

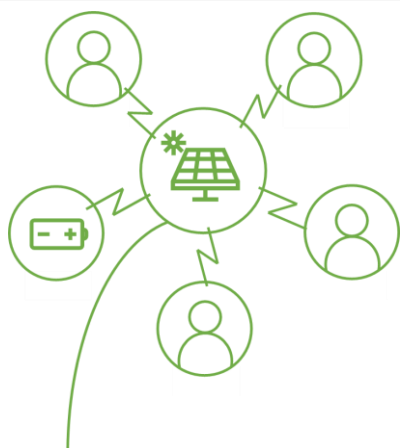


European
Climate
Foundation

2024

ASPECDS projekt műszaki összefoglaló

Energiaközösségek modellezése műszaki szempontból. Összefoglaló: alkalmazott módszertan és kutatási eredmények



Polgári Beáta

Dr. Raisz Dávid

Dr. Sleisz Ádám

Jakab Zoltán

Horváth András János

Dr. Divényi Dániel

Dr. Závecz Ágnes

Dr. Csatár János

BME Villamos Energetika Tanszék

MVM Smart Power Laboratórium

2024.10.11.

TARTALOM

1	Bevezetés: a kutatás célja	3
2	Modellezés	3
2.1	A modellezett hálózatok főbb jellemzői	4
2.1.1	Aszimmetria, KIF transzformátor, KÖF hálózat, mögöttes hálózat	4
2.1.2	Közcélú hálózaton túlmenő fogyasztói hálózatrészek	5
2.1.3	Fázisok közötti hálózati aszimmetria	5
2.2	Topológiák	6
2.2.1	Fogyasztók, termelők, tárolók és egyéb eszközök	6
2.2.2	A nemzetközi benchmark hálózat – a CIGRÉ hálózat	7
2.2.3	A tehetős városi agglomeráció – az R hálózat	7
2.2.4	Kistelepülési (falusi) hálózatok	8
2.3	A zárolási határ értelmezése	8
3	Szenáriók: A szimuláció bemutatása	9
4	A szimulációkban használt funkciók leírása	12
4.1	Tároló vezérlés és méretezés	12
4.2	DSM algoritmus	13
4.3	P(U) szabályozás	14
4.4	Q(U) szabályozás	15
5	Vizsgált KPI-ok	15
5.1	Numerikus, kimentett eredmények	15
5.2	VAVDI, VAVFI	16
5.3	Önfogyasztás	16
5.4	Inverter lekapcsolások	16
5.5	Transzformátor terhelések	17
6	Eredmények	17
6.1	Átfogó eredménytáblázat	17
6.2	Alapeset	19
6.3	Magas zárolási penetráció vizsgálata az R hálózaton	19
6.4	Koordinált PV elhelyezés	20

6.4.1	Központi PV.....	20
6.4.2	Concentric PV elhelyezés.....	21
6.5	Energiaközösségi funkciók hatása.....	21
6.5.1	Tároló.....	21
6.5.2	Demand-side management és meddőszabályozás	23
6.6	Elektrifikáció.....	25
6.7	Alternatív hálózati megoldások	26
6.7.1	OLTC.....	26
6.7.2	Vezetékcseré.....	26
6.8	Költségek becslése	27
7	Összefoglalás	29

1 BEVEZETÉS: A KUTATÁS CÉLJA



Kutatásunk során azt vizsgáltuk, hogy az energiaközösségek hogyan, milyen mértékben képesek növelni az elosztóhálózat fotovillamos termelői (PV) befogadóképességét. E befogadóképességet műszaki tényezők és előírások határozzák meg, amelyeket – Magyarországon legalábbis – az Elosztói Szabályzat ír elő. E tanulmány eredményei alapján léteznek megoldások a PV befogadóképesség növelésére az említett műszaki korlátok jelenléte mellett is, és az energiaközösségek ezen megoldások alkalmazása tekintetében hasznos vagy akár vezető szerepet is betölthetnek.

Vizsgáltuk energiaközösségek által ösztönözhető, kedvező PV elrendezések hatását, központi és elosztott energiatárolók hatását különböző vezérlési algoritmusokkal, a fogyasztó oldali befolyásolás hatását, meddőszabályozás hatását, valamint ezek együttes hatását is. Arra jutottunk, hogy minden vizsgált eszköz vagy eljárás képes hozzájárulni a hálózat PV befogadóképességének növeléséhez. E hozzájárulás eszköztől függően egy, vagy két műszaki korlát enyhítésében jelenhet meg: egyrészt a nem megengedhető feszültségemelkedések megelőzésében, másrészt a KÖF/KIF¹ transzformátor túlterhelések elkerülésének biztosításában. Számos esetben a feszültségemelkedésben megjelenő korlátokon túl a transzformátor *névleges* teljesítménye jelenti a legszigorúbb korlátot a jelenlegi szabályozásban, amely azonban megtévesztő. A transzformátor körzetben telepített PV rendszerek névleges teljesítménye rendszerint nem jár a transzformátor *valós* túlterhelésével, mert a PV termelés mellett valamekkora fogyasztás is van a hálózaton.

Energiaközösségeket vizsgáló kutatásunk tárgya az energiaközösségekben rejlő műszaki lehetőségek elemzése az *elosztóhálózat PV befogadóképességének növelése* érdekében. A kutatás továbbá vizsgálja az energiaközösségek egyéb lehetséges előnyeit is, úgy mint:

- *hálózati feszültségproblémák kezelése*
- *a visszaszabályozott PV termelés csökkentése (kevesebb fogyasztói panasz)*
- *a hálózati veszteség csökkentése a termelés helyi felhasználásának következtében*
- *helyben termelt energia lokális elfogyasztása (energiaautonómia)*

Ezt az elemzést több elosztóhálózaton is elvégeztük: egy négy- és egy egyáramkörös KÖF/KIF transzformátor körzeten. Az alapfeltevés szerint egy energiaközösség egy transzformátor által ellátott áramkör fogyasztóit tömöríti. Az elemzések egy háromfázisú, aszimmetrikus, négyvezetős műszaki modell és az ezen végzett hálózatszámításokra alapozva készültek el. Hálózatbarát funkciókat modelleztünk és különféle PV és akkumulátor elrendezéseket próbálunk ki. A szimuláció időhossza 1 év, amelyet a számítások egyszerűsítése végett 24 nap (minden hónapra 1 hétfői és 1 hétköznapi nap) eredményeinek 1 évre skálázásával kaptunk. A műszaki elemzést olyan alternatív hálózati megoldásokkal zártuk, melyekkel az energiaközösségi ösztönzők segítségével elérhető PV befogadóképesség szintén megvalósítható. Ennek célja az egyes alternatív megoldások gazdaságossági összehasonlíthatóságának megalapozása. Jelen dokumentum a 134 oldalas jelentés összefoglalója.

¹ Középfeszültség, kiefeszültség

2 MODELLEZÉS

2.1 A modellezett hálózatok főbb jellemzői

2.1.1 Aszimmetria, KIF transzformátor, KÖF hálózat, mögöttes hálózat

A mögöttes hálózatot egy ideális (végtelen zárlati teljesítményű), nagyfeszültségen elhelyezett feszültségforrással, egy NAF²/KÖF transzformátorral és egy egyenértékű közép feszültségű hálózati impedanciával modelleztük. Ezt az impedanciát úgy választottunk, hogy rajta akkora feszültség essen, amekkorát a vizsgált KÖF-KIF transzformátor árama mellett a KÖF vonalról ellátott többi (részleteiben nem szimulált) KÖF-KIF transzformátor árama együttesen okoz. A mögöttes hálózatrészek leképzése megfelel a gyakorlati hálózati topológiáknak, aholis a KÖF-KIF szakaszok már sugaras kialakításúak, azaz egyetlen, nagy rendszer felőli betáplálással/kapcsolódással rendelkeznek.

A részletes kifizültségű hálózatmodell és számítás egyetlen KIF transzformátorkörzetet ölel fel, vagy annak is csupán egyetlen áramkörét. Vizsgálatainkban két hálózati szcenárió³ található:

1. A hazai, tehetős városi agglomerációt reprezentáló „R” hálózat négy áramkör részletes modelljét tartalmazza (ez a teljes transzformátorkörzetet jelenti).
2. A nemzetközi benchmark modellként szereplő CIGRÉ modellben egyetlen áramkör szerepel.

A hazai KIF transzformátorok átlagosan 4 áramkört látnak el. Ezért a CIGRÉ modell esetén feltételezzük, hogy a modellezett áramkörrel teljesen azonos további három áramkört lát el a transzformátor, vagyis a kiszámolt tápponti áramnak a négyszerese folyik át a KIF transzformátoron. Az „R” hálózat esetén a teljes tápponti áramot számítja a modell. A KIF transzformátor impedanciáját megszorozzuk az áramkörök számávalval annak érdekében, hogy az azon eső feszültséget helyesen, valamennyi áramkör együttes hatásást figyelembe véve kapjuk meg.

A modellezés során feltételezzük, hogy a KÖF vonal egyenletes távolságokban elhelyezve több KÖF/KIF transzformátort lát el, amelyek azonos típusúak, és amelyeknek az árama is azonos. A modellezésben csak egyetlen ilyen transzformátor áramát számítjuk (a fentiek szerint), amely áramnak az egyes vonalszakaszokon a vonalon távolabb elhelyezkedő transzformátorok számával arányos többszöröse folyik át (így az utolsó vonalszakaszon már csak egyetlen számított áram folyik át). A teljes végponti feszültségesés/emelkedés helyes meghatározásához tehát a KÖF vonal impedanciáját meg kell szorozni egy, a transzformátorok számától függő szorzóval. Feltételezzük továbbá, hogy a NAF/KÖF transzformátor több egyforma KÖF vonalat lát el, de csak egy KÖF vonal áramát számoljuk ki, ezért a transzformátor impedanciáját megszorozzuk a vonalak számával annak érdekében, hogy rajta a feszültségesés/emelkedés azonos legyen.

Az ideális **feszültségforrás (slack) pontján a feszültséget a névleges értéken tartjuk.**

² Nagyfeszültség

³ Ezekről részletesen a 2.2 Topológiák részben írunk

2.1.2 Közcélú hálózaton túlmenő fogyasztói hálózatrészek

A szimulációk lehetővé tétele érdekében egyszerűsített felépítésű kifizetésű hálózatokat modelleztünk.

A valós hálózaton a *fogyasztók csatlakozási pontja* (a tulajdoni határ) egy ún. *csatlakozóvezetéken* keresztül csatlakozik a *közcélú hálózatra*, az ún. *leágazási pontnál*. A tulajdoni határon belül további, jellemzően kisebb keresztmetszetű vezetékeken keresztül jutunk el a fogyasztásmérőhöz, azon túl pedig belső vezetékeken (többek között *fővezetéken*) keresztül a napelemeket a hálózathoz csatlakoztató inverterhez.

Az inverter csak az általa mért feszültség alapján képes működni (pl. P(U) karakterisztika mentén teljesítményét vissz szabályozni), miközben a feszültségre vonatkozó, hálózati engedélyest kötelező előírások érdemi része a *leágazási* ill. *csatlakozási pontokra* vonatkozik, más része pedig magukra az inverterekre.

- A KIF körzetek zárolására vonatkozó szabályzat⁴ mind a *csatlakozási ponton*, mind a *leágazási ponton* mért feszültségre tartalmaz előírást, ezért végeztünk szimulációkat a *csatlakozóvezetékek* figyelembevételével és azok mellőzésével a később definiált Base-case esetre. A feszültségek szempontjából a kétféle szimuláció információtartalma között nem volt lényeges különbség.
- Egy további előírás kimondja, hogy „a csatlakozóvezeték és a méretlen fővezeték(ek) együttes feszültségesése a közcélú elosztóhálózat névleges feszültségének legfeljebb 2 %-a lehet.” Mivel a csatlakozóvezetékekre és a méretlen fővezeték(ek)re nem kaptunk adatokat, annyit tudunk megállapítani, hogy reális hosszakat, keresztmetszeteket és betáplált teljesítményeket feltételezve a 2 % feszültségkülönbség hihető felső határ.

Mindebből arra a következtetésre jutottunk, hogy elegendő a közcélú hálózatot modellezni, nem szükséges a *leágazási ponton* túli vezetékek modellezése. Emellett elegendő a közcélú hálózat pontjain vizsgálni a feszültségeket, és ezekre a **zárolási határt 107,5%-ra megszabni**.

Bár az inverterek P(U) karakterisztikájának töréspontjait az elosztói szabályzat szerint 250 V és 253 V értékekre kell beállítani, ezek megfelelője a *leágazási ponton* a zárolási határnál használt 107,5%-os értékhez igazodva $\frac{400V}{\sqrt{3}} * 1,075 = 248,26 \text{ V}$ választható (253 V helyett) illetve ennél 3 V-tal kisebb érték, tehát 245,26 V a 250 V helyett. Tehát úgy tekintjük, mintha az inverterek közvetlenül a közcélú hálózatra csatlakoznának, viszont kisebb feszültség-tűrőhatárokkal – és ezzel mégis a valóságos működést képezzük le, modellezési komplexitást kímélően, egyszerűsített módon.

2.1.3 Fázisok közötti hálózati aszimmetria

A hálózati modellt, és ennek megfelelően a load-flow számítási eljárást is **négyszögletes** módon alakítottuk ki, annak érdekében, hogy a **nullvezetőn** eső feszültséget is figyelembe tudjuk venni, és

⁴ Ld. 2.3 Fejezet

ezáltal a hálózati aszimmetriát pontosan le tudjuk képezni. A hálózaton keletkező, **termelésből** származó aszimmetriát úgy modelleztük, hogy 4 kW-ra állítottuk azt a teljesítmény határt, mely felett háromfázisúként képezünk le egy PV-t. Bár a jelenlegi elosztói szabályzat szerint ma már 2,5 kW inverter teljesítmény felett a PV inverter csak háromfázisú lehet, a korábbi szabályok szerint a hálózatra ennél nagyobb, akár 5 kW-os egyfázisú PV inverterek is csatlakozhattak.

2.2 Topológiák

A részletes vizsgálatokat egy nemzetközi benchmark hálózaton (CIGRÉ) és a tehetős városi agglomerációt reprezentáló R hálózaton végeztük, az alább bemutatott módon.

2.2.1 Fogyasztók, termelők, tárolók és egyéb eszközök

A modellezett **fogyasztók** között nagy- és kisebb fogyasztók is vannak. Az R hálózaton a legnagyobb fogyasztó a hálózat teljes éves fogyasztásának körülbelül a 4,5%-át fogyasztja el. 60 m-en belül, összesen öt csomópont összevonásával van meg az éves termelés 10%-a. A CIGRÉ hálózat esetén az első nagy aggregált fogyasztó elfogyasztja a hálózat éves fogyasztásának 48,85%-át.

Mindkét hálózat esetén a **PV termelési görbék** a **valós, felhősödés** hatását is figyelembe vevő PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) órás adataira épülnek, ezeket interpoláltuk negyedórás felbontáshoz. Az egyes szimulációk során különböző módon rendelünk PV-eket fogyasztókhoz, hogy eltérő napelemes penetrációkat érjünk el. A **PV penetrációt** a Magyarországon gyakori szaldóra történő méretezés alapján értelmezzük: 100 % penetráció azt jelenti, hogy a hálózaton lévő PV-k megtermelik a hálózatra csatlakozó fogyasztók éves fogyasztását. A **clear-sky** termelési görbék előállításához is a PVGIS adatbázist használtuk.

Egyes forgatókönyvekben (központi vagy elosztott) **akkumulátorokat** is rendelünk a fogyasztókhoz. Az 1. táblázat mutatja a szimulációkban figyelembevett tárolói kapacitásokat. A méretezésről részletesebben a 4.1 fejezet ír.

1. táblázat: A szimulációknál használt tárolók

Hálózat	Változat	Áramkör1	Áramkör2	Áramkör3	Áramkör4
R	Teljesítmény, kW	190	74	65	75
	Kapacitás, kWh (Teljes energiára)	1.230	500	438	532
	Kapacitás, kWh (4 órás)	760	296	260	300
CIGRÉ	Teljesítmény, kW	127			
	Kapacitás, kWh (Teljes energiára)	584	-	-	-
	Kapacitás, kWh (4 órás)	508	-	-	-

Elektromos autó töltők (EV – Electric Vehicle) és **hőszivattyúk** (Heat Pump - HP) kapcsán magyar statisztikai adatokból indultunk ki. Elektromos autók esetén csak országos penetrációt találtunk, PV, hőszivattyú és akkumulátor esetén településtípusra is volt adat. A statisztikai adatoknál a penetrációkat a háztartások számára vetítve adták meg. A CIGRÉ napelemre, hőszivattyúra, elektromos autóra és akkumulátorra nem tér ki, így ott ilyen eszközök nem szerepelnek. Az EV és HP-k esetén a jelenlegi penetrációkat inkább felfelé kerekítettük, hogy minden típusból legalább egy eszközt tudjunk tesztelni alapesetben is a hálózaton. Így a végső penetráció a következő lett:

2. táblázat: A szimulációknál alapesetben használt penetrációk

Végső penetrációk alapesetben	Eszközök száma [db] és a fogyasztókra vett penetrációk [%]					Nem flexibilis fogyasztók száma (lakossági+SME)
	Hálózattípusok	PV	HP	EV	Akkumulátor*	
Tehetős város	116 (46,77%)	4 (1,6%)	1 (0,4%)	116 (46,77%)	106 (42,74%)	232+16
CIGRÉ	3 (50%)	1 (16,67%)	1 (16,67%)	1 (16,67%)	1 (16,67%)	6+0

2.2.2 A nemzetközi benchmark hálózat – a CIGRÉ hálózat

Nemzetközi referencia hálózatként a **CIGRÉ** Európai kiefeszültségű hálózatmodelljének **lakossági** részét használtuk. Ez a hálózat **kábeles**. A CIGRÉ hálózat esetén a **lakossági fogyasztások** maximális fogyasztással, teljesítmény tényezővel és egy 24 órás profilgörbével voltak megadva. Ezt a lakossági profilt használtuk a CIGRÉ hálózaton mind a 24 napon. Ezek mellé extra **flexibilis fogyasztókat** vettünk fel alapesetben, de csak kis számban. Egyetlen **elektromos autó töltő**, egy **bojler** és egy **hőszivattyú** kerültek pluszban erre a hálózatra. A flexibilis fogyasztók száma az elektrifikációs forgatókönyvben változik majd.

2.2.3 A tehetős városi agglomeráció – az „R” hálózat

A tehetős városi agglomeráció modell **szabadvezetékes** hálózatot valósít meg, a tehetősebb vidéken nagyobb (95 mm²-es) vezeték keresztmetszetet feltételezve.

A modell egy valós hálózatrész alapján készült, melyhez rendelkezésünkre állt a **fogyasztók** mértékadó éves fogyasztásának (MÉF) listája normál fogyasztáshoz (lakossági és kereskedelmi), valamint külön vezérelt fogyasztáshoz. A lakossági és vezérelt fogyasztók terhelési görbéinek **előállításához valós, negyedórás mérések**et használtunk, amelyekből a MÉF értékek figyelembevételével mintavételeztük a negyedórás fogyasztásokat. A mintavételezés egy véletlenszerű heurisztikát követ, amely jól közelíti a hálózat várható állapotát az R hálózat esetén. Ennek köszönhetően pedig a lakossági fogyasztási görbék mind eltérőek, jól reprezentálva a valós hálózati feltételeket. A mért fogyasztásokból egész napokat választunk ki és rendelünk csomópontokhoz. A lakossági fogyasztók 5000 kWh MÉF alatt **egyfázisúként**, felette **háromfázisúként** lettek a modellezett hálózat csomópontjaihoz rendelve.

Kereskedelmi fogyasztói (SME – Small and Medium Enterprise) idősoros mérések hiányában, kereskedelmi fogyasztóknál a DSO-k által használt **kereskedelmi profiltáblát** használtuk a MÉF mellett. A kereskedelmi fogyasztók mindig **háromfázisúak**.

A fogyasztókat **véletlenszerűen rendeljük egy-egy hálózati csomópont**hoz és az egyfázisú fogyasztók **fázishoz rendelése is véletlenszerűen** történik. A **háromfázisú** fogyasztók **nem szimmetrikusak**: a háromfázisú fogyasztásnak rendre 35%-a, 15%-a, illetve 50%-a kerül az egyes fázisokra.

A háztartásokhoz **fix teljesítményű** EV töltőkből és hőszivattyúkból választottunk. **EV töltő**kből 3,7 kW (1 fázisú) vagy 7 kW (1 fázisú) vagy 11 kW (3 fázisú) töltőket választottunk. **Hőszivattyú**ból 2 kW (1 fázisú) vagy 3 kW (1 fázisú) vagy 6 kW (3 fázisú) típusokból választottunk. A vonatkozó terhelési görbéket egy saját fejlesztésű programmal generáltuk. Bojlerekből fix teljesítmények nem szerepelnek, ott a fogyasztási görbe adataiból fejtettük vissza a maximális beépített teljesítményeket. A maximális teljesítmények átlaga 2,15 kW, a maximum 5,2 kW. Az abszolút maximum egy bojlerhez viszonyítva

ugyan nagyon bizonyul, de ezek a mérések valós, profilozó mérésből származnak. Elképzelhető, hogy két eszköz is volt a vezérelt mérő mögött.

2.2.4 Kistelepülési (falusi) hálózatok

Az eredeti feladatterv szerint végeztünk szimulációkat kistelepülési (falusi) mintahálózatokon is: egy tehetősebb és egy kevésbé tehető községet kiválasztva, azok hálózatait leképezve az alábbi következtetésre jutottunk: mind a jelenlegi, mind a néhány éves távlatban várható fejlődést feltételezve **irreálisan nagy PV penetrációknál tapasztalható feszültségemelkedés-probléma**. Ezért a továbbiakban **e hálózatok részletes vizsgálatától eltekintettünk**, hiszen a fent tárgyalt hálózatokhoz képest új felismerés ezeknél nem volt várható.

2.3 A zárolási határ értelmezése

Az elosztói szabályzat 8.7.1-es pontja rendelkezik arról, hogy egy hálózatrészt mikor kell zárolni, vagyis mikortól nem csatlakoztatható több napelem adott transzformátorhoz tartozó hálózatrészhez, az alábbi három feltétel szerint, amelyek egyike sem sérülhet:

- a) A hálózat bármely csatlakozási pontján végzett egyhetes mérés alatt, bármely nap bármely 10 percre átlagolt értékek 95%-ában a névleges feszültség $\pm 7,5\%$ -án belül maradjon a feszültség.
- b) Bármely 10 percben, bármely pontban a hálózaton $\pm 10\%$ -on belül kell maradnia a feszültségnek a névleges értékhez képest.
- c) Egyperces átlagban minden feszültségnek $U_n \cdot 0,8$ és $U_n \cdot 1,15$ között kell lennie.

Negyedórás felbontású modellünkben az első feltételre fókuszáltunk. A 10 perces mérés helyett csak tizenötperces adatunk van, de az idő 95%-a értelmezhető: A 96 negyedóra 5%-ában 107,5%-ot meghaladó feszültség zárol, ami 4,8 db negyedórát jelent. Ezt felfelé kerekítve **a zárolást akkor értelmeztük, ha bármely szimulált napon, bármely fázisfeszültség legalább 5 negyedórán meghaladta a névleges fázisfeszültség 107,5%-át, vagyis 248,26 V-ot.**

Az is zárolási feltételként szerepel a szabályzatban, ha a beépített vagy beépítés alatt álló napelemek összesített teljesítménye eléri a közép/kisfeszültségű transzformátor *névleges teljesítményét*.

A szimulációk során ettől a határtól elvonatkoztatva vizsgáljuk a transzformátoron áthaladó teljesítményt is, vagyis azt, hogy valójában mikor kezdjük túlterhelni a transzformátor, illetve, hogy a túlterhelés megengedhető határa mekkora PV penetrációnál jelentkezik. A legrosszabb (*worst case*) eset az elosztói szabályzat szerint, ha maximális PV betáplálás mellett nincs fogyasztás a hálózaton. Ugyanakkor a valóságban a transzformátor a hálózaton jelenlevő fogyasztás miatt csak nagyobb PV penetráció mellett terhelődik túl.

3 SZCENÁRIÓK: A SZIMULÁCIÓ BEMUTATÁSA

A PV-k hálózaton való kiosztására három különböző algoritmust vizsgáltunk a jelenlegi HP, EV, ESWH⁵ készülék ellátottság alapján az első scenárióban. A további scenáriók már az első scenárió eredményei alapján kiválasztott algoritmust használják. A három vizsgált algoritmus:

- a) **MÉF-based**: az egyes fogyasztók mellé helyezett PV-k teljesítményét az éves szaldóra méretezi, ahogy ez jellemző volt eddig Magyarországon. A legnagyobb fogyasztótól kezdi a PV-k kiosztását és fogyasztás szerint csökkenő sorba rendezve folytatja, amíg a kívánt penetráció elérésre nem kerül.
- b) **Equal**: egyforma PV-eket helyez el a hálózaton, a legnagyobb éves fogyasztással rendelkező fogyasztótól kezdve. A PV-k kezdő mérete 10 kW, majd ha a kívánt penetráció ilyen módon nem érhető el, az algoritmus felskálázza az egyforma PV-eket felskálázza.
- c) **Uniform**: Egyenletes eloszlás szerint rendel 2 ... 18 kW közötti PV-eket a fogyasztókhoz, majd ha a kívánt penetráció így nem érhető el, az algoritmus felskálázza a PV-eket.
- d) **Koncentrikus**: mindössze egy scenárióban kerül alkalmazásra. Az „equal” algoritmussal egyezik, de a PV-eket a fogyasztók transzformátortól való távolsága alapján rendeli a fogyasztókhoz, a legközelebbitől kezdve növekvő sorrendben.

3. táblázat: A tervezett scenáriók összefoglalása

Szenárió sorszáma	Szenárió neve	A vizsgálat tárgya	Várható eredmény
1	Base_variants_demo	1) Mennyire függ a PV kiosztástól a feszültségproblémák megléte? <MÉF-based equal uniform> 2) Milyen PV kiosztást, sky <clear real> görbét alkalmazunk a további scenáriókban, a jelenlegi HP, EV, ESWH készülék ellátottság alapján?	Kiválasztott PV kiosztás és sky: MÉF-based, real-sky
2	Base-case	Milyen PV penetrációnál vannak a zárolási határok szabályozás nélkül (pl. P(U) szabályozás)?	R_penetráció_1.2 CIGRÉ_penetráció_1.2
3	Hosting_capacity_central_PV	Mekkora PV penetráció érhető el elosztott (R-nél 30%, CIGRÉ-nél 10%) és központi PV-vel, azaz mekkora központi PV helyezhető még el P(U) szabályozás nélküli esetben a zárolás feltételének elérése nélkül?	R_penetráció_1.3 CIGRÉ_penetráció_1.3

⁵ Villamos forróvíztároló, bojler (Electric Storage Water Heater)

Szenárió sorszáma	Szenárió neve	A vizsgálat tárgya	Várható eredmény
4	Hosting_capacity_central_BESS	A base case-ben használt PV kiosztási eljárással elhelyezett (R-nél 30%, CIGRÉ-nél 10%) penetráció esetén központi tároló alkalmazása mellett mennyi elosztott PV helyezhető még fel a zárolás feltételének elérése nélkül?	R_penetráció_1.4 CIGRÉ_penetráció_1.4
5	Hosting_capacity_concentric_PV	Koncentrikus PV-elosztási algoritmust alkalmazva hol a zárolási határ?	R_penetráció_1.5 CIGRÉ_penetráció_1.5
6.a 6.b	Hosting_capacity_distributed_control	Meddig növelhető a zárolási határ a) DSM, b) DSM+Q(U) szabályozással? (A zárolási határ növelése nagy beruházást nem igénylő tevékenységgel: a Q(U) szabályozás aktiválható az inverteren, a DSM pedig akár fogyasztói átütemezéssel vagy igen alacsony költségű eszköz beépítésével.)	R_penetráció_1.6 CIGRÉ_penetráció_1.6
7	Hosting_capacity_distributed_nocontrol	A 6. szenárió penetrációjánál mennyi feszültség probléma és milyen áramlás (akár transzformátor túlterhelés) lenne szabályozások (DSM, Q(U), P(U)) nélkül?	R: X db feszültséghatár-sértés (max violation per day) CIGRÉ: Y db feszültség határ sértés
8	Hosting_capacity_distributed_nocontrol_PU	A 6. szenárió penetrációjánál mennyi lenne a P(U) inverter szabályozás miatt a valóságban visszszabályozott energia?	R: kWh (a termelés X%-a) CIGRÉ: kWh
9.a 9.b	Hosting_capacity_distributed_controlBESS Hosting_capacity_distributed_control_central_BESS	Elosztott PV és akkumulátorok mellett minden EK módszert (DSM + Q(U) + akkumulátorvezérlés) alkalmazva meddig növelhető a zárolási határ: a) elosztott tároló b) központi tároló alkalmazása mellett?	R_penetráció_1.9 CIGRÉ_penetráció_1.9
10	Hosting_capacity_distributed_nocontrolBESS	A 9. szenárió penetrációjánál mennyi feszültség probléma és milyen áramlás (akár transzformátor túlterhelés) lenne(DSM, Q(U) és P(U)) szabályozások nélkül?	R: feszültséghatár-sértés db (max violation per day) CIGRÉ: feszültséghatár-sértés db

Szenárió sorszáma	Szenárió neve	A vizsgálat tárgya	Várható eredmény
11	Hosting_capacity_distributed_nocontrolBESS_PU	A 9. szenárió penetrációjánál mennyi lenne az elosztói szabályzat szerinti P(U) inverter szabályozás miatt a valóságban visszaszabályozott energia?	R: kWh (a termelés X%-a) CIGRÉ: kWh
12	Electrification_Base	Jövőbeli, elektrifikációs forgatókönyv: a gazdasági fejlődés következtében az elektromos autók és a hozzájuk kapcsolódó töltők és bojlerek rendre +10% növekedés, és újonnan megjelenő, a hálózat korábbi éves fogyasztásának 10%-át elfogyasztó új nagyfogyasztó hatásainak szimulálása. Hol lesz ebben az esetben a zárolási határ?	R_penetráció_1.12 CIGRÉ_penetráció_1.12
13	Electrification_central_BESS	Központi akkumulátor(ok)kal meddig növelhető a zárolási határ az 1.12-höz képest?	R_penetráció_1.13 CIGRÉ_penetráció_1.13
14	Alternative_grid_solutions_OLTC	Az EK-val elérhető PV penetráció (tároló alkalmazásával +8% növekedés a base case-hez képest) elérhető-e alternatív megoldásként a KÖF/KIF transzformátor OLTC ⁶ transzformátorra való cseréjével?	Igen/nem. Ha igen, akkor mennyibe kerül?
15	Alternative_grid_solutions_Linechange	Az EK-val elérhető PV penetráció (tároló alkalmazásával +8% növekedés a base case-hez képest) elérhető-e alternatív megoldásként vezetékcserevel (nagyobb keresztmetszetű vezeték vagy szabadvezetékéről kábelre történő váltás) is?	Igen/nem. Ha igen, akkor mennyibe kerül?

⁶ Az „on load tap changer” rövidítése. Ez a transzformátor üzem közben képes változtatni az áttételét, mellyel szabályozni tudja a kifizűltségű oldal induló feszűltségét. A feszűltségűszabályozásnak van egy korlátja – mi a szimulációk során $\pm 10\%$ -ot feltételeztűnk

4 A SZIMULÁCIÓKBAN HASZNÁLT FUNKCIÓK LEÍRÁSA

4.1 Tároló vezérlés és méretezés

Akkumulátor **vezérléshez** kétféle algoritmust alkalmaztunk: **egyéni** és **közösségi** algoritmusokat. Mivel a feszültségfüggő működés csak közvetve kapcsolódik az energiaáramlás befolyásolásához (és így az energiaközösségi szemlélethez), mindkét változat a korábbi alap vezérlésből indul ki:

- Az **egyéni algoritmus** egy adott PV és a hozzá tartozó fogyasztó összegzett teljesítményének korlátozására törekszik. Két nemnulla határérték (pozitív és negatív tolerancia) kerül alkalmazásra a tároló jobb kihasználása érdekében: az ezen határok közé eső teljesítményáramlás esetén a tároló nem tölt és nem sűt ki. A toleranciahatárok szezonkövető jelleggel bírnak.
- A **közösségi algoritmus** a KÖF/KIF transzformátor felé áramló, KÖF-re visszafolyó teljesítményt igyekszik csökkenteni. Ez a szabályozás hasonló elv szerint működik, mint amit az egyéni algoritmus esetében láttunk, azonban egy-egy teljes KIF áramkör összegzett teljesítményét veszi tekintetbe. A tároló(ka)t ennek megfelelően a kijelölt áramkörre helyeztük el. A szezonkövető toleranciát ebben az esetben is hasonló módon alkalmaztuk.

A szezonkövető tolerancia bevezetésének oka, hogy a tolerancia nélküli teljesítménykiegyenlítésre való törekvés nem vezet a legjobb eredményre: mivel az év egyes időszakaiban a vizsgált hálózatrész rendkívül eltérő energiamérleggel működik, a tárolók hosszabb ideig (tartósan) energiahiányos /-többletes közegben való alap vezérlés szerinti működése viszont hátrányos a hálózat feszültségminősége szempontjából, mert ez a tárolószabályozás nem a nap legkedvezőbb időszakában avatkozik be. **Téli napokon** (január, február, március, október, november, december) csak ritkán fordul elő, hogy a PV termelés meghaladja a fogyasztást. A tolerancia nélküli esetben a tárolót azonnal kisűtjük, amint a PV termelés lecsökken, nagy valószínűséggel a késő délutáni órában. Ennél kedvezőbb lenne, ha a kisűtés a legnagyobb fogyasztás időszakában (este) történne, és a fogyasztás csúcsát csökkentené. Ennek érdekében vezettük be a **szezonkövető tolerancia téli értékeit**: azonnal töltjük a tárolót, amint a vizsgált hálózatrészen teljesítménytöbblet mutatkozik, a kisűtést viszont csak akkor kezdjük el, ha a teljesítményhiány meghaladja a tároló névleges teljesítményének felét. **Nyári napokon** (áprilistól szeptemberig) a tolerancia nélküli szabályozás legtöbbször a tárolók teli állapotához vezet, mivel a PV termelés nappal meghaladja a fogyasztást, és éjjel csak a tárolt energia viszonylag kis részét tudjuk kisűteni. Így töltő üzemmód tolerancia nélküli esetben a reggeli órákra esik, amikor az éjjel kitárolt energiát hamar pótoljuk, és nem marad kapacitás beavatkozni a hálózat szempontjából kritikus déli órákban. E jelenség kiküszöbölésére vezettük be a **szezonkövető tolerancia nyári értékeit**: azonnal kisűtjük a tárolót, amint a vizsgált hálózatrészen teljesítményhiány mutatkozik, a töltést viszont csak akkor kezdjük el, ha a teljesítménytöbblet meghaladja a tároló névleges teljesítményének felét.

Megjegyzendő, hogy *a legjobb tárolási stratégia megalkotása azonban túlmutatott a projekt során végzett szimulációk keretein.*

A fenti két algoritmust több kombinációban is teszteltük központi, illetve elosztott akkumulátorra.

A tárolók méretezését (teljesítmény és kapacitás) az 1. táblázat tartalmazza.

Az akkumulátorok **méretezésénél** a közösségi algoritmusból indultunk ki: az akkumulátorok **teljes teljesítménye (kW)** megegyezik a base-case scenárióban a 24 nap során tapasztalt legnagyobb transzformátoron visszatáplált (negyedórás) teljesítménnyel.

A **teljes kapacitás (kWh)** tekintetében két megközelítést vizsgáltunk:

- a) *Maximális energiára méretezés:* a kapacitást a legnagyobb megtermelt energiával (egyben a legmagasabb visszatáplálással) jellemezhető nyári nap alapján állapítottuk meg, azon működés mentén, hogy *a közösség a során helyben megtermelt teljes energiamennyiséget eltárolja*. Emögött az a feltételezés áll, hogy amennyiben ez az energiamennyiség eltárolható, úgy a transzformátoron nem alakulna ki visszatáplálás. A CIGRÉ modellben ezt a megközelítést alkalmaztuk, és a szimulációk során a kapacitás nagy része valóban kihasználásra került.
- b) *Négy órás tárolók:* a Magyarországon leginkább jellemző kétórás tárolótípus túl kicsinek bizonyult a PV befogadóképesség növelése szempontjából, míg nemzetközi kitekintésünk alapján Nyugat-Európában inkább négyórás kapacitású tárolókat alkalmaznak. Az „R” hálózaton ezt a megközelítést alkalmaztuk, mivel a maximális energia alapú megközelítés extrém magas kapacitásokhoz vezetett volna (ellentétben a CIGRÉ hálózattal, ahol a kétféle méretezés közötti eltérés mindössze 15% volt).

Fontos megjegyezni, hogy az összehasonlíthatóság megteremtése érdekében a teljesítmény- és kapacitásbeállításokat nem optimalizáltuk scenáriónként. Egyes esetekben az értékek túlméretezettnek bizonyultak.

A méretezés kalkulációja után a tárolók a scenárióknak megfelelően kerültek elhelyezésre a felhasználókhoz. Központi tárolóknál a teljesítményt áramkörökre osztjuk és úgy vizsgáljuk, elosztott tárolók esetén pedig szétesztjük a háromfázisú PV-vel rendelkező fogyasztók között a PV teljesítményeik arányában.

A szimulációban nem láttuk szükségét szűkített **töltöttségi tartomány** használatának, azaz a nettó tárolási kapacitás rendelkezésére állását feltételeztük⁷. A tárolók **hatásfokát 100%-nak** feltételeztük.

4.2 DSM algoritmus

A DSM algoritmussal modellezzük **a fogyasztás átütemezését a flexibilis fogyasztókra** (ESHW, EV töltők és HP). A nem napsütéses órák fogyasztásának adott százalékát helyezünk át a napsütéses órákra, 10 és 15 óra közé. Ez jól illik olyan fogyasztókra, melyek ki-be kapcsolnak és nem szabályozzák a teljesítményfelvételüket. Holtsávot is alkalmaztunk, ahonnan nem veszünk el fogyasztást és ahová nem helyezünk át. A holtsáv 8...10, illetve 15...17 óra között volt beállítva.

Az **R hálózaton** a flexibilis fogyasztást a **bojler**ek határozzák meg, melyeknek a jelenlegi vezérlési előírás szerint 75%-a van körülbelül mélyvölgyben és 25%-a csúcsidőben. A szimulációk során feltételeztük, hogy ez az arány meg is fordítható. Az **EV töltőknél** és **hőszivattyúknál** kisebb átütemezést becsültünk

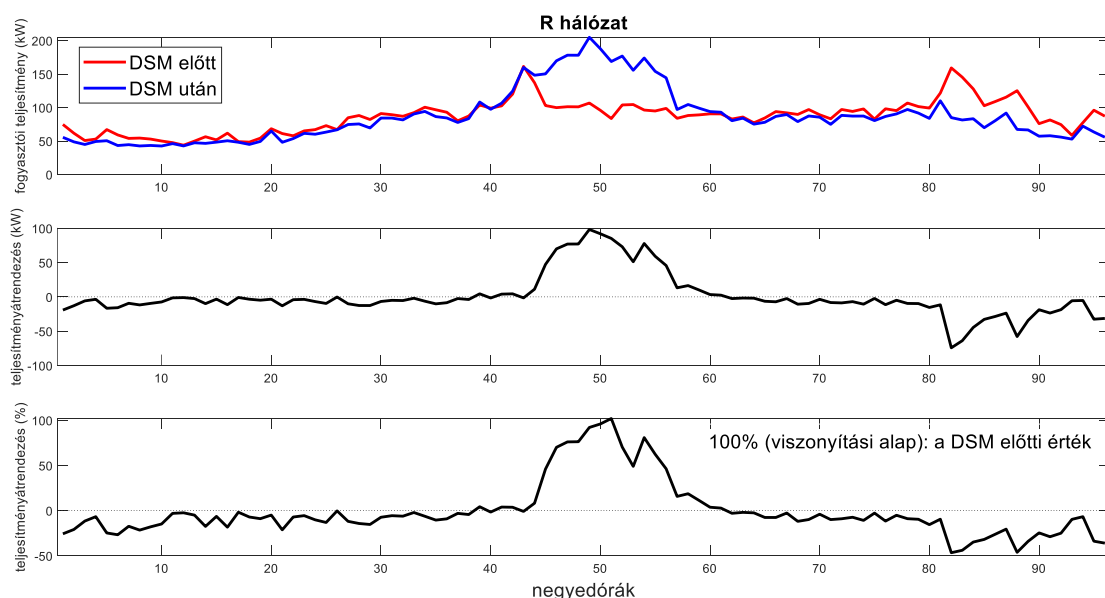
⁷ Ha figyelembe szeretnénk venni a tiltott töltési tartományokat is, úgy a megadott tároló kapacitások 125%-át szükséges alkalmazni

(kb. 15%-ot), mert az autók nincsenek mindig otthon déltájban, a hőszivattyúk fogyasztása pedig az éjszakára összpontosul télen, a fűtési igény miatt. Nyáron a fogyasztás pedig eleve a napsütéses időszakra összpontosul, ha hűtésre is használják. A **CIGRÉ hálózatra** alapesetben csak 1-1 bojler, elektromos autó töltő és hőszivattyú került. Így összességében az **R hálózaton** a völgyidőszak flexibilis fogyasztásának **70%-át**, a **CIGRÉ hálózaton** pedig **40%-át helyeztük át**. Egyes scenáriókban a DSM algoritmust együttesen alkalmazzuk akkumulátor vezérléssel vagy meddő szabályozással. Ilyen esetekben a **DSM algoritmus alapján előzetesen átrendezi a fogyasztást, majd ezt követően futnak le az egyéb szabályozások**.

Az áthelyezett teljesítményekre az eszközök méretezése alapján tudunk indikációt adni:

- EV: 3,7 kW (1 fázisú), 7 kW (1 fázisú) vagy 11 kW (3 fázisú) töltők
- HP: 2 kW (1 fázisú), 3 kW (1 fázisú) vagy 6 kW (3 fázisú)
- Bojler: profil értékek elérhetőek. A maximális teljesítmények átlaga 2,15 kW, max. 5,2 kW.

A DSM algoritmus működésére mutat példát az alábbi ábra, az R hálózatra, június 20-i napra:



1. ábra: A DSM algoritmus működése egy nap példáján, az „R” hálózaton

4.3 P(U) szabályozás

A P(U) szabályozás egy jelenleg is működő, az elosztó által előírt **inverter szabályozás**, amellyel az inverter csökkenti a **kimenő teljesítményét**, ha a hálózat feszültsége túl nagy. Az elosztói szabályzat szerinti töréspontok: 250 V-tól fokozatosan (lineárisan) csökkenteni kell a kimenő teljesítményt, 253 V-nál, pedig teljesen vissza kell szabályozni az invertert. Nem minden inverter használja még ezt a karakterisztikát a magyar hálózaton, de mindnek le kell kapcsolnia 253 V-nál. A lineáris karakterisztikának létezik egy lépcsőzetes közelítése is. A karakterisztika háromfázisú invertereknél **szimmetrikusan szabályoz vissza a legnagyobb fázisfeszültség alapján**.

A szimulációk során sem a csatlakozóvezeték, sem a mérő és az inverter közti vezetékszakaszt nem képeztük le, ezért az elosztói szabályzat szerinti $P(U)$ karakterisztika legjobb megfelelőjének azt találtuk, ha a 250 V és 253 V töréspontok helyett, a zárolási határnál használt 107,5%-os értékhez igazodva a felső határnak $\frac{400V}{\sqrt{3}} * 1,075 = 248,26 V$ -ot használunk 253 V helyett, illetve ennél 3V-tal kevesebbet, tehát 245,26 V-ot a 250 V helyett. Ezt a karakterisztikát arra használtuk a szimulációk során, hogy megvizsgáljuk mennyi zöldenergia veszne el különböző energiaközösségi működések mellett megvalósítható PV penetráció esetén, ha nem volna energiaközösség.

4.4 $Q(U)$ szabályozás

A $Q(U)$ szabályozás **feszültségfüggő meddőszabályozás**, az elosztói szabályzatban szereplő lineáris $P(U)$ karakterisztikához illeszkedő, szimmetrikus, lineáris töréspontos karakterisztika. Csökkenthető vele a PV inverterek visszszabályozása, mert az inverterek meddő energia nyelésével csökkenteni tudják a feszültséget, amennyiben a látszólagos teljesítményük épp nincs kihasználva hatásosenergia-termelésre. Az inverterek meddő energiát be is tudnak táplálni a hálózatba, ami hasznos lehet, ha a feszültség túl kicsi. A PV termelés növelésénél nyilván előbbinek van jelentősége, míg utóbbi hasznos lehet túl sok fogyasztás esetén. Az inverterek meddőképességét tehát limitálja a látszólagos teljesítmény. A szimulációk során nem alkalmaztunk a cosfi-re korlátot. Feltételeztük, hogy az inverterek éjjel is képesek meddőzni, mikor egyáltalán nincs hatásos (PV) termelés.

A végső megoldásban a fenti $Q(U)$ karakterisztika töréspontjait a $P(U)$ -hoz hasonlóan a legfelső törésponttal $U_n * 107,5\%$ -hoz illesztettük. Az alsó törésponthoz mindkét irányban megtartottuk a 3 V-os lineáris sávot. Az alacsony feszültségszintekhez tartozó töréspontokat a névleges feszültségre szimmetrikusan alakítottuk ki.

5 VIZSGÁLT KPI-OK

5.1 Numerikus, kimentett eredmények

A szimulációk során kimentett, numerikus eredmények az alábbiak:

- Zárolási határ: „**max violation high**” számláló, azt mutatja, hogy egy nap hány negyedórában haladta meg a feszültség a névleges érték 107,5%-át (csomópontonként). Ennek vesszük maximumát a vizsgált napokra. Amennyiben a számláló értéke eléri az 5-öt, a körzet zárolandó. A vizsgálatok során a PV penetrációt növeljük és amely penetrációnál először eléri vagy meghaladja a zárolási számláló az 5-öt, azt a PV penetrációt tekintjük a zárolási határnak.
- Fontos mutató a **termelés** is, mely megadja, hogy mennyi zöld energiát lehet megtermelni adott feltételek mellett.
- Az éves **összfogyasztás** mellett kimentjük a **legnagyobb negyedórás, hálózatra összegzett fázisonkénti fogyasztást** is.
- Számítjuk a kis feszültségű **hálózat veszteségét**.

5.2 VAVDI, VAVFI

A túl magas és túl alacsony feszültségek számosságát és összesített időtartamát is vizsgáljuk. Erre korábban új mutatókat definiáltunk a SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) és SAIDI (System Average Interruption Duration Index) mutatók alapján, VAVDI és VAVFI néven:

- A **VAVDI** (Voltage Average Violation Duration Index) jelzi, hogy egy évben egy fogyasztónál átlagosan milyen hosszú ideig van feszültségsértés. A mértékegysége az óra/fogyasztó/év.
- A **VAVFI** (Voltage Average Violation Frequency Index) jelzi, hogy egy évben egy fogyasztónál átlagosan hány feszültségsértés fordul elő az adott hálózaton. A mértékegysége darab/fogyasztó/év.

A fenti mutatókat külön számítjuk a túl magas feszültségekből és a túl alacsony feszültségekből: **VAVDI high**, **VAVFI high**, **VAVDI low** és **VAVFI low**. A névleges feszültség 107,5%-a, tehát 248,26 V felett számoltuk a feszültséget túl magasnak (ez megegyezik a zárolásnál használt határral), illetve 92,5% névleges feszültség, tehát 213,62 V alatt túl alacsonynak.

5.3 Önfogyasztás

Az egyes szcenárióknál vizsgáltuk, hogy a közösség vagy akár annak egyes tagjai mennyire önellátóak, illetve mennyire képesek helyben elfogyasztani a megtermelt energiát. Ezekre három mutató született:

- **Self-consumption / Önfogyasztás [%]**: a fogyasztás hány százalékát fedezte helyben termelt napenergiából a fogyasztó negyedórán belül (azaz a termelés hány százaléka nem került betáplálásra a hálózatba). Valamennyi fogyasztót figyelembevevő átlagot képezünk. A fogyasztásba beleértjük az akkumulátor töltést is.
- **Tr self-consumption / Transzformátor önfogyasztása [kWh]**: megadja, hogy mennyi energia folyt át a KÖF/KIF transzformátoron bármelyik irányba egy év alatt. Ez jelzi, hogy a közép feszültségű hálózatot a KÖF/KIF transzformátorkörzetben feltételezett energiaközösség mennyire használta akár fogyasztás, akár betáplálás miatt.
- **Self-production ratio / energiaközösségi önfogyasztás [%]**: a teljes KIF hálózatra számolt mutató, azt fejezi ki, hogy a helyi, kisméretű hálózaton egy év alatt megtermelt energia hány százalékát fogyasztotta el a kisméretű hálózat (azaz a termelés hány %-át nem táplálta be KÖF-re az energiaközösség).

5.4 Inverter lekapcsolások

Az inverter lekapcsolások jellemzésére az alábbi mutatókat használtuk, amelyeknek csak a P(U) szabályozás során van jelentőségük:

- Az **összes lekapcsolt inverter darabszáma** [darab]
- **Egy inverter átlagosan hányszor kapcsol le egy év alatt**, [darab/inverter]
- **Az inverterek által visszaszabályozott energia mennyisége** [kWh], ami megmutatja, hogy mennyi zöld energiát nem lehet megtermelni inverter visszaszabályozás miatt
- **Egy inverter által éves átlagban visszaszabályozott energia mennyisége** [kWh/egység]

5.5 Transzformátor terhelések

A **transzformátorok terhelését fázisonként** vizsgáljuk mindkét irányú áramlás esetén. Egy fázis túlterhelés nélküli terhelése a névleges háromfázisú teljesítmény harmada. Túlterhelés esetén vizsgáljuk, hogy az esetleg megengedhető-e, mivel egy bizonyos mértékű túlterhelés még elfogadható a transzformátor élettciklusa / degradációja szempontjából. A transzformátorok túlterhelése a valós üzem során is előfordul. A megengedhető túlterhelődés mértéke függ annak a hosszától és a korábban előfordult túlterhelésektől. A kiértékelés megkönnyítése érdekében a 110% alatti maximális transzformátor terhelést normál ✓, 110% és 130% között elfogadható (az elosztói szabályzat zárolási feltételét ugyan meghaladó, de rövid időszakokra mégis megengedhető) ⚠, és 130 felett nem megengedhető ✗ értéknek tekintjük.

Továbbá kiszámítjuk, hogy a beépített PV teljesítmény meghaladja-e a transzformátor teljesítményt, a **beépített PV csúcsteljesítmény hány százaléka a transzformátor névleges teljesítményének.**

6 EREDMÉNYEK

6.1 Átfogó eredménytáblázat

A szimulációs eredményeket az alábbi, 4. és 5. összefoglaló táblázatok tartalmazzák. Az eredmények értékelésének szöveges kifejtésére a fejezet további pontjaiban kerül sor.

4. táblázat: Tehetős városi agglomerációs („R”) hálózat szimulációs eredményeinek összefoglalása

	R hálózat, transzformátora:		=52,6% PV		Éves fogyasztás: 879,4 MWh			Megj.	Veszteség / Fogy.	VAVDI low (ó/fogy/év)	VAVDI high (ó/fogy/év)	VAVFI low (db/fogy/év)	VAVFI high (db/fogy/év)
	PV (kW)	PV növekmény	PV penetr. (%)	Tr. max. terh. (%)	Önfogy. (%)	Tr. Önfogy. (MWh, %)	EK Önfogy. (%)						
2 Base	535		70	100	23	905	49		1,63%	0,85	1,61	3,41	5,28
3 Központi PV (30% elosztott)	583	+9%	76,5	113	11	+5%	45	350 kW központi, 233 kW elosztott PV	1,09%	0,80	0,00	3,20	0,00
5 Koncentrikus	720	+35%	94	143	12	+18%	39		1,83%	0,71	7,09	2,82	21,82
4a Központi tároló	596	+11%	78	87	25	-20%	62	4 órás akkumulátor	1,31%	0	2,54	0	3,78
4b Elosztott tároló, közösségi vezérlés	596	+11%	78	87	25	-21%	62	4 órás akkumulátor	1,26%	0	2,54	0	3,78
4c Elosztott tároló, egyéni vezérlés	580	+8%	76	90	24	-9%	56	4 órás akkumulátor	1,45%	0,83	0,57	3,31	0,66
4d Elosztott tároló, 50-50% közösségi/egyéni	580	+8%	76	107	24	-32%	70	4 órás akkumulátor	0,98%	0	1,45	0	4,13
6.a DSM	580	+8%	76	93	29	-12%	57		1,43%	8,74	0,40	12,66	1,38
6.b DSM + Q(U)	664	+24%	87	110	33	-5%	52	Tr. túlterhelés, egyébként 760+ kW (100+ %) PV	1,83%	0,10	0,00	0,19	0,00
7 6a penetráció, nincs szabályozás	580	+8%	76	109	24	+4%	47		1,82%	0,83	11,20	3,31	27,35
8 6a penetráció, P(U)	580	+8%	76	95	24	+4%	47	Visszaszabályozás: 4,4 kW-os PV éves termelése	1,77%	0,83	0,00	3,31	0,00
9a DSM + elosztott tároló (közösségi v. 50-50)	596	+11%	78	90	30	-38%	73	4 órás akkumulátor	0,90%	6,71	1,08	13,22	3,21
9b DSM + központi tároló	617	+15%	81	72	31	-30%	68	4 órás akkumulátor	1,11%	1,05	1,38	3,94	3,59
12 Elektrifikáció alap	535	+0%	70	98	17	+33%	52	Alacsony feszültségek (+37% fogyasztás)	2,18%	182,0	1,5	239,4	4,9
12b Elektrifikáció alap + DSM	535	+0%	70	123	21	+4%	74	+37% fogyasztás ==> PV = 51%	1,66%	223,1	0,0	225,4	0,0
13 Elektrifikáció + központi tároló	603	+13%	79	85	19	+5%	69	PV ==> 58%. Alacsony feszültségek. (4 órás tároló)	1,62%	46,5	1,2	71,5	2,1
14 OLTC	596 OK	+11%	78 OK	126	25	+6%	46	78% PV penetráció elérhető-e alternatív módon?	1,94%	0	0	0	0
15 Vezetékcserre	596 OK	+11%	78 OK	114	25	+6%	45	78% PV penetráció elérhető-e alternatív módon?	1,29%	0	0	0	0

5. táblázat: Nemzetközi benchmark hálózat (CIGRÉ) szimulációs eredményeinek összefoglalása

	CIGRÉ hálózat, transzformátora:		=34% PV		Éves fogyasztás: 1 674 MWh			Megj.	Veszteség / Fogy.	VAVDI low (ó/fogy/év)	VAVDI high (ó/fogy/év)	VAVFI low (db/fogy/év)	VAVFI high (db/fogy/év)
	PV (kW)	PV növekmény	PV penetr. (%)	Tr. max. terh. (%)	Önfogy. (%)	Tr. Önfogy. (MWh, %)	EK Önfogy. (%)						
2 Base	348		24	86	10	1 374	91		3,66%	407	4	221	5
3 Központi PV (30% elosztott)	645	+85%	44	88	4	+9%	63	500 kW központi, 145 kW elosztott	2,87%	408	0	221	0
5 Koncentrikus	630	+81%	43	88	23	+8%	66		3,76%	385	5	208	8
4a Központi tároló	537	+54%	37	88	14	-11%	88	A hálózathoz méretezett "maximális" akkumulátor	3,73%	304	8	187	17
4b Elosztott tároló közösségi	536	+54%	37	88	14	-11%	88	A hálózathoz méretezett "maximális" akkumulátor	3,42%	304	7	185	10
4c Elosztott tároló egyéni	435	+25%	30	86	11	-9%	94	A hálózathoz méretezett "maximális" akkumulátor	2,69%	141	6	92	9
4d Elosztott tároló 50-50%	463	+33%	32	88	12	-10%	93	A hálózathoz méretezett "maximális" akkumulátor	2,89%	210	6	131	8
6.a DSM	348	+0%	24	88	10	0%	92	Alig van vezérelhető fogyasztó.	3,57%	364	2	204	3
6.b DSM + Q(U)	652	+87%	45	85	17	+7%	68		6,09%	0	5	0	8
8 6a penetráció, P(U)	348	+0%	24	88	10	0%	92	Visszaszabályozás: 1,74 kW-os PV éves termelése	3,63%	387	0	208	0
9a DSM + elosztott tároló (közösségi vagy 50-50)	464	+33%	32	86	12	-11%	93	A hálózathoz méretezett "maximális" akkumulátor	2,78%	180	5	120	8
9b DSM + központi tároló	536	+54%	37	86	15	-11%	88	A hálózathoz méretezett "maximális" akkumulátor	3,60%	259	6	153	7
10 9a penetráció, nincs szabályozás	348	+0%	24	88	12	1%	80	Scn.11: Visszaszabályozás: 11,3 kW-os PV éves term. (2,3%)	4,35%	386	62	208	74
12 Elektrifikáció alap	--	--	--	--	--	--	--	Enélkül is nagy a fogyasztás, alacsonyak a feszültségek					
13 Elektrifikáció + központi tároló	--	--	--	--	--	--	--	Enélkül is nagy a fogyasztás, alacsonyak a feszültségek					
14 OLTC	464	+33%	32	88	12	+1%	80	32% PV penetráció elérhető-e alternatív módon?	3,11%	0	0	0	0
15 Vezetékcserre	--	--	--	--	--	--	--	Már amúgy is a legnagyobb keresztmetszetű kábeleket használát					

6.2 Alapeset

A szimulációk során úgy jártunk el, hogy egy körzet zárolásának feltételét az alábbi három feltétel bármelyikéhez kötöttük:

- Elosztói szabályzat szerint: túl sok feszültségprobléma (bármely napon legalább 5 negyedórán meghaladja a feszültség a névleges érték 107,5%-át bármely csomóponton)
- Elosztói szabályzat szerint: ha a beépített PV mennyisége eléri a transzformátor teljesítményét. Az eszerinti zárolási határ az R hálózaton **52,6% (400 kW)**, a CIGRÉ-nél pedig **34% (500 kW)**.

Emellett egy realiztikus transzformátor túlterhelődési feltételt is figyelembe vettünk: ha adott beépített PV teljesítmény mellett a transzformátor nem megengedhető mértékben túlterhelődik (kb. 130%-ot maximum 2 órán át még elvisel).

A **tehetős városi agglomerációs** vizsgálat során alapesetben, (P(U), Q(U), tároló és DSM) szabályozások nélkül **70%-os PV penetrációnál** találtuk meg a feszültségproblémák alapján a zárolási határt. Ennyi napelem már nem megengedhető az eredeti, a körzetet jellemző fogyasztáshoz méretezett 250 kVA-es transzformátorral. A szimulációkhoz így a következő lehetséges méretű (400 kVA-es) transzformátort feltételeztük. A beépített napelemteljesítmény (**535 kW**) így is meghaladja a transzformátor által megengedhető maximum 400 kW-ot (transzformátor-teljesítmény alapú zárolási határ), de **a transzformátor még nem terhelődik túl**. A további vizsgálatok alapján körülbelül **76%-os PV penetrációnál** van szabályozások nélkül az a határ, ahol **a transzformátor már nem megengedhető szinten terhelődik túl**. Amennyiben a KÖF/KIF transzformátor 630 kVA-es lenne, nem ütköznénk a transzformátor teljesítmény korlátba. Ekkor a nagyobb transzformátorhoz tartozó kisebb impedancia miatt, kisebb lenne transzformátoron eső feszültség, ezért az alapeseti zárolási PV penetráció kissé megnőne (1 ... 5 százalékponttal).

*A **CIGRÉ** hálózaton alapesetben 24%-os PV penetrációnál tapasztaltuk feszültségproblémák alapján a zárolási határt. Ez **348 kW beépített PV-nek** felel meg. Ekkor a transzformátor maximális terhelése 86% volt. A transzformátor névleges teljesítménye szerinti zárolási korlátba alapesetben nem ütközünk.*

6.3 Magas zárolási penetráció vizsgálata az R hálózaton

Felmerült a **városi agglomerációs hálózaton (R)**, hogy miért csak 70% PV penetrációnál érjük el a zárolási határt a szimulációk szerint. Ez az érték a más tanulmányokban publikált eredményekhez képest igen magas. A kérdéssel kapcsolatban egyeztetünk DSO-val.

- a) Kaptunk egy valós, zárolt körzetről adatokat, ahol megállapítottuk, hogy a transzformátor névleges teljesítményhez képest **40%-kal** több a beépített PV teljesítmény. A jelenlegi zárolási szabályok szerint ez nem megengedhető, mégis létezik ilyen hálózat. A transzformátor teljesítményre vetítve ellenőriztük a beépített PV teljesítményt néhány fontosabb eredménynél:
 - R hálózat: 76% (580 kW) PV penetrációnál **45%-kal**, 78%-os penetráció (596 kW) esetén **49%-kal** lépjük túl a transzformátor teljesítményét
 - CIGRÉ hálózat: 37%-os (536 kW) PV penetráció esetén **7,2%-al**, 43% (630kW) PV penetráció esetén **26%-kal** több a beépített PV teljesítmény, mint amennyit a transzformátor teljesítménye megengedne.

Eredményeink tehát a valóságtól nem elrugaskodott értékek.

- b) **Nagyobb beállított KIF kiindulási feszültség:** a DSO a valóságban gyakran nem névleges körüli fázisfeszültséget (230,94 V) tart a KÖF/KIF transzformátor KIF oldalán, hanem magasabbat (243...245 V-ot). Emiatt jóval hamarabb beleütköznek a felső feszültség határba, így a valóságban alacsonyabb PV penetráció tartozik a zárolási határhoz. Ez azonban nem minden esetben fordul elő, így nem futtatunk mindent újra, ellenben végeztünk egy vizsgálatot, hogy a 245V-os kiinduló KIF feszültség milyen zárolási határt eredményezne az alap esetben.
- c) Megvizsgáltuk, hogy milyen mértékben változik a **maximális feszültség a hálózaton különböző PV penetrációknál** (30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%) alapesetben az R hálózaton. Az R hálózaton névleges kiindulási feszültség mellett a zárolási határt 70%-os PV penetrációnál tapasztaltuk, ez lépi át először a 107,5%-os határt. 245 V (106%) tápponti feszültséggel már 30-35% PV penetrációnál lenne az R hálózat zárolási határa. Ez egy olyan érték, amely a gyakorlati tapasztalatokhoz lényegesen közelebb áll.

További, a zárolási határra vonatkozó jellemző viszonyszámok egy hazai DSO-tól kapott információk alapján:

- A KÖF/KIF transzformátorok negyedénél a beépített HMKE teljesítmény eléri a transzformátor névleges teljesítményének 25%-át, 8%-nál pedig a transzformátor névleges teljesítményének 50%-át. 10.000 áramkörön van HMKE, ebből 2.000 problémás, tehát nem az átlagos eseteknél van probléma.
- Problémát okozhat a fogyasztói és termelői aszimmetria, a nagy áramköri hurokimpedancia, a fázisvezetőtől kisebb keresztmetszetű PEN vezető, a HMKE-k nagy (villamos) távolsága a tápponttól, a termelési gócpontok, a helyben termelt energia kis arányának elfogyasztása helyben, vagy a magas tápponti feszültség a transzformátor KIF oldalán.

6.4 Koordinált PV elhelyezés

Az első vizsgálatok arra irányultak, hogy egy energiaközösségi koordinált PV elrendezés hatására mennyivel növelhető a hálózat PV befogadó képessége. Ehhez kétféle kedvezőbb elrendezést vizsgáltunk:

- közösségi, központi PV-t telepítettünk a betápláláshoz
- elosztott, fix méretű (lehetőleg 10 kW-os) PV-eket telepítettünk a transzformátortól való távolság alapján sorban (koncentrikus elhelyezés).

6.4.1 Központi PV

Azt tapasztaltuk, hogy központi PV-vel a feszültség alapú zárolási határt még el sem érjük **76,5%-nál** (583 kW beépített PV) az **R hálózat** esetén, mikor a transzformátornál már a megengedhető túlterhelés határán vagyunk. Megjegyezzük, hogy ez a határ nem definiálható elég pontosan. Ennél a beépítésnél a transzformátor maximális terhelése 113%. Központi PV-vel tehát **akár 6,5%-kal magasabb PV befogadóképesség érhető el**, mintha a PV-eket az alapesetnek megfelelően éves szaldóra méretezve a legnagyobb fogyasztók telepítik elosztottan. Az **583 kW PV** plusz **9%** beépített kapacitást jelent a szabályozás nélküli alapesethez képest. Ugyanakkor ez a beépített kapacitás a transzformátor teljesítményére alapuló zárolási határba ütközik, azaz a valóságban továbbra sem lehetne több PV-t csatlakoztatni.

*A CIGRÉ hálózaton központi PV-vel az alapeset 24%-os zárolási PV penetrációjához képest **44%-ig** növelhető a PV **penetráció**, azaz összesen **645 kW PV** is beépíthető lehet. A transzformátort ekkor maximum 88% terhelés érné. A feszültség-alapú zárolási határt itt nem állapítottuk meg, mert egy új 500 kW-os PV-nél nagyobb az elosztó biztosan nem engedélyezne. A 44% PV penetráció a mai elosztói szabályzat alapján nem megengedhető, blokkolja a transzformátor névleges teljesítménye.*

6.4.2 Concentric PV elhelyezés

A feszültség alapú zárolási határ **94%-nál**, azaz **720 kW** beépített PV csúcsteljesítménynél adódott az **R hálózaton**. Eszerint a concentric elrendezéssel akár **+35% beépíthető PV teljesítményt** is el lehet érni a feszültségek alapján. A transzformátort azonban itt is körülbelül **76%** PV penetrációnál kezdtük a megengedhető szint határáig túlterhelni, így itt sem igazán mehetünk a központi PV-hez hasonlóan 76% (**580 kW**) beépített PV fölé.

*A **CIGRÉ hálózaton** a concentric PV elosztással **43% PV** penetrációnál a feszültség alapú zárolási határba ütköztünk. Ebben az esetben is maximum 88%-ig nőne a transzformátor terhelése.*

6.5 Energiaközösségi funkciók hatása

6.5.1 Tároló

6.5.1.1 Központi tároló, közösségi algoritmussal

Központi tároló esetén kizárólag közösségi algoritmust tudunk értelmezni, mely minimalizálni igyekszik a közép feszültségű hálózat felé történő energia áramlást, mikor a napelemek termelnek. A 4.a sorszámú forgatókönyv esetében a vizsgált hálózatok minden áramköréhez egy-egy tárolót helyeztünk el, az összteljesítményt a 4.1-es részben leírtak szerint méretezve. Tároló kapacitást tekintve négyórás (R hálózat), illetve az áramkörökhöz méretezett (CIGRÉ) tárolókat vizsgáltunk.

Az első futtatásokat **a szezonkövető tolerancia alkalmazása nélkül** végeztük el- A zárolási korlátozások mellett elérhető PV penetráció értékét ezek a tárolók a várakozásoknak megfelelően javítják az alapesethez képest:

- R hálózat, hálózathoz méretezett tároló: 70% helyett **72%**
- R hálózat, 4 órás tároló: 70% helyett **72%**
- CIGRÉ hálózat, hálózathoz méretezett tároló: 24% helyett **32%**
- CIGRÉ hálózat, 4 órás tároló: 24% helyett **30%**

A **javulás az R hálózaton**nál eléggé **visszafogott**. Ennek oka az, **hogy a tároló kapacitását alig használjuk ki**, mert télen nagyrészt üres, míg nyáron szinte folyamatosan tele van. Emiatt pontosan a kívánt irányban kevésbé lehet beavatkozni.

A **CIGRÉ hálózat** esetében **a tároló jelentősebb javulást produkál** az elérhető PV penetrációra vonatkozóan, ami azzal magyarázható, **hogy az éjjeli fogyasztás elégséges a tárolók kiürítéséhez a nyári időszakban** is, és így napközben a PV termelésből eredő feszültségcsúcsok kiiktatásához elegendő kapacitás áll rendelkezésre.

A tároló kapacitásának jobb kihasználása érdekében bevezettük a **szезonkövető toleranciát**, amelyet a tárolóalgoritmus leírásánál már részleteztünk. Ezzel a változtatással az az elérhető penetráció értéke tovább javul:

- R hálózat, hálózathoz méretezett tároló: 70% helyett **78%**
- R hálózat, 4 órás tároló: 70% helyett **78%**
- CIGRÉ hálózat, hálózathoz méretezett tároló: 24% helyett **37%**
- CIGRÉ hálózat, 4 órás tároló: 24% helyett **32%**

A módosítás következtében **a nyári napokon sokkal ritkábban telnek meg az akkumulátorok, és a nap kritikus időszakaiban tudnak beavatkozni**. Ezen eredmények kiértékelése alapján a szезonkövető toleranciát az összes további tárolás szimuláció során meg is tartottuk. Az elérhető penetráció értékeiből az is látható, hogy **az R hálózat esetében a hálózathoz méretezett nagy tároló nem jelent érdemi különbséget a kisebb 4 órás kapacitáshoz képest, ezért a továbbiakban az R hálózathoz a 4 órás kapacitást, a CIGRÉ hálózathoz viszont a jobban teljesítő specifikusan méretezett kapacitást érdemes alkalmazni**.

Ezzel a megoldással **78%-os** PV penetrációig nőtt a hálózat PV befogadó képessége az R hálózaton, ami **596 kW** PV-t jelent, az alapesethez képest pedig +11,4% PV teljesítmény beépítését. A transzformátor maximális terhelése 87%.

*A CIGRÉ hálózaton központi tárolóval az alapeset 24%-áról **37% PV penetrációra** növelhető a hálózat PV befogadóképessége, mely **536 kW** beépített PV-t jelentene. A maximális transzformátor terhelés 88% lenne. A jelenlegi elosztói szabályzat előírásai alapján, központi akkumulátorral a megengedhető PV penetráció a CIGRÉ hálózat esetén a transzformátor névleges teljesítményéig növelhető (500 kW).*

6.5.1.2 Elosztott tároló, közösségi algoritmussal

A 4.b forgatókönyv szerint a 4.a esethez már egyszer meghatározott tároló teljesítményt és kapacitást több részre bontva 3F termelők mellé helyezzük fel a hálózatra. R hálózat esetében ez 75-80 tárolót, míg a CIGRÉ esetén 4 tárolót jelent. A központi algoritmus működése teljesen hasonló a korábbiakhoz, ezért az összesített tároló teljesítmény, és az összes tárolt energia azonos a 4a esettel.

Ha az elosztott tárolók teljes mértékben a közösségi algoritmust követnék, akkor azonos eredményt lehet elérni az **R hálózaton**, mint a központi tárolóval: **78% PV penetrációs** zárolási határt (**596 kW**, +11,4% beépített PV az alapesethez képest). A transzformátor maximális terhelése így 87% volt, tehát egyáltalán nem fordult elő áramlás alapú transzformátor túlterhelés.

*A **CIGRÉ hálózaton** is a központi tárolóval azonos eredményt kapunk, ha közösségi algoritmus, közösségi cél szerint működünk. Az elérhető PV **penetráció** tehát **37%** a feszültség alapú zárolás eléréséig. Ekkor is maximum 88% lenne a transzformátor tényleges terhelése.*

Eltérés a 4.a esethez képest elsősorban a hálózati veszteségben mutatkozik, mert ugyanazt az energiamennyiséget a hálózat eltérő pontjain tároljuk be és ki.

6.5.1.3 Elosztott tároló egyéni algoritmussal

A 4.c forгатókönyv tárolóit ugyanolyan eljárással osztjuk ki, ahogy a 4.b esetben történt, a **vezérlésüket** azonban közösségi algoritmus helyett **egyéni algoritmussal** oldjuk meg a helyi PV termelés és a helyi fogyasztás alapján, ezekre alkalmazva a kiegyenlítő működést, **szezonkövető toleranciával együtt**.

Az elérhető penetrációk továbbra is **jelentős javulást jelentenek a tároló nélküli esethez képest, de a közösségi algoritmussal elért eredményektől elmaradnak:**

- R hálózat, 4 órás tároló: 70% helyett **76%** (4.b: 78%)
- CIGRÉ hálózat, hálózathoz méretezett tároló: 24% helyett **30%** (4.b: 37%)

A gyengébb eredmények oka, hogy **az egyéni algoritmus csak a fogyasztás kis részét veszi figyelembe** (ami a PV-hez van csatolva), és ezért jóval többször, jóval többet tölt, **és a kritikus órákban** - elsősorban nyáron - **kevésbé tud beavatkozni**. Így már kisebb penetrációnál is jóval nagyobb a töltöttség, mint a közösségi algoritmusnál és nagyobb penetrációval. Emellett megvizsgálva a teli tárolók arányát, igazolható, hogy sokkal többször telítődnek, ami a nyári időszakban feszültségproblémákhoz vezet.

Az elosztott tároló és egyéni algoritmus alkalmazása mellett a transzformátor maximális terhelése a R hálózaton 90%, a CIGRÉ hálózaton 86% volt.

6.5.1.4 Elosztott tároló 50% egyéni és 50% közösségi algoritmussal

A 4.d forгатókönyvben az eddig is használt **elosztott tárolók** mindegyikének a **kapacitását elosztottuk** két egyenlő részre. Az egyik részt a 4.b-hez hasonlóan **közösségi algoritmussal működtettük**, míg a másik részt a 4.c algoritmushoz hasonlóan **egyéni algoritmussal**.

Az így kapott **eredmények** a várakozásnak megfelelően **a 4.b és 4.c eredmények közé esnek:**

- R hálózat, 4 órás tároló: 70% helyett **76%**
- CIGRÉ hálózat, hálózathoz méretezett tároló: 24% helyett **32%**

Bár az **R hálózat 76%-os penetrációja megegyezik a 4.c eredményével**, az elért **feszültségmutatók** a 4.d esetben **kis mértékben javultak**.

A transzformátor maximális terhelése: 107% (R hálózat) és 86% (CIGRÉ hálózat).

6.5.2 Demand-side management

6.5.2.1 DSM alkalmazása önmagában

A **városi agglomerációs** hálózaton azt tapasztaltuk, hogy a DSM **76%-ig** képes megnövelni a hálózat PV befogadóképességét: annyira, mint egy kedvezőbb PV elrendezés vagy elosztott akkumulátorok toleranciasávosa, a ma alkalmazottnál a hálózat számára kedvezőbb algoritmussal, csakúgy mint részben ilyen, részben közösségi algoritmussal. Ez a 76% PV penetrációs határ itt is **580 kW PV-t** és így az alapesethez képest **+8% beépített PV teljesítményt** jelent. Ekkor még **nincs transzformátor túlterhelés**, a maximális terhelés 93%.

Azonos penetráció DSM nélkül magas VAVDI és VAVFI értékeket eredményezne, aminek következtében a körzet zárolásra kerülne (mivel a határérték feletti feszültséggel jellemezhető

negyedórák száma egyes csomópontok esetén elérné a 12-t a DSM alkalmazása mellett előálló 1-es mutatóérték helyett). P(U) szabályozással pedig ekkora PV penetrációnál 4842 kWh napelem termelés esne ki, vagyis körülbelül egy 4,4 kW-os PV éves termelése.

*A CIGRÉ hálózat esetén a DSM-nek nem volt hatása a zárolási határra, mert kevés volt a flexibilis fogyasztó. P(U) szabályozás hatására viszont az így (és alapesetben) elérhető **24% PV penetráció** mellett 1914 kWh napelem termelés veszne el, ami körülbelül a hálózaton az összes PV éves termelésének 0,47%-a és körülbelül 1,74 kW PV éves termelésének felel meg.*

6.5.2.2 DSM + Q(U)

A DSM és a meddőszabályozás együttes alkalmazásával azt tapasztaltuk, hogy még **100% PV penetrációnál (760 kW beépített PV) sem érjük el a feszültség alapú zárolási határt** az R hálózaton (nincs olyan nap, amikor a feszültség legalább 5 negyedórában meghaladná a névleges érték 107,5%-át). **A transzformátor viszont már jelentősen túl lenne terhelve** ilyen nagy PV penetrációnál. A DSM és Q(U) hatására viszont azt tapasztaltuk, hogy a megengedhető túlterhelés határa 82...87% PV penetrációra nő 76%-ról. A 87% PV penetráció 664kW PV-nek felel meg. A meddőzés hatása a DSM-hez képest láthatóan szignifikáns, azonban csak korlátozottan tud érvényesülni a transzformátor áramlás alapú túlterhelődése miatt.

*A CIGRÉ hálózaton **45% PV penetrációnál (652,3 kW) van a feszültség alapú zárolási határ DSM + Q(U) szabályozás esetén, ami akár +87% PV beépítést jelent.** 45% PV penetráció és DSM+Q(U) mellett a transzformátor maximális áramlás alapú terhelése 85% lenne, tehát ezzel nem ütköznénk zárolási korlátba. Mivel a DSM-nek magában nem volt érzékelhető hatása a zárolási határra, így az alapeset 24%-ához képest a 45%-ra való növekedés lehetősége valószínűleg magának a meddőzésnek köszönhető. A **meddőzés** hatása tehát a CIGRÉ hálózaton is **jelentősnek bizonyul.***

6.5.2.3 DSM + elosztott tároló

A DSM önálló hatásához képest **2%-ot tud növelni a PV penetrációt** az elosztott akkumulátorok hatása az **R hálózaton**, illetve ez fordítva is igaz – az elosztott akkumulátorok melletti 76%-os penetráción (egyéni vagy félig egyéni, félig közösségi céllal) csak 2%-ot tud növelni a DSM. A zárolási határt az alapeset 70%-áról tehát **78%-ra (596 kW, +11% beépített PV az alapesethez képest)** képes növelni a DSM és az elosztott tárolók együttevén. A transzformátor maximális terhelése közben 90%, tehát **nem terheljük túl a transzformátort** egyáltalán. Az akkumulátor pedig azonos penetráció mellett sokat csökkentett a transzformátor maximális terhelésén (körülbelül 111%-ról 90%-ra), avagy az elosztott tárolóval jóval nagyobb PV penetrációnál található az a határ, ahol a transzformátor áramlás miatti terhelése okán szükséges a zárolás.

*A **CIGRÉ hálózaton 32% PV penetráció** engedhető meg a feszültség alapú zárolásig, ami azonos az elosztott akkumulátorok esetén félig közösségi, félig egyéni algoritmus szerint működő eredménnyel. Ez nem meglepő, hiszen a DSM-nek önmagában nem volt hatása a hálózat PV befogadóképességére.*

6.5.2.4 DSM + központi tároló

Központi tárolóval és hozzá az általunk javasolt közösségi algoritmussal az **R hálózaton** akár **81%-ig** is növelhető a PV penetráció. Itt tehát a DSM többlete 3% a központi tároló 78%-ához képest. Ez **617 kW** PV-t, az alapesethez képest 15%-kal több PV beépített teljesítményt jelent. A transzformátor maximális terhelése csupán 72%, tehát a központi tárolóval nagyobb PV penetrációnál záról a transzformátor áramlása, mint elosztott tárolóval. (A transzformátor névleges teljesítménye azonban itt is záról.)

A CIGRÉ hálózaton központi tárolóval és DSM-mel is azonos zárolási PV penetrációt kaptunk, mint DSM nélkül, központi akkumulátorral: 37%-ot. Ez továbbra is 536 kW PV-nek felel meg, mely mellett a transzformátor maximális terhelése itt is 2%-ot csökkent a DSM hatására 88%-ról 86%-ra.

6.6 Elektrifikáció

Az elektrifikációs forgatókönyvek során azt tapasztaltuk, hogy a hálózatok nem, vagy nehezen bírnak még el további fogyasztást. A fogyasztás növelésével hamar megnő a túl alacsony feszültségek előfordulása a hálózaton. Kevésbé okoz problémát a betápláláshoz csatlakozó új fogyasztó (nagyfogyasztó), mint a hálózaton elszórtan megjelenő új fogyasztók (a scenáriók során elektromos autók és hőszivattyúk).

A vizsgálataink során a CIGRÉ hálózatra nem is fért fel több fogyasztó, mert már eleve sok volt a 92,5% alatti feszültség.

A **tehetős városi agglomerációs hálózatra** plusz egy nagyfogyasztó engedélyezhető, aki a hálózat korábbi éves fogyasztásának 10%-át fogyasztja. Egy nagyfogyasztó, valamint a háztartások 10%-ában új elektromos autók és hőszivattyúk megjelenése akár 30 db olyan negyedórát eredményez legalább egy napon, amikor a feszültség 92,5% alatti (és 4 db olyan negyedórát, ahol a feszültség 107,5% feletti), mindezt az alapeset zárolási PV mennyisége mellett. Ennyi túl alacsony feszültség mellett gyakorlatilag szintén zárolni kellene a fogyasztói panaszok miatt. Egy központi akkumulátor a napi maximális felső feszültséghatársértéseket képes 0-ra mérsékelni, de az alsót 30-ról mindössze 27-re tudja csökkenteni. A nagyfogyasztóval, 10% EV-vel és HP-vel a zárolási határt 596 kW PV-nél találtuk meg 6 felső és 22 alsó zárolási feszültséghatár-sértéssel. A PV penetráció ekkor a korábbi fogyasztásra vetítve 79%, de az új fogyasztókat is hozzá véve valójában 58%-ra csökken.

Központi akkumulátor közösségi algoritmussal történő alkalmazása csak korlátozottan tudja segíteni új fogyasztók csatlakozását. A PV penetráció növekedése akkor segít magában leginkább, ha az új fogyasztás napsütéses órákban jellemző. A PV penetráció azonban központi akkumulátorok mellett sem növelhető igazán. Az is kérdés ilyenkor, hogy a téli, mérsékelt PV termeléskor is el lehet-e tárolni elég energiát, hogy az esti órákban például az elektromos autókat és hőszivattyúkat ellássuk. Mivel az elektrifikációs fogyasztók (elektromos autók és hőszivattyúk) flexibilis fogyasztók, a DSM tovább tudná segíteni az elektrifikációt (ilyen vizsgálatokat nem végeztünk). Továbbá meddőszabályozás alkalmazása is hasznos lehet, mert ez úgy láttuk hatékonyon tud segíteni a túl alacsony feszültségek elkerülésén is. Ráadásul a PV inverterek teljes teljesítménye rendelkezésre áll a nem napsütéses órákban meddőzésre, hogy a feszültséget növeljék, míg a feszültség csökkentésében

korlátozottabb az alkalmazhatóságuk, hiszen a hatásos teljesítmény termelés csökkenti a meddőzésre aktuálisan rendelkezésre álló kapacitást.

6.7 Alternatív hálózati megoldások

Az alternatív hálózati megoldások közül két lehetőséget vizsgáltunk: az on-load tap changer típusú transzformátort (ilyen típusú transzformátorra történő cserét) és vezetékcsereét. A vizsgálat során a tehetős városi agglomerációs hálózaton konkrétan 78%-os PV penetráció elérését, míg a CIGRÉ hálózaton 32% PV penetráció elérésének lehetőségét vizsgáltuk – ezek az energiaközösségi funkciókkal elérhető, jellemzőnek tekinthető PV penetrációs értékek.

6.7.1 OLTC

Az OLTC transzformátorra történő csere során kétféle működést vizsgáltunk:

- a transzformátor kiefeszültségű oldalán igyekeztünk névleges értéken tartani a feszültséget a transzformátor áttételének változtatásával;
- az áramkörök mentén fázisonként figyelve a maximális és minimális feszültséget, a minimális és maximális feszültséget átlagát igyekszünk tartani.

Az első verzióval nem valósítható meg 78%-os PV penetráció az R hálózaton (ami energiaközösségben akár központi akkumulátorral, akár DSM-mel és elosztott akkumulátorokkal, vagy elosztott akkumulátorokkal és közösségi algoritmussal elérhető lehet).

A második változat nagyon hatékonyan bizonyult a feszültségproblémák elkerülése szempontjából, de a transzformátor túlterhelése a megengedhető határ közelében van, maximális értéke 126%. (Akkumulátorok alkalmazása mellett a maximális transzformátor terhelés 87%..107% között változott típustól függően, ezekben az esetekben nem fordult elő nem megengedhető túlterhelés.)

*Az első OLTC változat a CIGRÉ hálózaton sem volt eredményes, nem valósítható meg vele a vizsgált 32%-os PV penetráció. A második OLTC változat eredményesnek bizonyult: egyáltalán nem maradt feszültségprobléma és a transzformátor sem terhelődött túl (a transzformátor maximális terhelése 88% lett). A CIGRÉ hálózaton tehát **valós alternatív megoldás** 32% PV penetráció eléréséhez egy OLTC transzformátor, ilyen működtetés mellett.*

Megjegyezzük, hogy valamivel jobb képességet mutathat a szimulált OLTC, mint a valóságban. Ennek oka, hogy modellünkben nem diszkrét lépcsőkben, az áttétel váltásnak megfelelően léptettük a feszültséget. A léptetést negyedóránként változtattuk szükség esetén, ami a valóságban nem alkalmazott ilyen gyakorisággal.

Úgy gondoljuk, hogy a második OLTC módszerhez hasonló, de az összes csomóponti feszültség helyett csak a tápponti és végponti feszültségeket figyelő módszer is közel ilyen hatékony lenne. Kevesebb feszültséget mérve a kiépítés alacsonyabb költségen, egyszerűbben is megvalósítható.

6.7.2 Vezetékcsere

A **városi agglomerációs hálózaton** a meglévő legnagyobb keresztmetszetű szabadvezeték típust a legnagyobb keresztmetszetű kábelre cseréltük. Ezzel minden feszültségprobléma megszűnt a

hálózaton, tehát a **feszültségproblémák szempontjából itt egy jó alternatív megoldás**. A transzformátor itt is túlterhelt (ezen nem tud segíteni a vezetékcsere), de az itt előforduló maximum 114%-os transzformátor terhelés még megengedhetően bizonyul.

A kábeles CIGRÉ hálózaton nem láttuk értelmét nagyobb keresztmetszetű kábellel történő szimulációnak, mert a főbb vezetékek már eleve a legnagyobb keresztmetszetűek voltak.

6.8 Költségek becslése

Ebben a fejezetben megpróbáltunk támpontokat adni ahhoz, hogy az energiaközösségi megoldások és az alternatív hálózatfejlesztési megoldások beruházási oldala is összehasonlíthatóvá válhasson. A vizsgált megoldásoknak sokféle költségeleme van. A lehetséges főbb költségelemek, a bérköltségektől eltekintve:

- Alternatív hálózati megoldások:
 - OLTC:
 - KIF transzformátornál mérés
 - Legalább a végpontokon (R-en 4db, CIGRÉ-n 1 db) háromfázisú feszültségmérés, de az algoritmus szerint minden csomópontban háromfázisú mérés gyűjtése negyedóránként, továbbítás az OLTC-hez
 - Vezetékcsere
 - csak az R hálózaton vizsgáljuk, közel 3,5 km 240-es kábel ásási-létesítési költsége, szabadvezeték eltávolítása
- Energiaközösségi megoldások költségelemei:
 - Tároló
 - Elosztott, egyéni algoritmus: szoftver, töltővezérlő algoritmus
 - Közösségi algoritmus:
 - Áramkör elején háromfázisú mérések
 - Központi akkumulátor: összetettebb szoftver
 - Elosztott: háromfázisú feszültségmérések jeleinek továbbítása az elosztott tárolók felé, ott ezek fogadása
 - Központi vezérlő
 - Elosztott töltővezérlő szoftver
 - DSM
 - RKV vezérlés: sok helyen már rendelkezésre áll a vevő; ütemezés/vezérlő program aktualizálása szükséges
 - Aljzatba csatlakoztatható időzítő - pár ezer Ft
 - Smart home rendszer, esetleg okosabb eszközök (smart bojler)
 - Q(U)
 - inverterekben aktiválandó

A költségbecsléshez használt input az iparágban aktuálisan használt, becsült költségek és konvencionális fejlesztési időigényeket áramköri beavatkozásokként tartalmazó 6. táblázat:

6. táblázat: Az iparágban használt becsült költségek és fejlesztési időigények

	Beavatkozás időigénye	Éves szinten megvalósítható beavatkozások száma (db/tr. állomás)	Költség (MFt/db)
Transzformátor csapolásállítás/ KÖF gyűjtősínfeszültség állítás	6 hónap	egyszeri nagy volumenű	0,1
OLTC	6-12 hónap	30	6
Körzetátrendezés	18 hónap	30	12
Keresztmetszetnövelés	24 hónap	50	18
Áramkör létesítése/alátámasztása	24 hónap	40	12
Táppontsúrités	36 hónap	30	30

7 ÖSSZEFOGLALÁS

A szimulációk kiértékelése alapján levonható legfontosabb konklúziók:

- A transzformátor bővítés / fejlesztés az egyik legerősebben korlátozó feltételt képes enyhíteni / feloldani.
A jelenlegi hazai Elosztói Szabályzat értelmében a transzformátorkörzetben csatlakoztatott összes PV teljesítmény nem haladhatja meg a transzformátor névleges teljesítményét. A transzformátor cseréje (például 250 kVA-es transzformátorról 400 vagy 630 kVA teljesítményűre) egyes esetekben jelentős növekedést eredményezne a PV befogadóképesség tekintetében, a feszültség alapú zárolási határ elérése előtt.
- A transzformátor névleges teljesítménye alapján való zárolás túlzottan konzervatív, erős feltétel. A transzformátor teljesítményénél 10%-al magasabb PV penetráció még biztonságosan megengedhető lenne.
A fenti, a PV befogadóképességet a transzformátor névleges kapacitásához kötő feltétel biztonságos és könnyen igazolható módszer a transzformátor túlterhelődéstől való védelmére. Ugyanakkor,
 - *a transzformátorok a rövid ideig tartó, akár jelentős túlterhelést is képesek elviselni (függően a korábbi terhelési viszonyoktól), és*
 - *a valóságban mindig jelen van valamennyi el nem hanyagolható fogyasztás a hálózaton, még a magas termeléssel jellemezhető időszakokban is.*
- A transzformátor OLTC transzformátorra való cseréje hatásos megoldás a statikus⁸ feszültség-problémák megoldására.
Ugyanakkor az OLTC nem járul hozzá az energiaközösség önellátását mérő KPI javulásához. Az OLTC transzformátor működtetésére több módszer is lehetséges – ezek a mérés és a műszaki felszereltség tekintetében eltérő igényűek. Az OLTC szabályozás akkor a leghatékonyabb, ha több csomópontra is rendelkezésre áll mérés, nem csak a transzformátor feszültsége.
- A transzformátor- és OLTC költségek kisszámú (nagyságrendileg 5 db) PV telepítéshez hasonló beruházásigényt képviselnek. Amennyiben erre megfelelő pénzügyi/szerződéses konstrukció kidolgozható, úgy ez energiaközösségnek érdemes lehet egy transzformátor cserébe (nagyobb teljesítményű transzformátorra vagy OLTC-re).
A hálózati beruházások (pl. transzformátorbővítés, -csere, vonalak fejlesztése vagy új beruházások) az elosztó felelősségi körébe tartoznak, költségüket pedig a fogyasztói tarifák hálózathasználati- és csatlakozási díjai fedezik. A szükséges beruházásokra számos okból (így például a megfelelő építőkapacitás és szakembergárda hiánya, a hálózathasználati tarifákon érvényesített hatósági ársapka) kifolyólag jelentős késedelemmel kerülhet sor. Az

⁸ A jelen tanulmány kifejezetten a statikus feszültségproblémákra fókuszált, a dinamikus problémákat nem kezel. A mai elosztói gyakorlat szerint a hirtelen feszültségváltozásokat (amelyet például a napenergia-termelés rövid távon előforduló fluktuáció okozhatnak) a kiszűrt hálózat bármely pontján a névleges feszültség 2%-án belül kell tartani. Az OLTC és DSM alapú megoldások az ilyen dinamikus jellegű elvárásokat alapvetően nem képesek kezelni, ellenben a meddőszabályozás és a tárolóvezérlésre építő szabályozás igen.

energiaközösségek fellépése felgyorsíthatja ezt a folyamatot, amennyiben egy megfelelő megállapodás megköthető a DSO és a közösség között, ezzel lehetővé téve a közösség számára, hogy akár évekkal hamarabb kapjon számottevő PV csatlakozási engedélyt, mintha ezt a beruházást a DSO végezné el az eredeti beruházási tervei alapján.

- A kombinált központi és decentralizált PV a legjobb PV kiosztási megoldás.
Ugyanakkor a központi PV létesítése egyes esetekben nem megvalósítható (pl. a telepítéshez korlátozottan rendelkezésre álló szabad terület).
- A „koncentrikus” PV elhelyezés igen hatékony megoldás a kisfeszültségű hálózatok PV befogadóképességének fokozatos növelésére.
Egy energiaközösség – amennyiben a tagjai között egy alkalmas szerződéses és elszámolási rendszer a helyén van – elősegítheti egy ilyen PV telepítési terv végrehajtását, ami a kisfeszültségű hálózat PV befogadóképessége fokozatos növelésének optimális és hálózatbarát módja lenne. Emellett a legalább részlegesen központosított PV kapacitás telepítésére is hatékony alternatívát jelenthet, ráadásul összhangban van az Uniós elvárásokkal, amely szerint minden újépítésű lakossági és nemlakossági célú épület tetejére PV-t kell telepíteni.
- Tárolás: alacsonyabb transzformátorterhelés és KÖF hálózat használat érhető el, a fogyasztási profiloktól függően magasabb vagy azonos szintű energetikai függetlenség mellett
 - *A feszültség alapú központi szabályozás a tároló töltésének és kisütésének optimális vezérlési módja a hálózati kompatibilitás szempontjából. (Ez a megoldás további beruházásokat igényel a hálózaton távolabb elhelyezkedő csomópontok feszültségének mérése, a releváns adatok kezelése és továbbítása céljából)*
 - *Összességében a közösségi algoritmussal vezérelt központi tároló képviseli a legjobb megoldást. Ezt követi az elosztott, de központi algoritmussal vezérelt tároló megoldás. Az elosztott, de mind az egyéni, mint a közösségi (a transzformátoron átfolyó áramra alapuló) energiaegyensúlyt figyelembevevő vegyes algoritmussal vezérelt tároló is még egy hatékony megoldást jelent PV befogadóképesség növelésére, egyidejűleg biztosítva a nagyobb mértékű önellátást. Végül rttől nem sokkal marad el az egyéni algoritmussal vezérelt elosztott tároló, amely még mindig jelentősen magasabb beépített PV kapacitást tesz lehetővé, mint a base case, továbbá ennek fokozatos bevezetése is lehetséges.*
- A meddőszabályozás (Q(U)) igen hatékony egyes vezeték paraméterek (nem túl alacsony X/R ráta) esetén a befogadható PV kapacitás emelése érdekében, a feszültség szabályozásán keresztül.
 - *Nehézség: napsütéses órákban az inverter áramterhelhetősége problémás lehet, mivel a termelt hatásos energia és az igényelt meddőenergia együttesen meghaladhatja az inverter névleges értékét. Ezért egyes invertek túlméretezése vagy az energiatermelés kis mértékű (a P(U) szabályozásnál még mindig jóval kisebb mértékű) visszaszabályozása válhat szükségessé.*
 - *Fontos azonban kiemelni, hogy nem szükséges minden PV inverter meddőzése: bár erre pontos vizsgálatokat nem végeztünk, de mintaszámítások alapján elegendőnek*

- látszik a transzformátortól legtávolabbi inverterek vezérlése, nagyságrendileg az inverterek egyharmadát elég ebbe bevonni.*
- *Nagyságrendileg 20%-os túlméretezés elegendő lehet számos esetben, míg 30% már az esetek többségében elég.*
 - *Egy energiaközösség egy alkalmas közösségi pénzügyi elszámolási ill. szerződéses konstrukció esetén támogathatná a tápponttól távoli HMKE inverterek túlméretezését, vagy pedig kompenzálhatná azok termelésének kismértékű visszaszabályozásából fakadó anyagi hátrányt.*
 - *A meddőzés a hálózati veszteség kismértékű emelkedéséhez vezet*
- A DSM igen hatékony a feszültségproblémák és a befogadható PV kapacitás növelésében, a KÖF hálózat terhelésének csökkentésében, így végeredményben az energiafüggetlenség, önellátás javításában.
 - *Új megközelítést tesz szükségessé, a jelenlegi tarifa-rendszer és a jelenleg a fogyasztási völgy-feltöltésre alkalmazott vezérlési/kapcsolási ütemezés helyett.*
 - *Kiterjeszthető a nem termelő fogyasztókra is, amellyel további pozitív hatás érhető el.*