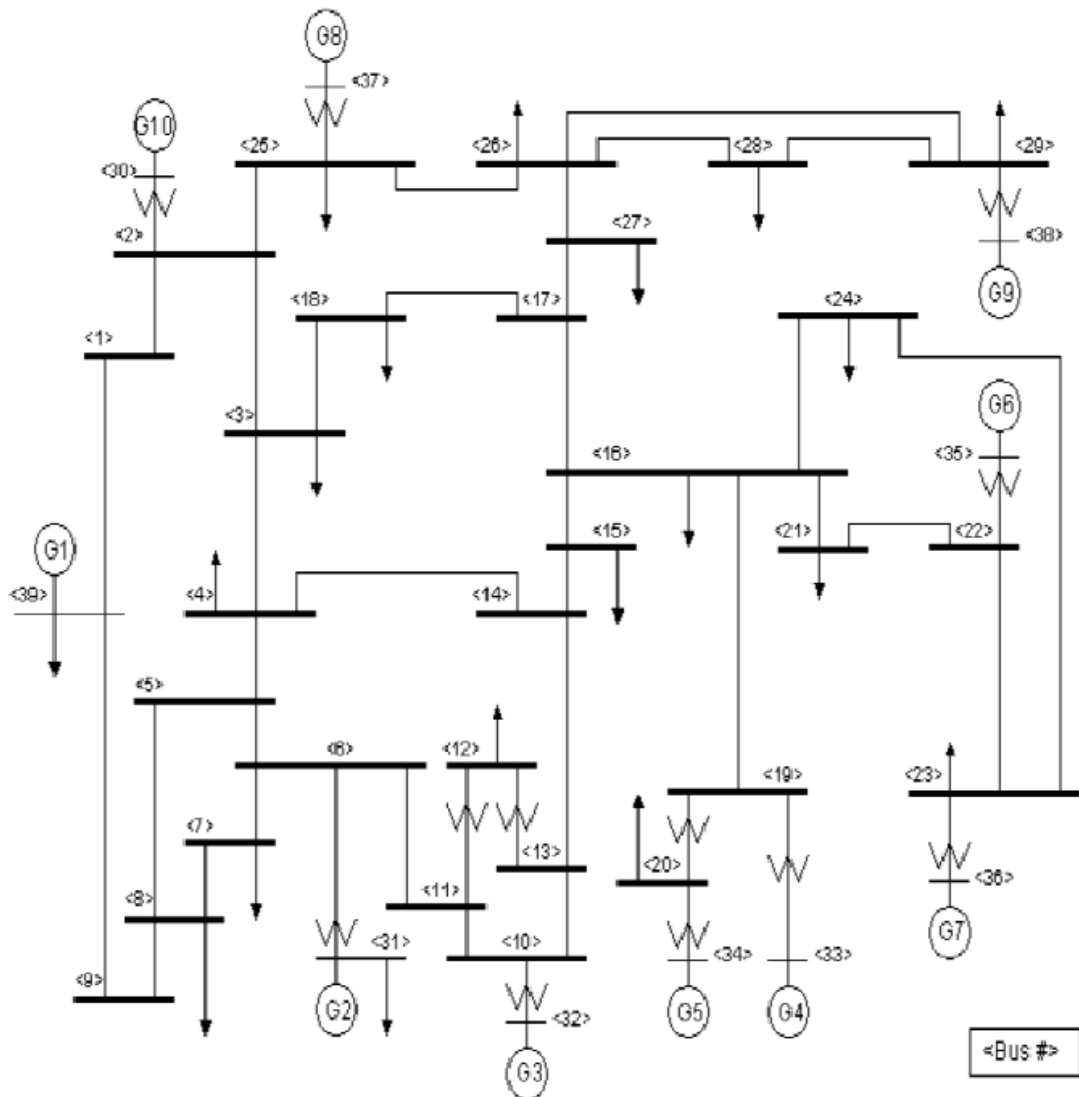
5.1. ábra: IEEE 9 BUS modell [24]

5.1.2 IEEE 39 BUS modell

A 39 gyűjtősínes New England Rendszer az Egyesült Államok északkeleti részén (New England területén) található nagyfeszültségű átviteli rendszer egyszerűsített modellje.

A New England átviteli rendszer névleges frekvenciája 60 Hz, a hálózati feszültség szint pedig 345 kV (névleges feszültség). Az eltérő feszültség szintű csomópontok esetében a PowerFactory modellben a következő névleges feszültségeket feltételeztük:

- Bus 12: 138kV
- Bus 20: 230kV
- Bus 30 – Bus 38: 16.5kV



5.2. ábra: 39 Gyűjtősínes modell

7. táblázat: Fogyasztói adatok

Bus. No.	P [MW]	Q [Mvar]
Bus 3	322	2,4
Bus 4	500	184
Bus 7	233,8	84
Bus 8	522	176
Bus 12	7,5	88
Bus 15	320	153
Bus 16	329	32,3
Bus 18	158	30
Bus 20	628	103
Bus 21	274	115
Bus 23	247,5	84,6
Bus 24	308,6	-92,2
Bus 25	224	47,2
Bus 26	139	17
Bus 27	281	75,5
Bus 28	206	27,6
Bus 29	283,5	26,9
Bus 31	9,2	4,6
Bus 39	1104	250

8. táblázat: Generátor adatok

Generátor	Sn [MVA]	cos(phi)	H [s]	E [MVAs]	Megjegyzés
G1	10000	0,85	5	50000	Interconnection to Rest of U.S.A.
G2	1000	0,85	4,329	4329	slack
G3	800	0,85	4,475	3580	-
G4	800	0,85	3,575	2860	-
G5	300	0,85	4,333	1299,9	-
G6	800	0,85	4,35	3480	-
G7	700	0,85	3,771	2639,7	-
G8	700	0,85	3,471	2429,7	-
G9	1000	0,85	3,45	3450	-
G10	1000	0,85	4,2	4200	-

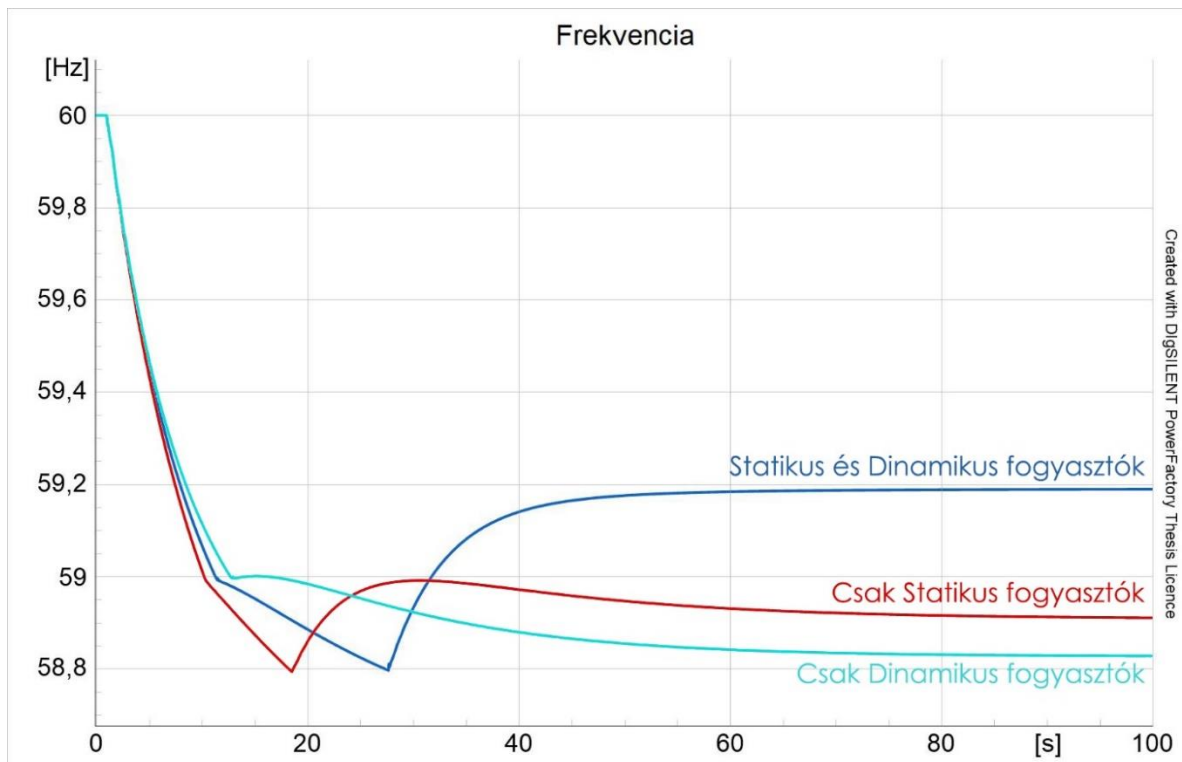
5.2 Frekvenciaérzékenységen alapuló adaptív FTK vizsgálata

5.2.1 Fogyasztói típusok hatása az FTK-ra

A különböző fogyasztói modellek (statikus és dinamikus) hatással vannak a frekvenciaváltozásra a frekvenciaérzékenységi tényezőjük miatt. Elmondható az, hogy a nagyobb frekvenciaérzékenységgel rendelkező fogyasztók jobban hozzájárulnak a hálózat stabilitásának megőrzéséhez azáltal, hogy a teljesítményüket a frekvencia függvényében változtatják. Első vizsgálatomat a korábban bemutatott IEEE 9 gyűjtősínes modellben végeztem. A rendszerben definiáltam egy tranzienst kiváltó eseményt, amely nem valamelyik termelőegység lekapcsolása volt, hanem egy teljesítmény ugrás (LoadEvent) C (7) fogyasztónál, amely 100MW hatásos teljesítménnyel volt jelen a hálózaton és teljesítménytartó fogyasztóként volt definiálva. Azért ezt az eseményt választottam, mivel a rendszerben lévő három generátor igen nagy teljesítménnyel koncentráltan volt jelen, bármelyikük elvesztése a hálózat gyors összeomlásához vezetett volna. A hálózaton definiáltam továbbá egy frekvenciafüggő terheléskorlátozást, amely első fokozata az összes fogyasztás 5%-át, második fokozattól kezdve pedig a fogyasztás 10%-át választotta fokozatonként.

Fokozatszám	Határfrekvencia	Ledobandó teljesítmény
1. Fokozat	59 Hz	$\Delta P = 5\% \cdot P_{\text{összes}}$
2. Fokozat	58,8 Hz	$\Delta P = 10\% \cdot P_{\text{összes}}$
3. Fokozat	58,6 Hz	$\Delta P = 10\% \cdot P_{\text{összes}}$
4. Fokozat	58,4 Hz	$\Delta P = 10\% \cdot P_{\text{összes}}$

Három scenáriót vizsgáltam. Mindhárom scenárióban a kiváltó esemény a C fogyasztón történő 20%-os (20MW) teljesítményugrás volt, amelyet teljesítménytartó védett fogyasztóként képeztem le. Ez azt jelentette, hogy a C fogyasztót az FTK nem választotta le a rendszerről semmilyen körülmény között. Első scenáriómban megnéztem azt, hogy ha a hálózat C-t leszámítva összes fogyasztója statikus impedanciátartó fogyasztóként van leképezve, akkor hogyan alakul a rendszer frekvenciája. Az **5.3. ábra** jól mutatja, hogy amikor csak statikus fogyasztóink voltak a hálózaton, akkor a kezdeti gradiens értéke nagy, amely miatt a határfrekvencia értékeket gyorsabban elérjük és az FTK-nak két fokozata is indul. Ennél az esetenél a frekvencia valahol 58,85 Hz értéke körül állandósult.



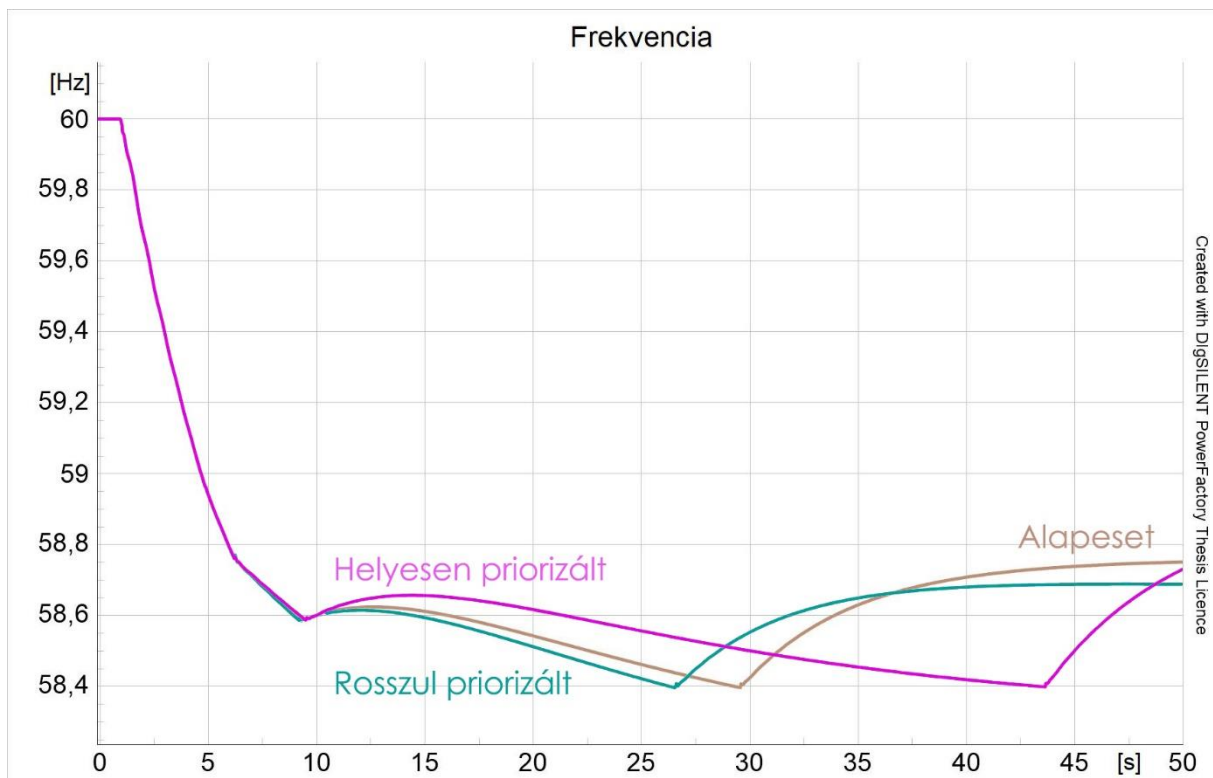
5.3. ábra: Fogyasztó típusok hatása az FTK-ra

Megfigyelhető, hogy amikor a rendszerben megjelentek dinamikus fogyasztók is, akkor a zavar miatt bekövetkező frekvenciagradiens értéke csökkent (fogyasztó oldali inercia). Frekvenciára érzéketlen és dinamikus fogyasztók együttes leképezése esetén a frekvencia értéke 59,2 Hz-es értékre áll be, míg abban az esetben, ha csak dinamikus fogyasztóink vannak a hálózaton a stabilizálódott frekvencia értéke 58,8 Hz volt. Azonban a **5.3. ábra** jól mutatja, hogy csak dinamikus fogyasztó esetén rendszer rendelkezett akkora mennyiségű inerciával, hogy a stabilitás megőrzése érdekében elég volt csak az FTK-nak az első fokozatát aktiválni. A vizsgálat során FCR szabályozás nem volt a hálózaton. A frekvenciában a vissza ugrások azzal magyarázhatók, hogy a fokozat frekvenciahatárának elérésekor több fogyasztót választunk le, mint amennyi szükséges lenne a frekvenciacsökkenés megállításához.

5.2.2 Fogyasztók prioritizálásának hatása a frekvenciastabilitásra

Második szimulációm során egy nagyobb teljesítmény ugrást definiáltam a C fogyasztón (40%-os ugrás) és ennek hatását vizsgáltam. Erre az esemény növekedésre azért volt szükség, hogy több FTK fokozat is működésbe lépjen. A fogyasztókat a frekvenciaérzékenységük alapján kategorizáltam (a hálózaton voltak a korábban bevezetett komplex fogyasztók és teljesítménytartó, frekvenciaváltozásra érzéketlen fogyasztók) és ez alapján rendeltem őket FTK fokozatokba. Ezt azt jelentette, hogy a statikus és dinamikus

fogyasztók közül először a statikus fogyasztókat választottam le a hálózatról. Az eredményeket a **5.4. ábra** mutatja.

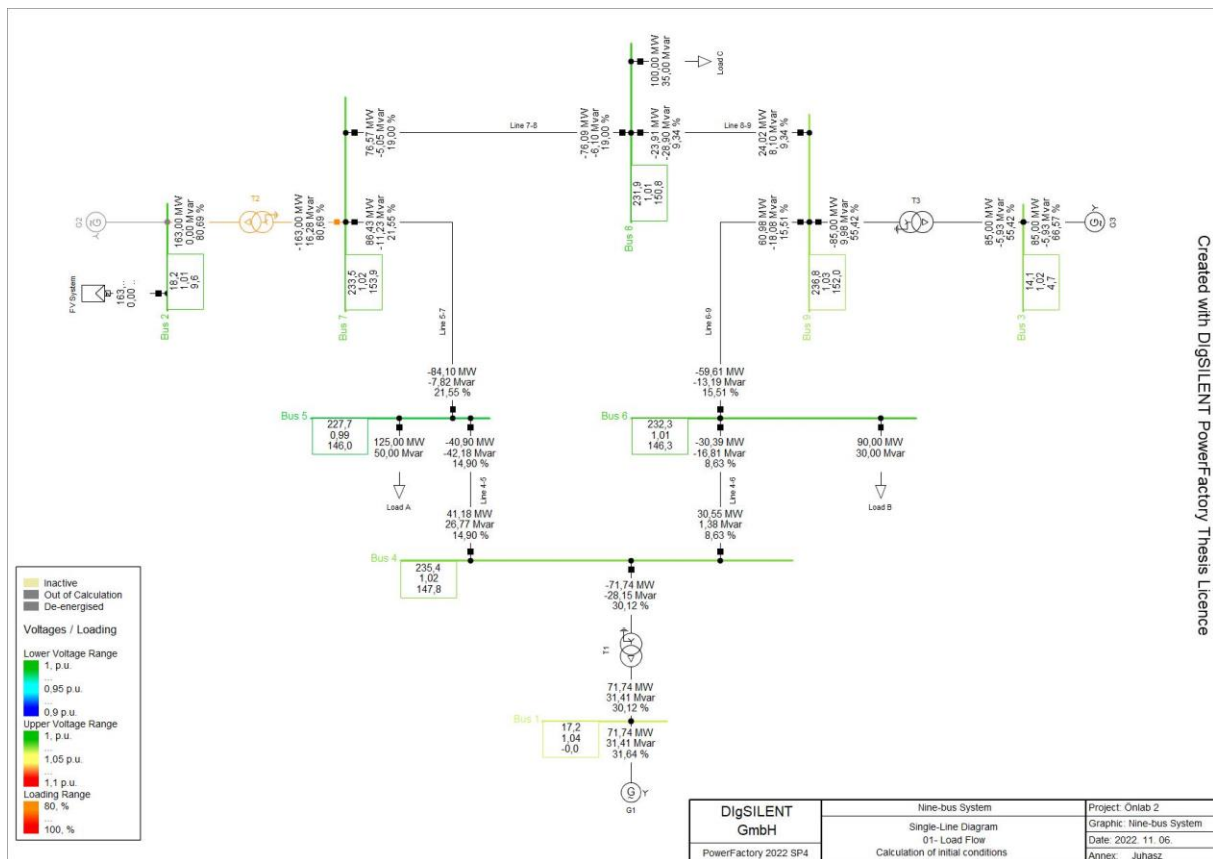


5.4. ábra: Frekvenciaérzékenység szerinti priorizálás hatása a frekvenciára

Elmondható az, hogy a fogyasztók között egy helyes priorizálás definiálása nem csak a zavarok hatására bekövetkező változásokat lassítja a hálózaton, hanem a kialakuló stabil állapot elérését is gyorsítja, valamint az újonnan kialakuló stabil frekvenciára is javuló hatással vannak. Az FTK fokozatokban történő priorizálás már most is jelen van aszerint, hogy az adott vonalakra védett fogyasztók csatlakoznak-e (korházak), ezen érzékenységi tényező figyelembevételével egy új szempont vezethető be a most használt metodikába.

5.2.3 FTK működése nagy napelemes termelés mellett

Utolsó scenárióban azt vizsgáltam, hogy 50%-os napelemes termelés mellett a rendszerben ez az új FTK miként tudja javítani a frekvencia stabilitást. A nagy napelemes termelés 163 MW-ot jelentett, amely teljesen kiváltotta a korábban gázturbinaként modellezett G2 generátor által szolgáltatott teljesítményét. A hálózat képét a **5.5. ábra** mutatja.



5.5. ábra: Hálózat képe nagy napelemes termelés mellett

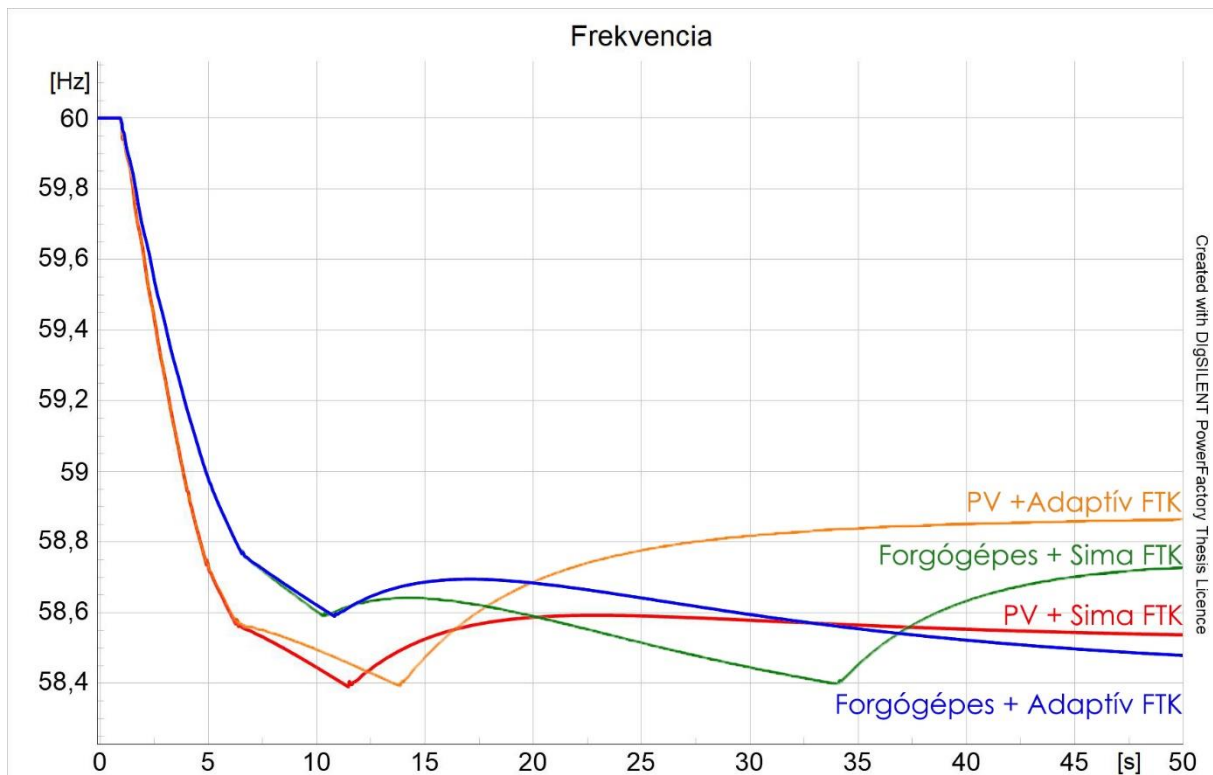
A 5.6. ábra mutatja a szimuláció eredményeit. Ahogyan azt a korábbi vizsgálatok is mutatták a tradicionális erőművek lecserélése napelemes energiatermelőkre a ROCOF növekedéséhez vezet, amely jól látható az ábrán. Érdekesség az, hogy a forgógépes energiatermelés és adaptív FTK mellett alakul ki a legalacsonyabb stabil frekvencia. Ez azzal magyarázható, hogy egyedül ebben az esetben nem értük el a 4. fokozatnak beállított frekvenciahatárt, amely miatt ebben az esetben több fogyasztó maradt csatlakoztatva a hálózatra. Ezen okból kifolyólag kijelenthető, hogy ez volt a legkedvezőbb eset. Az ábrán megfigyelhető még a jelentős különbség a két 50%-os napelemes termelés mellett tapasztalható frekvencia között. A kialakuló stabil frekvencia értéke 250 mHz-el eltér, amely a rendszerbe maradt jobb fogyasztói visszahatással magyarázható.

5.2.4 Frekvenciaérzékenységen alapuló adaptív FTK szimulációk összegzése

Szimulációim során azt vizsgáltam, hogy a leválasztott fogyasztók típusai miként befolyásolhatják a frekvenciát. Elemzéseim során statikus és frekvenciaérzékenységgel rendelkező dinamikus fogyasztókat modelleztem és azt az eredményt kaptam, hogy a fogyasztók frekvenciaérzékenység alapján történő prioritizálása, azaz a kisebb tényezővel rendelkező fogyasztók előbb történő lekapcsolása nagyban hozzájárul ahhoz, hogy a

rendszerben lezajló tranziensek lassabban játszódjanak le és stabilitás szempontjából egy jobb állapotba állandósuljon a rendszer a zavar után. Egy helyes prioritizálás a rendszerirányítónak is értéket teremt, ugyanis nagy zavarok esetén kevesebb fokozat indulásával, azaz kevesebb fogyasztó korlátozásával vagyunk képesek megállítani a frekvenciacsökkenést.

Gyakorlatiassági szempontból érdemes azonban megemlíteni azt, hogy ezen szimulációk nem rendelkeztek FCR szabályozással, amely hatással lett volna a végfrekvencia értékeire.



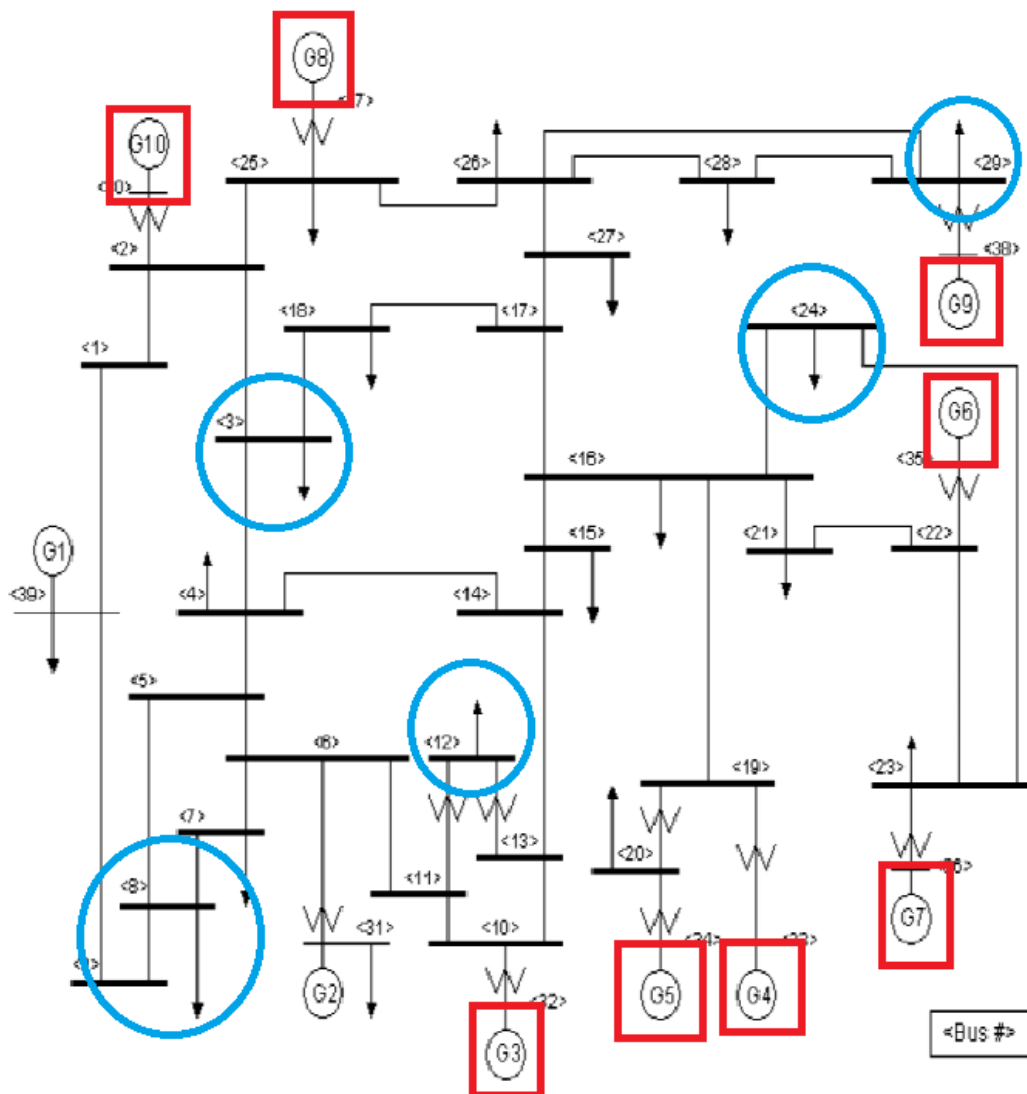
5.6. ábra: Napelemes és Forgó termelés mellett működő FTK típusok összehasonlítása

5.3 Fogyasztók leválasztási fokozatainak felülvizsgálása a leágazás gyűjtősínén mért frekvenciaváltozás függvényében

Az eddigiekben használt 9 gyűjtősínes modellben 3 db koncentrált fogyasztó volt jelen, amely kicsi az ilyesfajta vizsgálatokhoz. Ebből az okból kifolyólag a továbbiakban az IEEE 39 gyűjtősínes modelljét vizsgáltam, ez a rendszer már rendelkezett FCR tartalékkal, azaz frekvenciatartó szabályozással, de aFRR, azaz frekvenciahelyreállító szabályozással nem.

5.3.1 Leágazás ROCOF helyfüggésének vizsgálata

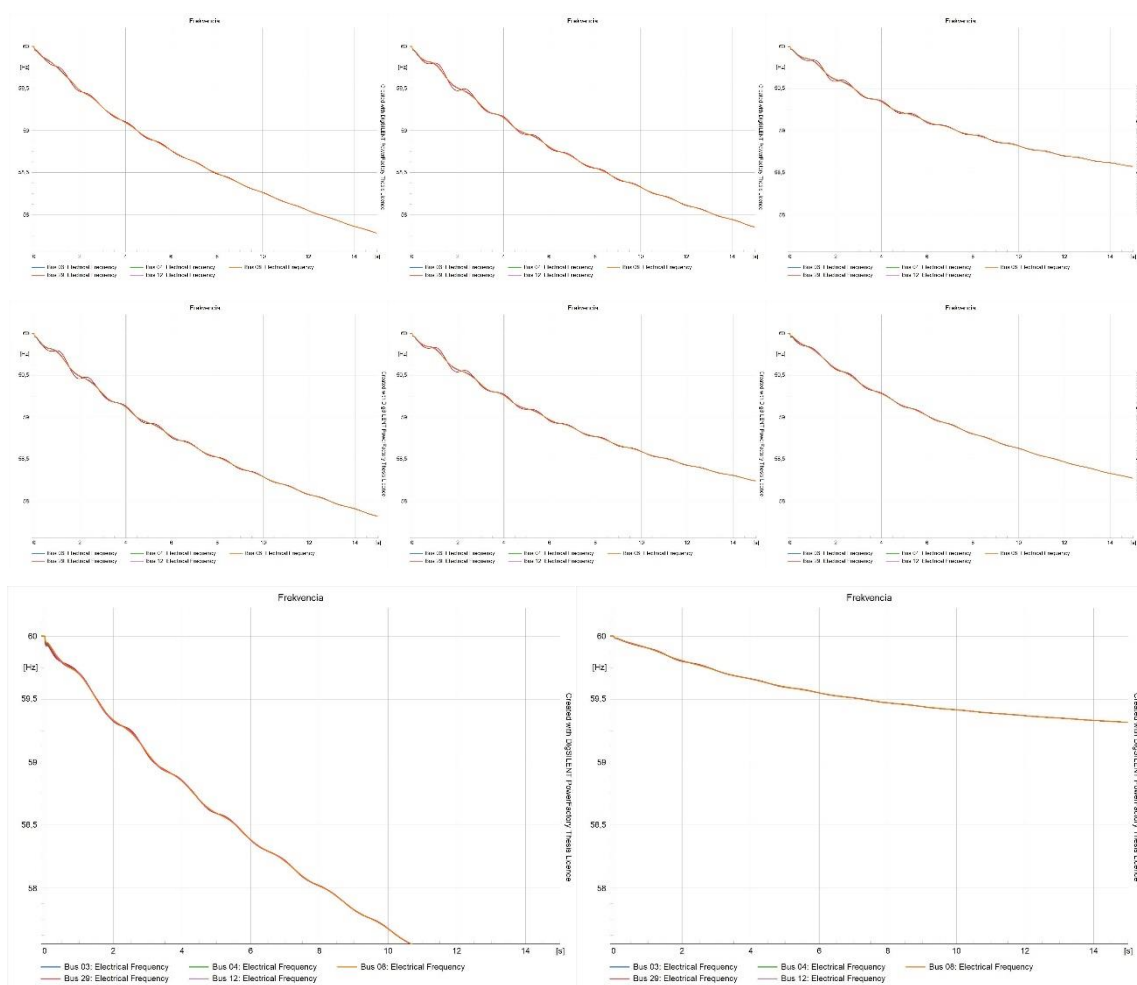
A [25] doktori disszertációban és [26] tanulmányban azt az eredményt kapták, hogy a gyűjtősínen a lengés alatt mérhető helyi ROCOF értékét befolyásolja az, hogy a bekövetkezett zavar hol helyezkedik el a hálózaton úgy, hogy a zavar közelében mért ROCOF értéke nagyobb. Ez a függés egy ROCOF alapú adaptív FTK-t könnyen befolyásolhat, ugyanis, ha a ROCOF jelentősen függ a zavar helyétől, azaz a zavarhoz közelebb lévő leágazások ROCOF-ja meredekebb, akkor előfordulhat olyan scenárió, hogy az adaptív FTK nem optimális döntést hoz az inercia alapú prioritizálás kialakításában. Erre végeztem ellenőrző kísérletet úgy, hogy a rendszerben lévő összes fogyasztót azonosan képeztem le teljesítménytartóként. A különböző zavarokat az egyes generátorok ledobása jelentette.



5.7. ábra: A vizsgálati helyek és a lecsatlakozó generátorok

A **5.8. ábra** a különböző generátorok (G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9 és G10) ledobásának hatását mutatja az kézzel jelölt gyűjtősínek frekvenciájára. Az ábra 15 másodperces időablakban mutatja a frekvenciát. Kijelenthető az, hogy ebben az időtávban a görbék egybe esnek, azaz a leágazási frekvenciának, ROCOF-nak nincs a zavar helyétől függése a vizsgált modellben. Természetesen a különböző teljesítményű generátorok ledobása eltérő hatással hat a frekvencia változás meredekségére, de minden gyűjtősínen közel azonosan.

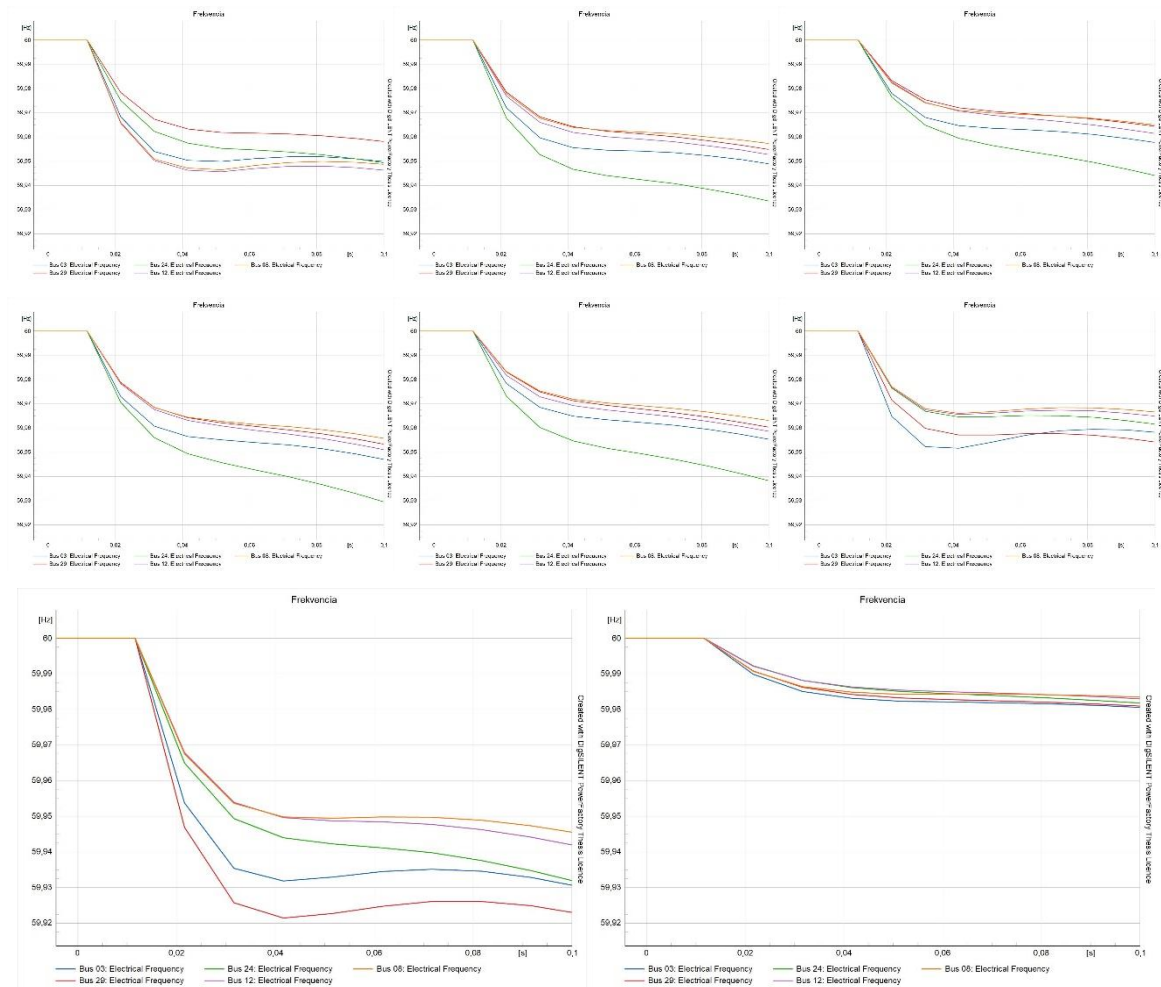
A **5.8. ábra** és **5.9. ábra** szerepe első sorban a halmozott tendencia mutatása és nem a láthatóság. A két ábra jól mutatja az eltérő időablakban a viselkedési jelleget az összes zavar (generátor leválás) esetén.



5.8. ábra: Különböző generátorok (G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9 és G10) leválásának frekvenciára gyakorolt hatása 15 másodperces időablakban

Nagyobb eltérések jelenhetnek meg kisebb időablakokban. A jelen vizsgálat során 100ms-es vizsgálati tartományt választottam, mert itt volt a legjelentősebb frekvenciaváltozás eltérés. A **5.9. ábra** mutatja, hogy a zavar helyétől miképpen függenek a különböző gyűjtősínek frekvenciaváltozás meredekségei. A legnagyobb eltérés a G9-es generátor leválásakor történik,

ebben az esetben a legközelebbi 29-es gyűjtősín frekvenciájának értéke a zavar után 40 ms-al 59,92 Hz volt, míg a zavartól legtávolabb levő gyűjtősín frekvencia értéke 59,95 Hz volt. Ez a 30 mHz-es különbség a 100ms pillanatában is fennáll, amely már egy releváns ROCOF számítási időablak lehet. Ilyen esetben a $ROCOF_{BUS_29} = 0,8 \frac{Hz}{s}$, valamint $ROCOF_{BUS_08} = 0,5 \frac{Hz}{s}$. Fontos, hogy ez csak a kezdeti meredekség, a szakirodalomban az ENTSO-E által leggyakrabban használt 500ms-es időablak az elterjedtebb [27].



5.9. ábra: Különböző generátorok (G3, G4, G5, G6, G7, G8, G9 és G10) leválásának frekvenciára gyakorolt hatása 100ms-es időablakban

Mindent összegezve belátható az, hogy az egyes gyűjtősínek frekvenciaváltozásában a helyfüggés jelen van, azonban csak a zavar legelején észlelhető a hatása az általam vizsgált modellen.

5.3.2 Historikus ROCOF adatok használata adaptív FTK-hoz

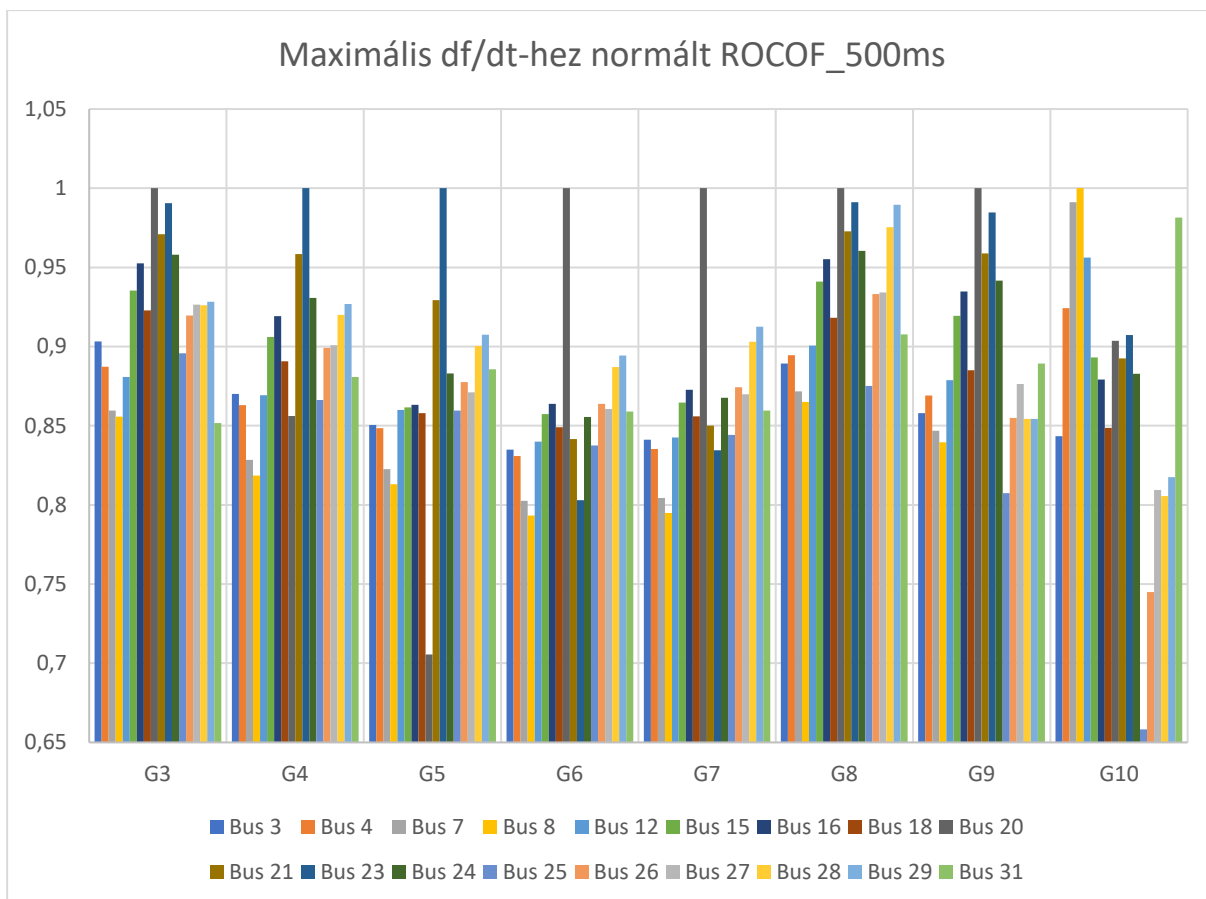
A (10) egyenlet alapján belátható az, hogy a különböző leágazások gyűjtősínjein bekövetkező lokális frekvenciaváltozás összefüggésben van a leágazás inerciájával, azaz azon KÖF vonalak, amelynek lokális frekvenciaváltozása lassabb, kisebb ROCOF-fal rendelkeznek. Kisebb frekvencia gradienssel rendelkező leágazásokban nagyobb a frekvencia visszahatás, stabilitás szempontjából a „tehetetlenségükkel” javítják a rendszert.

Ezen okokból egy fokozat újra kiosztás a FTK-nál a KÖF leágazások tehetetlensége alapján indokolt lehet, amely eljárás tovább növelheti a rendszer stabilitását havária esetén. A historikus adatokon alapuló FTK esetében különböző zavarok mellett figyeltem az egyes fogyasztói leágazások gyűjtősínének frekvencia értékeit és azok alapján prioritizálási listát készítettem, aszerint, hogy statisztikailag mely ROCOF-ok voltak a legkisebbek és legnagyobbak.

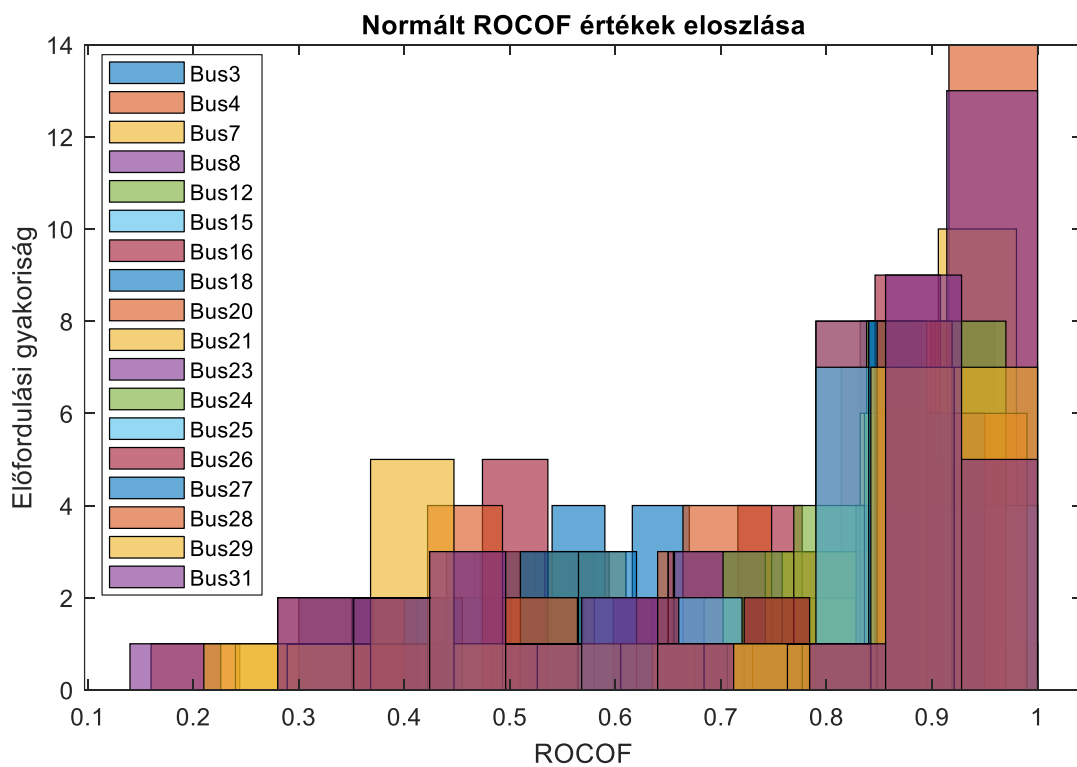
A szimuláció során minden fogyasztó azonos impedanciatartó 100%-ban dinamikus fogyasztó volt, azonban a hozzájuk tartozó k_f értéket véletlenszerűen osztottam ki 0 és 5 %/%-os tartományban, ezzel eltérőnek tekintve az egyes leágazások inerciáját. A zavarok az egyes generátorok (G3-G10) leválását jelentette a hálózatról. A ROCOF-ok alakulását a **5.10. ábra** mutatja az egyes zavarok fényében. A ROCOF értékek az ábrán a maximális értékhez vannak viszonyítva, azaz mindegyik zavar esetében a legnagyobb érték 1 (100%) és a többi ehhez az értékhez van normálva. Erre azért van szükség, mert az egyes leváló generátorok nem azonos teljesítménnyel táplálnak be a rendszerbe, ezért a „statisztikai” értékeléshez ezeket relatív alakba kell hozni.

Az **5.11. ábra** hivatott mutatni az **5.10. ábra** által halmozottan mutatott relatív ROCOF értékek eloszlását hisztogramos formában. Az ábra azt mutatja, hogy vannak egyértelműen olyan gyűjtősínnek, amelyek különböző zavarok esetén a legnagyobb ROCOF-fal rendelkeztek. Belátható az, hogy ez alapján létrehozható egy sorrend.

Az átlagértékekből számolt sorrend alakulását az **9. táblázat** mutatja. A táblázatban a k_f tényező azt mutatja, hogy a véletlen kiosztás folyamán az adott leágazás fogyasztóihoz milyen érték társult. A $k_f=1,4$ azt jelenti, hogy a frekvencia 1%-os változása esetén a fogyasztó 1,4%-kal változtatja a hatásos teljesítmény felvételét. A vizsgálat során a 500 ms-s és 200 ms-os időablakban is számoltam a különböző zavarok esetén fellépő ROCOF-ot.



5.10. ábra: Fogyasztói leágazások frekvenciaváltozásának változása a leváló generátorok függvényében



5.11. ábra: Normált ROCOF értékek eloszlása

9. táblázat: Normalizált ROCOF-ok átlagértékei

#	k _f	Bus. No	P MW	200ms	500ms	Átlag
1.	1,4	Bus 20	628	76,06%	94,63%	85,35%
2.	0	Bus 23	247,5	72,22%	94,37%	83,30%
3.	0	Bus 21	274	69,76%	92,90%	81,33%
4.	0	Bus 24	308,6	68,38%	91,87%	80,12%
5.	1	Bus 16	329	66,41%	91,44%	78,93%
6.	5	Bus 15	320	64,83%	90,79%	77,81%
7.	1	Bus 18	158	63,87%	88,89%	76,38%
8.	5	Bus 27	281	62,49%	89,21%	75,85%
9.	1	Bus 25	224	64,56%	84,70%	74,63%
10.	0	Bus 3	322	61,93%	87,13%	74,53%
11.	0	Bus 26	139	60,56%	88,41%	74,49%
12.	1,4	Bus 31	9,2	55,67%	89,81%	72,74%
13.	1,4	Bus 4	500	57,71%	87,76%	72,74%
14.	1	Bus 28	206	54,37%	90,63%	72,50%
15.	1,4	Bus 12	7,5	55,54%	88,65%	72,09%
16.	5	Bus 29	283,5	52,41%	91,31%	71,86%
17.	5	Bus 7	233,8	52,81%	85,97%	69,39%
18.	1	Bus 8	522	52,07%	85,33%	68,70%

5.3.3 ROCOF alapú prioritizálási sorrend bevezetése

Az előző fejezetben meghatározott lista alapján egy 6 fokozatú FTK-t definiáltam és vizsgáltam azt, hogy a hagyományos FTK-hoz ez a historikus adatokon alapuló félig adaptív eljárás milyen eredményeket mutat nagy üzemzavar során. A hagyományos FTK kialakításánál csak arra figyeltem, hogy a leválasztandó fogyasztói mennyiségek 5 %- 8% – 8% – 8% – 8% – 8%-nyi teljesítményt válasszanak le az összes fogyasztáshoz képest.

10. táblázat: Hagományos FTK fokozatai

Hagyományos							
Fok. No.	Bus No.	P le [MW]	Q [Mvar]	%	Fok le	Szum le	Frek. [Hz]
1.Fok	Bus 3	322	2,4	5,30%	5,30%	5,30%	59
2.Fok	Bus 25	224	47,2	3,70%	7,80%	13,10%	58,8
	Bus 7	233,8	84	3,80%			
	Bus 31	9,2	4,6	0,20%			
	Bus 12	7,5	88	0,10%			
3.Fok	Bus 28	206	27,6	3,40%	8,00%	21,10%	58,6
	Bus 29	283,5	26,9	4,60%			
4.Fok	Bus 4	500	184	8,20%	8,20%	29,30%	58,4
5.Fok	Bus 29	283,5	26,9	4,60%	7,20%	36,50%	58,2
	Bus 18	158	30	2,60%			
6.Fok	Bus 8	522	176	8,60%	8,60%	45,10%	58

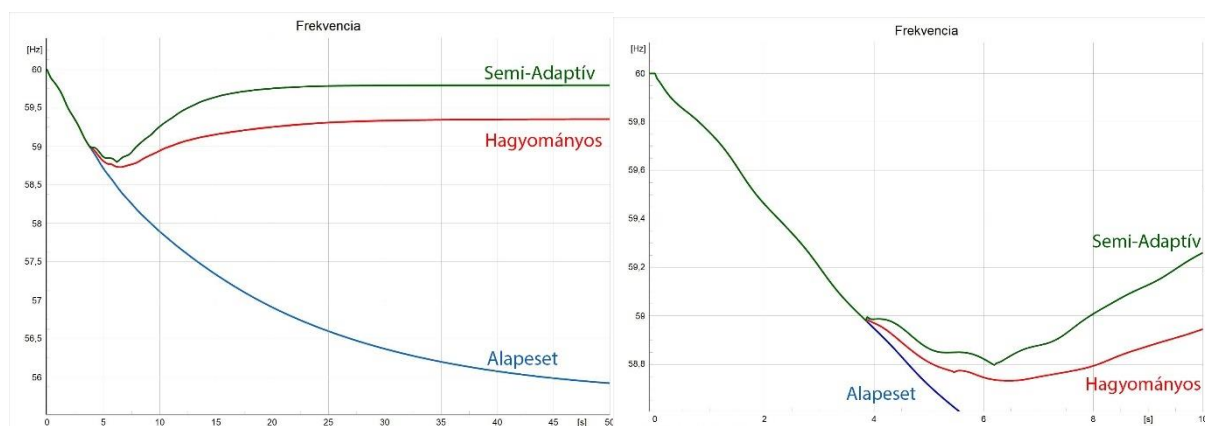
11. táblázat: Félíg - Adaptív FTK fokozatai

Félíg Adaptív - ROCOF alapján							
Fok No.	Bus No.	P le [MW]	Q [Mvar]	%	Fok le	Szum le	Megjegyzés
1.Fok	Bus 24	308,6	-92,2	5,10%	5,10%	5,10%	
2.Fok	Bus 23	247,5	84,6	4,10%	8,60%	13,60%	
	Bus 21	274	115	4,50%			
3.Fok	Bus 15	320	153	5,20%	7,50%	21,10%	
	Bus 26	139	17	2,30%			
4.Fok	Bus 20	502,4	103	8,20%	8,20%	29,40%	80%-a P_20
5.Fok	Bus 20	125,6	103	2,10%	7,50%	36,80%	20%-a P_20
	Bus 16	329	32,3	5,40%			
6.Fok	Bus 18	158	30	2,60%	8,10%	45,00%	
	Bus 3	322	2,4	5,30%			
	Bus 12	7,5	88	0,10%			
	Bus 31	9,2	4,6	0,20%			

Az előzetes vizsgálatokból azt az eredményt kaptam, hogy egy generátor elvesztése még nem fog FTK működést kiváltani. Ezen okokból a következő három scenáriót vizsgáltam:

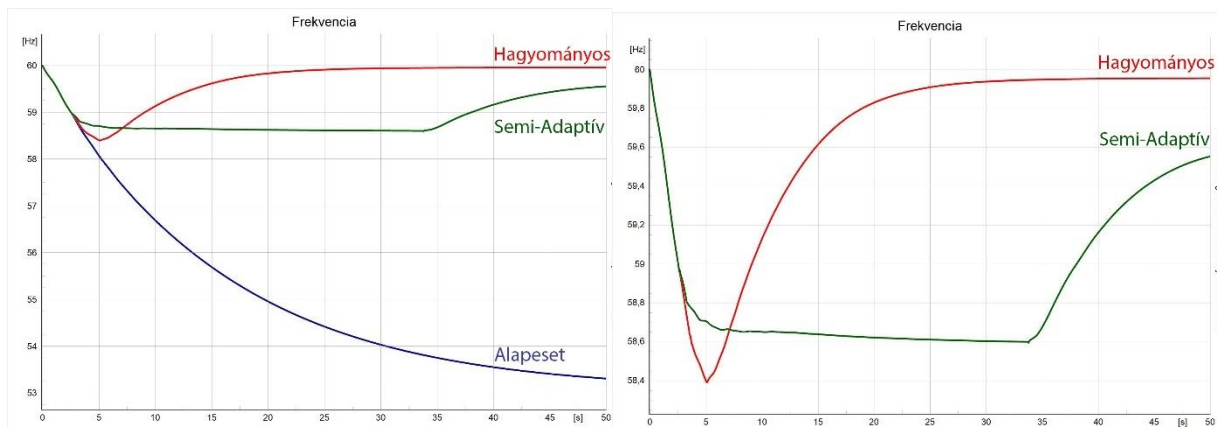
- 9-es és 10-es generátor kiesése
- 8, 9, 10-es generátor elvesztése
- 7, 8, 9 és 10-es generátor elvesztése

Az első scenárióban azt tapasztaltam, hogy az első és második fokozat is működésbe lépett mindkettő esetben, azonban, amikor a félíg-adaptív FTK működött, a rendszerben kialakuló stabil frekvencia értéke magasabb volt és a zavarok lassabban játszódtak le a rendszerben.

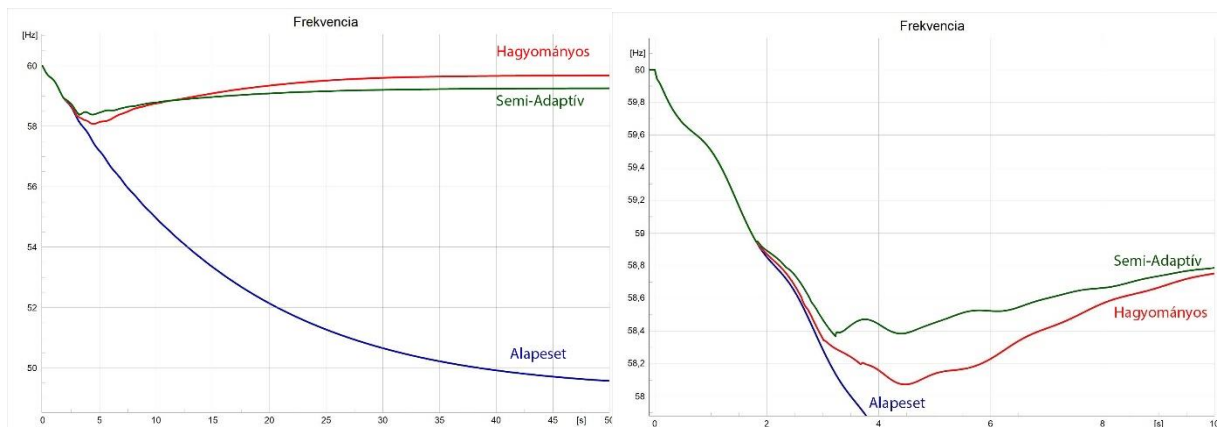


5.12. ábra: G9 és G10-es generátor leválásakor létrejövő frekvencia értéke 50 másodperces (bal) és 10 másodperces (jobb) felbontásban

Második scenárióban már a lekapcsolat teljesítmény nagyobb volt. Ennek eredményeit a **5.13. ábra** mutatja. Ebben az esetben már az állandósult frekvencia értéke a hagyományos FTK működés mellett a nagyobb. Ez azzal magyarázható, hogy ebben az esetben több fokozatnak kellett működésbe lépni, a negyedik fokozatban lévő 8% terhelés is leválasztásra került a hálózatról. Ennek ellenére a félig-adaptív esetben csak 3 fokozat lép működésbe azért, hogy megelőzze a rendszerösszeomlást. Megfigyelhető továbbá az is, hogy a félig-adaptív esetben a második fokozat leválasztásakor a frekvencia értéke minimálisan csökken, szinte megáll, a minimális frekvenciacsökkenés miatt azonban 30 másodperc elteltével elérjük a harmadik fokozat indulási frekvenciáját.



5.13. ábra: G8, G9 és G10-es generátor leválasztásakor létrejövő frekvencia értéke 50 másodperces (bal) és 10 másodperces (jobb) felbontásban



5.14. ábra: G7, G8, G9 és G10-es generátor leválasztásakor létrejövő frekvencia értéke 50 másodperces (bal) és 10 másodperces (jobb) felbontásban

Az utolsó scenárióban került leválasztásra a legnagyobb termelői teljesítmény, amely a 7, 8, 9 és 10-es generátor leválasztásakor jött létre. Az eredményeket a **5.14. ábra** mutatja. Az előző scenárióhoz hasonlóan alakultak az eredmények. A félig-adaptív FTK esetében a változások lassabban játszódtak le, valamint eggyel kevesebb fokozatnak kellett működnie, mint hagyományos esetben.

Mindent összegezve belátható az, hogy a historikus ROCOF adatokon alapuló FTK rendszer használata esetén a rendszerben lejátszódó frekvenciaváltozás lassabb, valamint az FTK rendszerautomatikának kevesebb fogyasztót kell lekapcsolni a rendszerből azonos hatás elérése érdekében.

6 Adaptív FTK-k összehasonlítása

Ebben a fejezetben a korábbiakban bemutatott két adaptív frekvenciafüggő terheléskorlátozást hasonlítom össze az IEEE 39 gyűjtősínes modelljében. A modellben csak a fogyasztók frekvenciaérzékenységi tényezője változott.

6.1 Fogyasztók a hálózaton

A korábbi 39 gyűjtősínes vizsgálathoz képest, a fogyasztók új frekvenciaérzékenységet kaptak. Erre azért volt szükség, hogy a frekvenciaérzékenységen alapuló adaptív FTK eljárásnál prioritási listát tudjunk létrehozni. Az új értékeket a **12. táblázat** mutatja.

12. táblázat: Fogyasztók adatai

Bus. No.	P [MW]	Q [Mvar]	össz-ben %	k _f
Bus 3	322	2,4	5,3%	3
Bus 4	500	184	8,2%	1,4
Bus 7	233,8	84	3,8%	5
Bus 8	522	176	8,6%	1,2
Bus 12	7,5	88	0,1%	1,4
Bus 15	320	153	5,2%	2
Bus 16	329	32,3	5,4%	1,8
Bus 18	158	30	2,6%	1,6
Bus 20	628	103	10,3%	1,4
Bus 21	274	115	4,5%	0,5
Bus 23	247,5	84,6	4,1%	0,7
Bus 24	308,6	-92,2	5,1%	0
Bus 25	224	47,2	3,7%	1
Bus 26	139	17	2,3%	0,2
Bus 27	281	75,5	4,6%	4
Bus 28	206	27,6	3,4%	1,5
Bus 29	283,5	26,9	4,6%	5
Bus 31	9,2	4,6	0,2%	1,4
Bus 39	1104	250	18,1%	-

A k_f értékek véletlenszerűen kerültek meghatározásra a hálózaton. A fogyasztók impedanciatartó fogyasztók voltak, kivéve a 39-es gyűjtősínre csatlakozó. Ő teljesítménytartó védett fogyasztóként volt leképezve, nem volt FTK fokozatba rendelve sem a hagyományos, sem az adaptív esetben.

6.2 Különböző FTK rendszerek a hálózaton

A rendszerben található FTK-k a mindenkori terhelés 45%-át választották le 6 fokozatban. Az egyes fokozatokba történő rendelést az adaptív paraméter határozta meg. A leágazási gyűjtősín frekvencia alapú átlagos ROCOF kiszámításához, mivel a fogyasztók eltérően viselkedtek a korábbi szimulációhoz képest, újra elvégeztük az előző fejezetben bemutatott eljárást. Ennek eredményeként létrejött egy ROCOF alapú leválasztási sorrend, amelyet a **13. táblázat** mutat.

13. táblázat: Fogyasztók prioritási sorrendben történő elhelyezkedése

Bus. No.	P [MW]	Q [Mvar]	össz-ben %	k_f	Átlag	#_RO	#_kf
Bus 3	322	2,4	5,28%	3	74,5%	11	15
Bus 4	500	184	8,20%	1,4	72,8%	13	9
Bus 7	233,8	84	3,83%	5	69,4%	17	18
Bus 8	522	176	8,56%	1,2	68,8%	18	6
Bus 12	7,5	88	0,12%	1,4	72,2%	15	10
Bus 15	320	153	5,25%	2	77,9%	6	14
Bus 16	329	32,3	5,40%	1,8	79,7%	5	13
Bus 18	158	30	2,59%	1,6	76,4%	7	12
Bus 20	628	103	10,30%	1,4	85,4%	1	7
Bus 21	274	115	4,49%	0,5	81,4%	3	3
Bus 23	247,5	84,6	4,06%	0,7	83,4%	2	4
Bus 24	308,6	-92,2	5,06%	0	80,2%	4	1
Bus 25	224	47,2	3,67%	1	74,6%	10	5
Bus 26	139	17	2,28%	0,2	74,6%	9	2
Bus 27	281	75,5	4,61%	4	75,9%	8	16
Bus 28	206	27,6	3,38%	1,5	72,6%	14	11
Bus 29	283,5	26,9	4,65%	5	72,0%	16	17
Bus 31	9,2	4,6	0,15%	1,4	72,8%	12	8
Bus 39	1104	250	18,11%	-	-	-	-

A hagyományos FTK fokozat esetében ismét csak arra figyeltünk, hogy a fokozatokba rendelt terhelés mértéke a Magyarországon használt FTK-val azonos legyen (5%, 8%...). A kapott FTK kiosztásokat alább láthatjuk.

14. táblázat: Hagyományos FTK

Hagyományos							
Fok. No.	Bus No.	P le [MW]	Q [Mvar]	%	Fok le	Szum le	Frek. [Hz]
1.Fok	Bus 3	322	2,4	5,3%	5,3%	5,3%	59
2.Fok	Bus 25	224	47,2	3,7%	7,8%	13,1%	58,8
	Bus 7	233,8	84	3,8%			
	Bus 31	9,2	4,6	0,2%			
	Bus 12	7,5	88	0,1%			
3.Fok	Bus 28	206	27,6	3,4%	8,0%	21,1%	58,6
	Bus 29	283,5	26,9	4,6%			
4.Fok	Bus 4	500	184	8,2%	8,2%	29,3%	58,4
5.Fok	Bus 29	283,5	26,9	4,6%	7,2%	36,5%	58,2
	Bus 18	158	30	2,6%			
6.Fok	Bus 8	522	176	8,6%	8,6%	45,1%	58

15. táblázat: ROCOF alapú Adaptív FTK

ROCOF alapú							
Fok. No.	Bus No.	P le [MW]	Q [Mvar]	%	Fok le	Szum le	Frek. [Hz]
1. Fok	Bus 23	247,5	84,6	4,06%	5,06%	5,06%	59
	Bus 20*	60,97	14,09	1,0%			
2. Fok	Bus 21	274	115	4,5%	8,17%	13,23%	58,8
	Bus 25	224	47,2	3,7%			
3. Fok	Bus 24	308,6	-92,2	5,1%	7,65%	20,88%	58,6
	Bus 18	158	30	2,6%			
4. Fok	Bus 16	329	32,3	5,4%	8,00%	28,88%	58,4
	Bus 20**	158,8	36,7	2,6%			
5. Fok	Bus 15	320	153	5,2%	7,80%	36,88%	58,2
	Bus 26	139	17	2,3%			
	Bus 31	9,2	4,6	0,2%			
	Bus 12	7,5	88	0,1%			
6. Fok	Bus 8	522	176	8,6%	8,6%	45,24%	58

16. táblázat: Frekvenciaérzékenység alapú Adaptív FTK

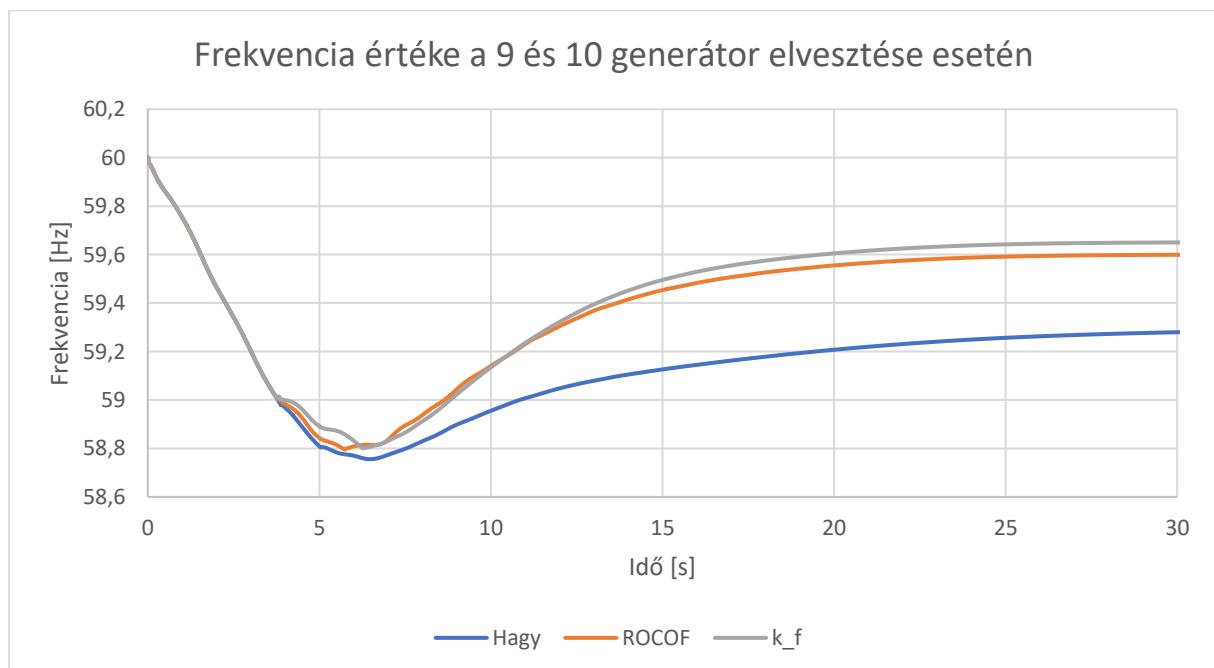
k f alapú							
Fok. No.	Bus No.	P le [MW]	Q [Mvar]	%	Fok le	Szum le	Frek. [Hz]
1. Fok	Bus 24	308,6	-92,2	5,1%	5,1%	5,1%	59
2. Fok	Bus 21	274	115	4,5%	8,2%	13,2%	58,8
	Bus 25	224	47,2	3,7%			
3. Fok	Bus 26	139	17	2,3%	8,0%	21,3%	58,6
	Bus 23	247,5	84,6	4,1%			
	Bus 8*	101,3	23,4	1,7%			
4.Fok	Bus 4	500	184	8,2%	8,2%	29,5%	58,4
5.Fok	Bus 8**	420,7	152,6	6,9%	7,2%	36,6%	58,2
	Bus 12	7,5	88	0,1%			
	Bus 31	9,2	4,6	0,2%			
6. Fok	Bus 28	206	27,6	3,4%	8,6%	45,3%	58
	Bus 15	320	153	5,2%			

6.3 Eredmények összehasonlítása

A szimuláció során a fellépő zavar a hálózat különböző generátorainak lecsatlakozása volt. Három esetet vizsgáltam:

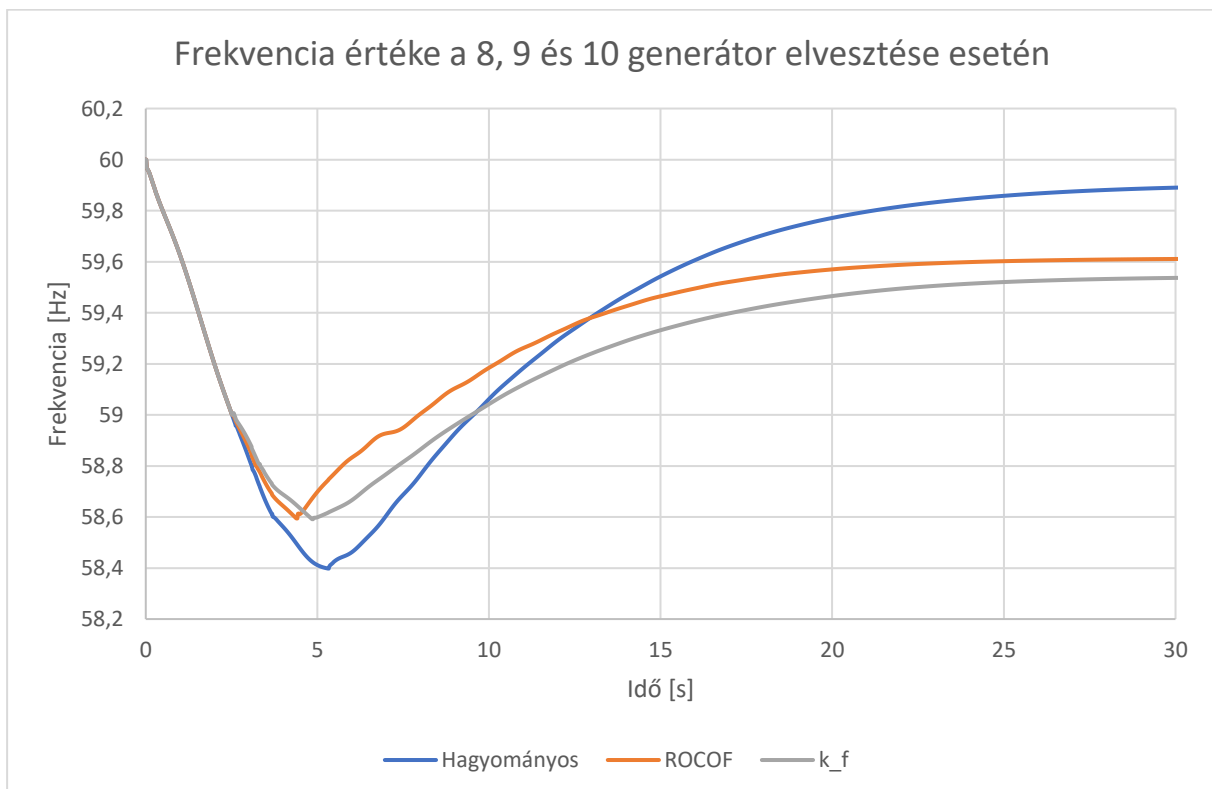
- G9 és G10 leválása – 18%-os termelési kiesés
- G8, G9 és G10 leválása – 26%-os termelési kiesés
- G7, G8, G9 és G10 leválása – 36%-os termelési kiesés

Az első scenárióban a leválasztott teljesítmény 1080 MW volt, amely a teljes rendszerteljesítmény 18%-át jelentette. Az eredményeket a **6.1. ábra** mutatja. Jól megfigyelhető, hogy a hagyományos FTK-hoz képes mind a ROCOF mind a frekvenciaérzékenységen alapuló adaptív FTK jobb eredményt hoz, amely abban nyilvánul meg, hogy a zavar hatására a frekvenciaváltozás lassabban játszódik le és a fogyasztói leválasztás után az állandósuló frekvencia értéke nagyobb. Az ábrán az figyelhető meg, hogy az állandósult frekvencia értéke a frekvenciaérzékenységen alapuló adaptív FTK esetében nagyobb (k_f). Ezt az eredményt vártuk, ugyan is a fogyasztói leágazások gyűjtősinjén mért frekvenciaváltozáson alapuló adaptív FTK esetében (ROCOF) azt feltételezzük, hogy a leágazáson jelenlévő fogyasztói visszahatás tükröződik a gyűjtősin frekvenciaváltozásában. Az egész eljárást azért határoztuk meg, mert azt feltételeztük, hogy nem vagyunk tisztában a fogyasztók pontos k_f értékeivel, ahogyan még a valóságban sem.

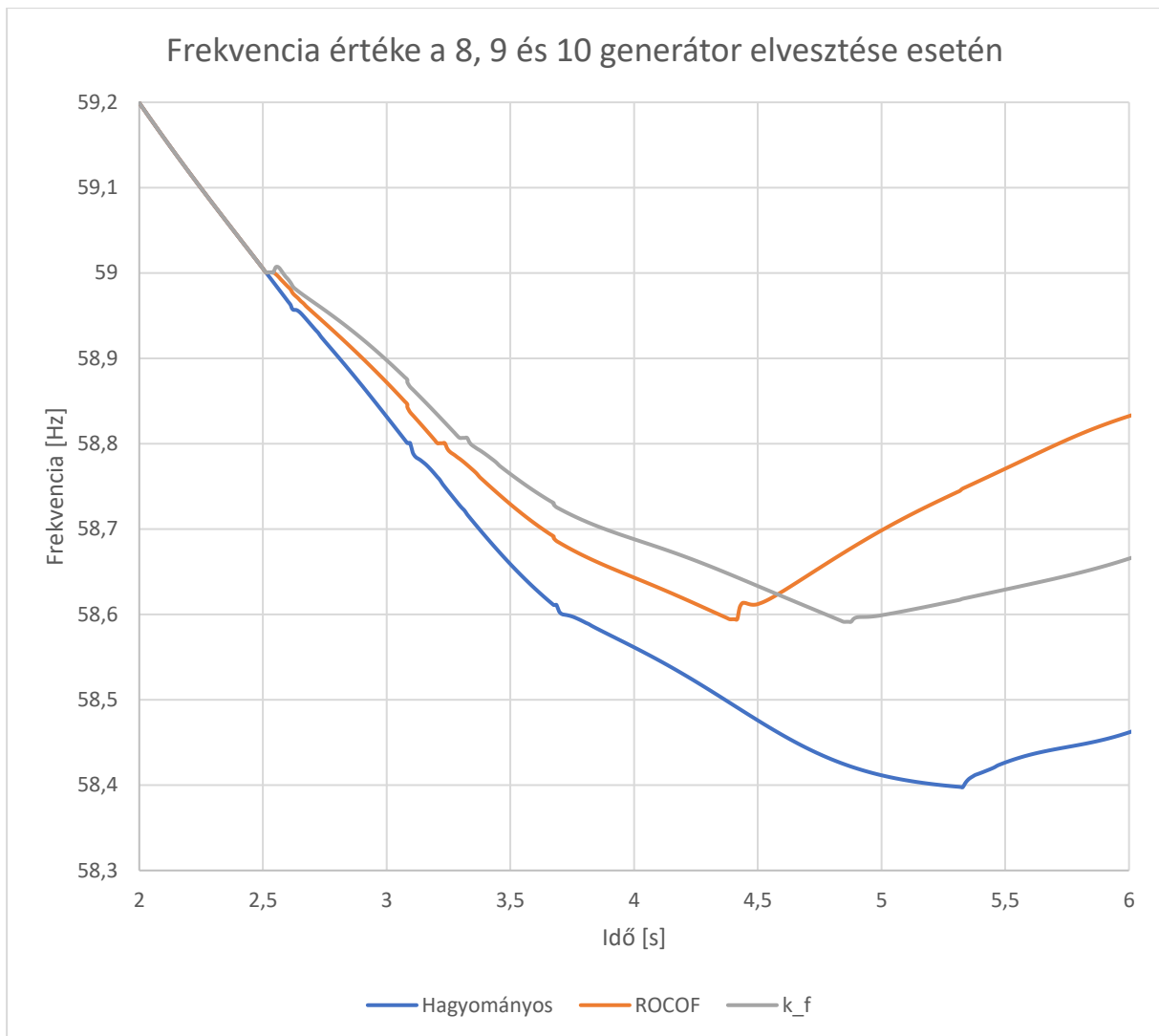


6.1. ábra: Frekvencia értéke a 9 és 10 generátor elvesztése esetén

Második szcenárióban a leválasztott teljesítmény értéke nagyobb volt, 1620 MW, amely a teljes rendszerteljesítmény 26%-át teszi ki. Az eredményeket a **6.2. ábra** mutatja. A **6.3. ábra** ugyanezen vizsgálat eredményit mutatja kisebb időintervallumban. Az látható, hogy habár a zavart követően a kezdeti meredekség értéke azonos mind három FTK esetében az első fokozat leválasztása után a frekvenciaérzékenységen (k_f) alapuló adaptív FTK mellett tapasztalható a legkisebb frekvencia gradiens, amely miatt ebben az esetben érjük el legkésőbb a minimális frekvencia értékét. Ez a tulajdonság egy előny a többiekhez képest, ugyan is ezen plusz idő egy valós rendszer esetén hasznos lehet a szabályozási tartalékok, valamint védelmi automatikák számára. Egy másik pozitív eredmény még az, hogy az adaptív esetekben egy fokozattal, azaz közel 500 MW-nyi fogyasztással kevesebbet kell korlátozni a hagyományos FTK melletti működés esetéhez képest. Érdekes eredmény továbbá az, hogy az újonnan kialakuló stabil frekvencia értéke hogyan alakul a három esetben. A hagyományos működés mellett lesz ez a legmagasabb, amely azzal magyarázható, hogy kevesebb fogyasztó maradt a rendszerben. Ami érdekes viszont, hogy annak ellenére, hogy mindkét adaptív FTK esetében azonos mennyiségű fogyasztó maradt a hálózaton a ROCOF FTK mellett alakul ki magasabb érték. Ez az eltérő fogyasztói összetétellel magyarázható, amely a rendszerben maradt. A nagyobb fogyasztói visszahatás a stabilizálódásra is kihat.

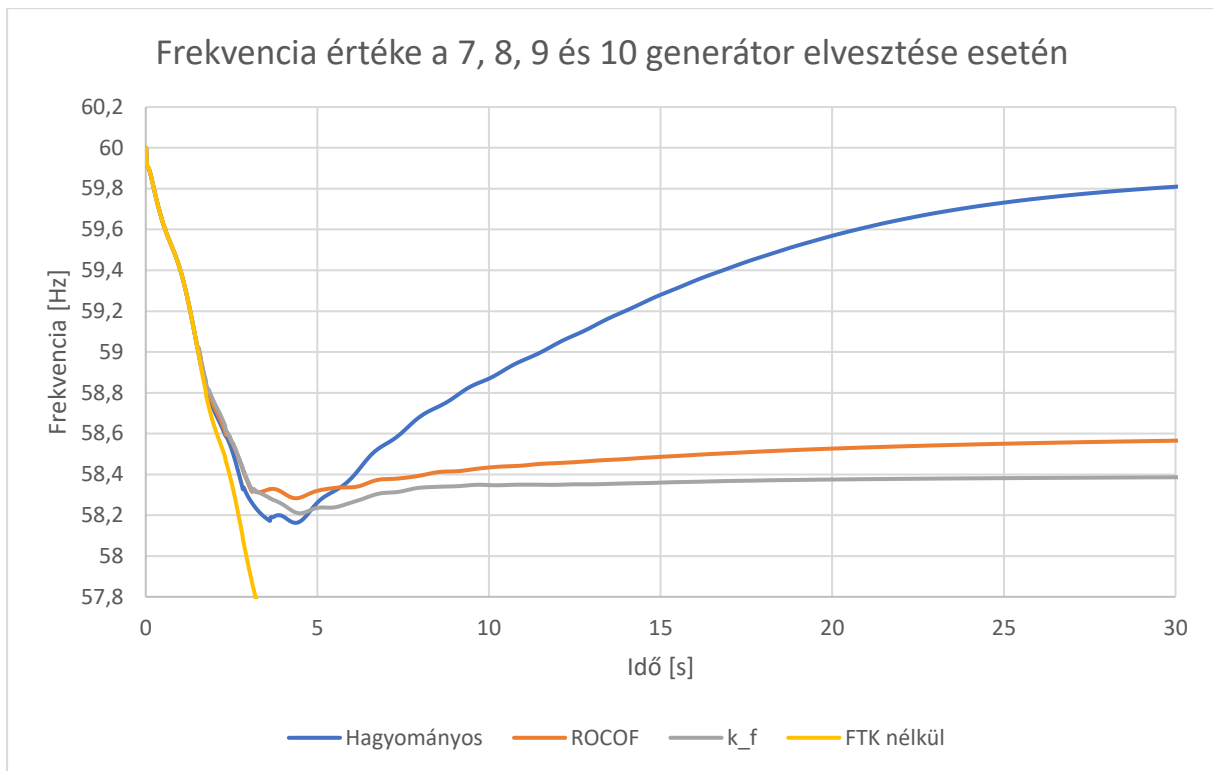


6.2. ábra: Frekvencia értéke a 8, 9 és 10 generátor elvesztése esetén

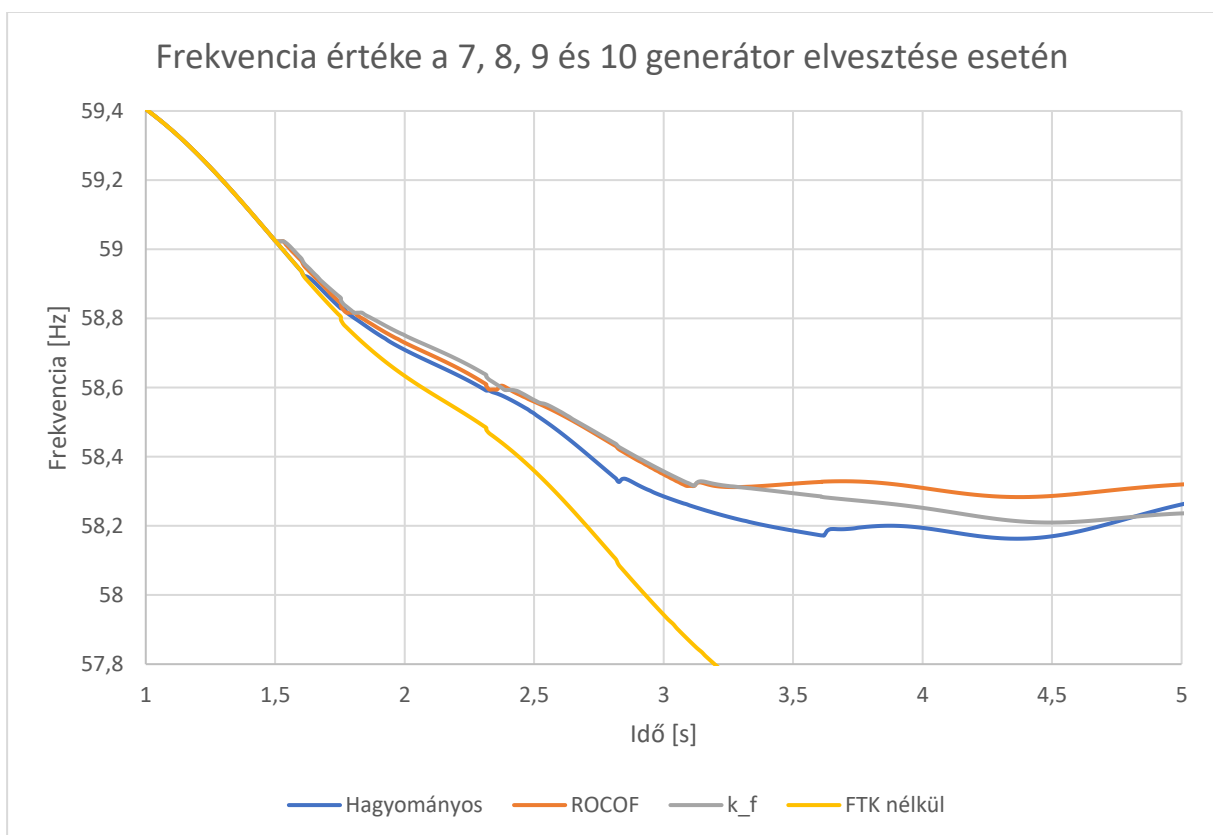


6.3. ábra: Frekvencia értéke a 8, 9 és 10 generátor elvesztése esetén 2-6 másodperces időintervallumban

Ha még nagyobb üzemzavart feltételezünk, 2180 MW kiesést, amely a teljes rendszerteljesítmény 36%-a, akkor a frekvencia értékét a **6.4. ábra** mutatja az idő múlásában. Megfigyelhető az adaptív esetekben, hogy a frekvencia alacsonyabb értéken stabilizálódik, amely a bennmaradt plusz 500 MW-nyi fogyasztási igénnyel magyarázható, amely természetesen számunkra jobb eredmény, mert ilyenkor kevesebb fogyasztót kellett korlátoznunk. A **6.5. ábra** kisebb időablakban mutatja az eredményeket. Látható az, hogy a rendszer szempontjából a legjobb eredményeket, lekapcsolt fogyasztók száma, minimális elért frekvencia a ROCOF alapú adaptivitás eredményezte.



6.4. ábra: Frekvencia értéke a 7, 8, 9 és 10 generátor elvesztése esetén



6.5. ábra: Frekvencia értéke a 7, 8, 9 és 10 generátor elvesztése esetén 1-5 másodperces időablak

17. táblázat: FTK összehasonlító táblázat

Kiesett termelés %-ban:		18%	26%	36%
Indult fokozatok száma	Hagyományos	2	3	4
	ROCOF	2	3	4
	k_f	2	4	5
Minimális frekvencia értéke	Hagyományos	58,756 Hz	58,398 Hz	58,163 Hz
	ROCOF	58,795 Hz	58,594 Hz	58,283 Hz
	k_f	58,800 Hz	58,591 Hz	58,209 Hz
Kezdeti ROCOF (500ms)	Hagyományos	0,277 Hz/s	0,404 Hz/s	0,736 Hz/s
	ROCOF	0,277 Hz/s	0,404 Hz/s	0,736 Hz/s
	k_f	0,277 Hz/s	0,404 Hz/s	0,736 Hz/s
1.fok. utáni ROCOF (500ms)	Hagyományos	0,142 Hz/s	0,348 Hz/s	0,611 Hz/s
	ROCOF	0,100 Hz/s	0,284 Hz/s	0,591 Hz/s
	k_f	0,067 Hz/s	0,252 Hz/s	0,552 Hz/s

A **17. táblázat** a különböző frekvenciafüggő terheléskorlátozásokhoz tartozó lényeges értékeket mutatja. Összességében elmondható, hogy a kezdeti meredekség a zavar pillanatában azonos, azonban az első fokozat működését követően már az adaptív esetekben kisebb, akár a hagyományos esetben fellépő ROCOF fele. Természetesen, ahogyan nő a zavar mértéke az első fokozat látváasztása után tapasztalható frekvenciaváltozási sebesség egyre kevésbé tér el, de minden esetben az adaptív FTK működése mellett tapasztalható gradiens értékek kisebbek lesznek. A kisebb meredekség hatására a változások lassabban játszódnak le és az elért minimális frekvencia értéke akár 200 mHz-es értékkel is nagyobb lehet.

Sorrendbe állíthatóság szempontjából az mondható el, hogy a frekvenciaváltozás sebessége szempontjából a k_f adaptivitás adja a legjobb eredményeket, míg a legkisebb frekvencia érték szempontjából a ROCOF. Azonban belátható, hogy bármilyen szempontot is veszünk, a jelenleg használt hagyományos módszer alul marad az adaptív FTK eljárásokhoz képest.

7 Összefoglalás

7.1 Konklúzió

A konvencionális forgó tömeggel rendelkező erőművek részarányának csökkenésével a rendszer inerciája csökken. Az inerciacsökkenéssel párhuzamosan az elmúlt években Európában a nagy üzemzavarok gyakorisága növekedett, amely néhány esetben a fogyasztók korlátozásával járt.

Dolgozatomban két adaptív frekvenciafüggő terheléskorlátozást vizsgáltam DIgSILENT PowerFactory szimulációkkal. A vizsgálatokat az IEEE 9 gyűjtősínes és 39 gyűjtősínes modelljén végeztem. Azt az eredményt kaptam, hogy a fogyasztók frekvenciaérzékenységén alapuló és a leágazási gyűjtősínen mért lokális frekvenciaváltozáson alapuló adaptív FTK, a hagyományos jelenleg használt FTK-hoz képest kevesebb fokozat indulásával, azaz akár további 500 MW fogyasztás korlátozása nélkül is képes megállítani a frekvenciacsökkenést egy 6000 MW-os rendszer esetén. A rendszerben maradó fogyasztói visszahatás miatt elmondható az, hogy a frekvenciacsökkenés lassabban játszódik le adaptív FTK-k esetében, valamint az újonnan kialakuló stabil állapot is kedvezőbb számunkra. További vizsgálataimban összehasonlítottam az általam vizsgált két adaptív FTK-t. Azt tapasztaltam, hogy a frekvenciaérzékenységén alapuló adaptív FTK esetében a frekvenciagradiens értékek alacsonyabbak voltak, azonban nagy üzemzavarok alatt az elért minimális frekvencia értéke kisebb volt a fogyasztói leágazásokon merhető ROCOF alapú FTK működése mellett tapasztalható értékekhez képest. A jelenlegi termelői összetétel változás mellett azonban, a rendszer stabilitásának érdekében a frekvenciaváltozás sebességének korlátozása egy fontosabb paraméter lehet a közeljövőben, ezért a frekvenciaérzékenységén alapuló adaptív FTK tekinthető kedvezőbbnek.

Mindent összegezve mind a fogyasztók frekvenciaérzékenysége alapján, mind a leágazások frekvenciaváltozásának meredeksége alapján bevezethető adaptív FTK pozitív hatással lehet a frekvenciastabilitásra, amely bevezetése esetén akár 1-2 FTK fokozatnyi fogyasztóval kevesebbet kell korlátozni a rendszerösszeomlás megelőzése érdekében.

7.2 Kitekintés

A magyar FTK-ba történő implementálhatóság tekintetében mind a frekvenciaérzékenységén alapuló (**k_f**) adaptív FTK, mind a historikus leágazási

frekvenciagradiens adatokon alapuló (**ROCOF**) adaptív FTK a jelenlegi rendszer egy reális továbbfejlesztése lehet. Mindkét esetben azonban kulcsfontosságú elem a megfelelő szintű aggregálás. A ROCOF alapú adaptivitás esetében ez adott, a különböző elosztói alállomások jó aggregálási szintek lehetnek, azonban a jelenleg használt technológia akár lehetővé tudná tenni azt, hogy adott alállomáson belül a különböző leágazások eltérő fokozatba kerüljenek (**4.3. ábra** és **4.4. ábra**). A ROCOF eljárással szemben, ahol az van feltételezve, hogy a különböző elosztói alállomások regisztrálják és tárolják a frekvencia értékeket, a k_f alapú adaptivitás előnyt élvezhet, ugyanis ebben az esetben nem szükséges valamilyen zavar és frekvenciacsökkenés, hanem leágazási vagy alállomási mérések segítségével ezen frekvenciaérzékenységek meghatározhatók, ahogyan azt 30 éve [16] fogyasztókra és körzetekre nézve meg is tették. A két eljárás közti különbség az, hogy a jelenleg tárolt (amennyiben valóban tárolt) nagymennyiségű adatot szeretnénk kiértékelni, avagy új méréseket elvégezni szerte az országban.

Irodalomjegyzék

- [1] Nemzeti energiastratégia 2030, (hozzáférés:2022. 04. 18. 15:15)
https://www.enhat.mekh.hu/s/nemzeti_energiastrategia_2030.zip
- [2] Nemzeti Energia- és Klímaterv (hozzáférés: 2022. 04. 18. 15:18)
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/hu_final_necp_main_hu.pdf
- [3] Tielens, P., Van Hertem, D., & Belmans, R. (2017). Operation and Control of Power Systems with Low Synchronous Inertia.
- [4] MAVIR Adatpublikációk és kiadványok, Energia MIX - VER Erőművi Beépített teljesítőképesség és PV Statisztikai adatok [online]
<https://www.mavir.hu/web/mavir/energia-mix-eromuvi-beepített-teljesitokepesseg-adatok>
- [5] ENTSO-E report, “Final Report System Disturbance on 4 November 2006,”
<https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf> (Elérhető: 2022. 11. 17. 15:41)
- [6] TEIAS and ENTSO-E Project group Turkey, “Report on blackout in Turkey on 31st March 2015,” Technical Report, September 2015. [System Operations Reports \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/system-operations-reports) (Elérhető: 2022. 11. 17. 14:00)
- [7] ENTSO-E, “Final report on the separation of the Continental Europe power system on 8 January 2021”, 15 July 2021 <https://www.entsoe.eu/news/2021/07/15/final-report-on-the-separation-of-the-continental-europe-power-system-on-8-january-2021/> (Elérhető: 2022.12.02 17:19)
- [8] ENTSO-E, “Factual Report on the Separation of the Continental Europe Synchronous Area on 24 July 2021”, 15 July 2021 <https://www.entsoe.eu/news/2021/11/12/factual-report-on-the-separation-of-the-continental-europe-synchronous-area-on-24-july-2021/> (Elérhető: 2022.12.02 21:55)
- [9] J. Fang, Y. Tang, H. Li and F. Blaabjerg, "The Role of Power Electronics in Future Low Inertia Power Systems," 2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC), 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/PEAC.2018.8590632.
- [10] Ódor, Géza & Hartmann, Bálint. (2020). Power-law distributions of dynamic cascade failures in power-grid models.
- [11] Ganz előadás, TRADÍCIÓ ÉS INNOVÁCIÓ - Villamosgépes kihívások/megoldások az átalakuló villamosenergia-rendszerben BME-ESZK 2022.11.10.
- [12] MEKH – MAVIR, A magyar villamosenergia-rendszer 2022. évi adatai [online]
<https://www.mavir.hu/documents/10258/239341959/A+magyar+villamosenergia-+%C3%A9s+f%C3%B6ldg%C3%A1lrendszer+2022.+%C3%A9vi+adatait+bemutat%C3%B3+kiadv%C3%A1ny.pdf/dd5b5343-f7ab-f57f-e3ce-8ee9f25f4783?t=1697181260471>

- [13] IEA, "Energy efficiency roadmap for electric motors and motor systems," IEA (4E Energy Efficient End-use Equipment), Tech. Rep., 2015.
- [14] Y. Bian, H. Wyman-Pain, F. Li, R. Bhakar, S. Mishra and N. P. Padhy, "Demand Side Contributions for System Inertia in the GB Power System," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 4, pp. 3521-3530, July 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2773531.
- [15] Faludi Andor, Szabó László: Villamosenergia-rendszer üzeme és irányítása egyetemi jegyzet, 2011.
- [16] Budapesti Műszaki Egyetem, Erősáramú Intézet, Villamosművek tanszék (1984. május), A wattos teljesítmény, a meddő teljesítmény, a feszültség és frekvencia /P-Q-U-f/ villamosenergia-rendszerbeli kölcsönhatásainak vizsgálata 1.sz. kutatási részjelentés
- [17] Juhász Kristóf Péter, Táci István, Sztráda Gyula (2023) Rendszerinercia várható változása és hatása a VER működésére, Energiagazdálkodás 3-4. lapszám KLENEN különkiadás ISSN 00210757
- [18] Táci István, Vokony István: „Rendszerstabilitás és a forgó tömeg nélküli villamosenergia-termelők” A MAGYAR ENERGETIKAI TÁRSASÁG LAPJA XXVIII. évfolyam 4. szám, 2021. december
- [19] D. T. Duong and K. Uhlen, "A topology-based scheme for adaptive underfrequency load shedding," 2017 IEEE Manchester PowerTech, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2017.7980854.
- [20] J. Yan, C. Li and Y. Liu, "Adaptive load shedding method based on power imbalance estimated by ANN," TENCON 2017 - 2017 IEEE Region 10 Conference, 2017, pp. 2996-2999, doi: 10.1109/TENCON.2017.8228375.
- [21] L. Shun, L. Qingfen and W. Jiali, "Dynamic optimization of adaptive under-frequency load shedding based on WAMS," 2016 IEEE Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference, 2016, pp. 920-926, doi: 10.1109/ITNEC.2016.7560496.
- [22] Amin Mokari-Bolhasan, Heresh Seyedi, Behnam Mohammadi-ivatloo, Saeed Abapour, Saeed Ghasemzadeh, „*Modified centralized ROCOF based load shedding scheme in an islanded distribution network*”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 62, 2014, Pages 806-815, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.029>.
- [23] U. Rudez and R. Mihalic, "Monitoring the First Frequency Derivative to Improve Adaptive Underfrequency Load-Shedding Schemes," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 2, pp. 839-846, May 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2059715.
- [24] Song, Yue & Hill, David & Liu, Tao. (2015). Small-disturbance angle stability analysis of microgrids: A graph theory viewpoint. 10.1109/CCA.2015.7320633.
- [25] Z. Zhong, "Power Systems Frequency Dynamic Monitoring System Design and Applications" PhD. Dissertation, Dept. Elect. and Comp. Eng., Virginia Polytechnic Institute and State Univ., Blacksburg, VA, Jul. 2005.

- [26] A. V. Kulkarni, W. Gao and J. Ning, "Study of Power System load shedding scheme based on dynamic simulation," IEEE PES T&D 2010, New Orleans, LA, USA, 2010, pp. 1-7, doi: 10.1109/TDC.2010.5484262.
- [27] European Network of Transmission System Operators for Electricity, 16. Dec. 2020, Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF), Version 17, SPD – Inertia TF [online] https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf (Elérhető: 2023. 10. 29.)