



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

Kovács Kristóf Tamás

**Kisfeszültségű hálózatra csatlakozó napelemek
inverterei által megvalósítható lokális
feszültségszabályozás**

Tudományos Diákköri Dolgozat

KONZULENS

Dr. Hartmann Bálint

BUDAPEST, 2014

Tartalomjegyzék

Tartalomjegyzék	i
1 Bevezetés.....	1
2 Szakirodalmi áttekintés	2
2.1 Változások a villamosenergia-rendszerben.....	2
2.2 A napenergia felhasználása	5
2.3 A beépíthető napelem kapacitás.....	8
2.4 A feszültségemelkedés jelensége.....	9
2.5 Az „aktív” inverter koncepciója.....	11
2.6 Szabályzási módszerek	14
2.7 Hálózati előírások	17
3 Modellezés	20
3.1 DIgSILENT PowerFactory	20
3.2 Leképezett hálózatok	21
3.3 Fogyasztók.....	24
3.4 Napelemek	26
3.5 Egyszerűsítések	27
4 Szimulációk.....	28
4.1 Szimulációs program készítése.....	28
4.2 A szimulációk eredményei.....	31
4.3 Javaslatok a DSO-knak.....	45
5 Összegzés, jövőbeli tervek.....	47
6 Irodalomjegyzék	48
F1 Függelék	i

1 Bevezetés

Napjainkban a megújuló energiaforrások használata egyre inkább meghatározóvá válik. Különösen kiemelkedő az utóbbi években dinamikus fejlődő napelemes rendszerek térnyerése. Azonban a napelemek elterjedése a villamosenergia-rendszerben jelentős befolyással bír a hálózat tervezésének és üzemeltetésének témakörére, ugyanis a napelemek számos nem kívánt hatást fejtenek ki a hálózatra. Ahhoz, hogy a hálózatba minél nagyobb számban telepítsünk napelemes rendszereket, ezeket a hatásokat első lépésként ki kell értékelni, majd megfelelő stratégiát kell találni azok enyhítésére.

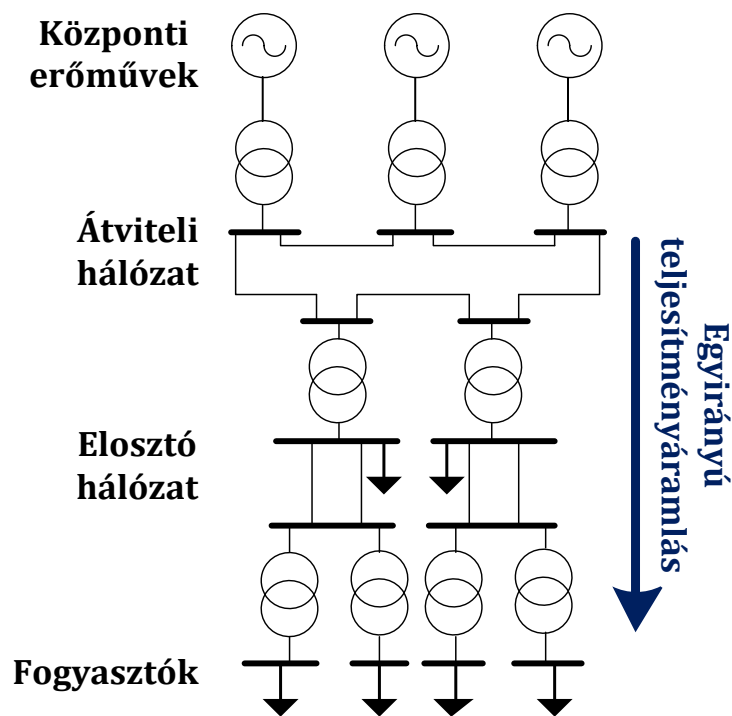
Németország vezető szerepet tölt be a napelemek hálózatba integrálásában, ugyanis csak 2013-ban 3,3 GW új napelemes rendszer került telepítésre Németországban, ezzel már közel 36 GW a németországi napelemek összteljesítménye [1]. Ennek következtében a német elosztóhálózatot üzemeltetők már szembenéztek a napelemek által okozott kedvezőtlen hálózati hatásokkal. Tapasztalataik szerint a legnagyobb problémát a napelemek betáplálása következtében létrejövő feszültségemelkedés jelenti. A probléma megoldása érdekében számos módszer alkalmazható, azonban a leggazdaságosabb, legrugalmasabb és legkönnyebben implementálható megoldást a napelemek inverterei által megvalósítható lokális feszültségszabályzás biztosítja. Ennek alapján a németországban hatályos hálózati csatlakozásra vonatkozó előírások már 2012 óta tartalmaznak olyan kritériumokat, amik a napelemektől megkövetelik, hogy vegyenek részt a hálózati feszültség szabályozásában.

Magyarország esetében nem beszélhetünk a Németországhoz hasonlóan nagy napelem kapacitásról, sőt ebben a tekintetben jelentős lemaradásban vagyunk az Európai Unió többi tagországától is. Azonban az elmúlt néhány évben olyan intenzív növekedési tendencia mutatkozott meg hazánkban, ami ezt a jelentős hátrányunkat hivatott csökkenteni. Abban az esetben, ha ez a dinamikus teljesítménynövekedés a következő éveket is meghatározza, akkor Magyarországon is egyre szignifikánsabbá válik a hálózatba telepített napelemes rendszerek kapacitása. Ugyanakkor a hazai szabványok jelenleg nem tartalmaznak olyan előírásokat, amik a várható kapacitásnövekedés következtében fellépő problémákat kezelnék. Jelenleg a magyarországi elosztóhálózatra csatlakozó napelemektől nincs megkövetelve, hogy az általuk okozott feszültségnövekedés enyhítésében szerepet vállaljanak. Várhatóan a következő évek feladata lesz ennek a hiányosságnak a pótlása. *Éppen ezért jelen dolgozat célja annak a vizsgálata, hogy miképpen lenne érdemes bevonni a napelemeket a feszültségszabályzásba a hazai kifizetésű elosztóhálózatokon.* Ennek érdekében első lépésként a nemzetközi szakirodalmak alapján összefoglalom a témakörrel kapcsolatos főbb ismereteket. Ezek után létrehozok valós adatokon alapuló, a magyarországi viszonyokat hűen tükröző kifizetésű elosztóhálózati modelleket, amik alkalmasak a napelemes termelés hálózatra kifejtett hatásainak vizsgálatára. A leképezett hálózatokon olyan szimulációkat hajtok végre, melyekkel a fő célom annak a kiderítése, hogy a napelemeknek hogyan lenne célszerű részt venniük a feszültség szabályozásában.

2 Szakirodalmi áttekintés

2.1 Változások a villamosenergia-rendszerben

A hagyományos villamos hálózat a villamos energia szállítására és elosztására lett megépítve. Egészen az 1990-es évekig, ezt az energiát nagy és központi erőművekben, koncentráltan állították elő. Ezekben a központokban a feszültséget nagyfeszültségre feltranszformálták azért, hogy a villamos energiát korlátozott veszteségek mellett nagy távolságokra szállítsák az összekapcsolt nagyfeszültségű átviteli hálózaton keresztül. Ezután a feszültséget letranszformálták közép- és kisméretűre, majd a villamos energiát a többnyire sugaras felépítésű elosztóhálózaton keresztül juttatták el fogyasztókhoz. Fontos jellemzője a teljesítményáramlás iránya, amely kötött, egyirányú volt, a nagyobb feszültségű pontokból a kisebb feszültségű pontokba áramlott az energia [2], [3].



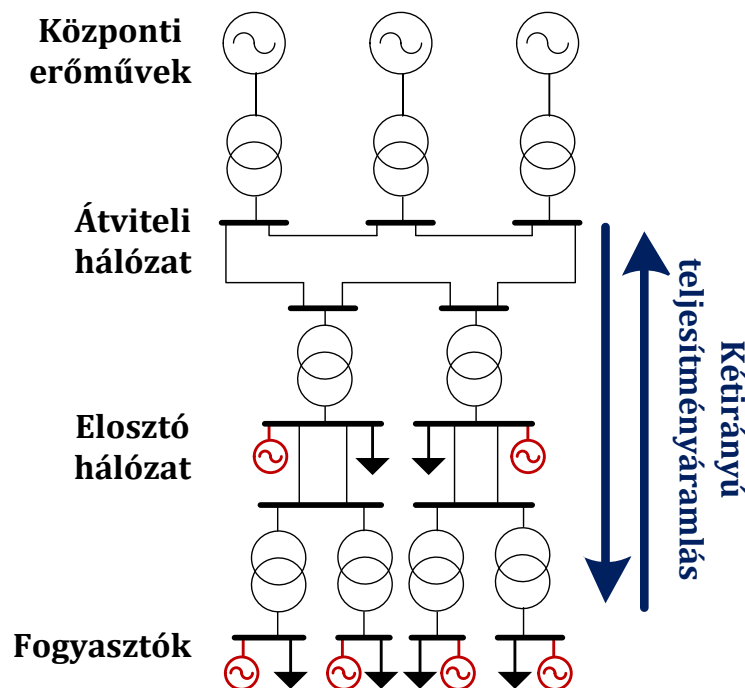
1. ábra: a hagyományos villamosenergia-rendszer

A tradicionális villamosenergia-rendszer már több mint 60 éve létezik, azonban jelentősebb strukturális átalakítás csak az elmúlt néhány évben történt rajta. A hagyományos centralizált termelési változat helyére fokozatosan egy új modell lép, amely jobban megfelel a jelen kor követelményeinek. Megjelentek a fogyasztókhoz közel található, úgynevezett elosztott energiatermelő egységek, melyek a következő jellemzőkkel rendelkeznek [4], [5], [6], [7]:

- A decentralizált termelés egyik legfontosabb ismérve, hogy a termelő egységek közvetlenül az elosztóhálózatra csatlakoznak. Ugyanakkor a villamosenergia-rendszer ezen része nem arra lett

tervezve, hogy energiatermelő egységek kapcsolódjanak rá, mivel a közcélú elosztóhálózatokat az erőművekben megtermelt villamos energia elosztására alakították ki. Így a korábban passzív elosztóhálózatok napjainkban egyre inkább aktív hálózati részként vehetőek figyelembe.

- Mivel a termelők az elosztóhálózatra kapcsolódnak, ezért a decentralizált termelés további fontos jellemzője, hogy az energiatermelő egységek a fogyasztókhoz közel kerülnek telepítésre. Ennek az egyik legfőbb következménye, hogy a villamos energia szállításának veszteségei jelentősen csökkennek.
- Az elosztott energiatermelés további tulajdonságai közé tartozik, hogy a termelő egységek viszonylag kisméretűek és kis teljesítményűek.
- A decentralizált energiatermelő egységek üzemeltetését általában független energiatermelők vagy a fogyasztók hajtják végre, emiatt az esetek többségében központilag nincsenek szabályozva.

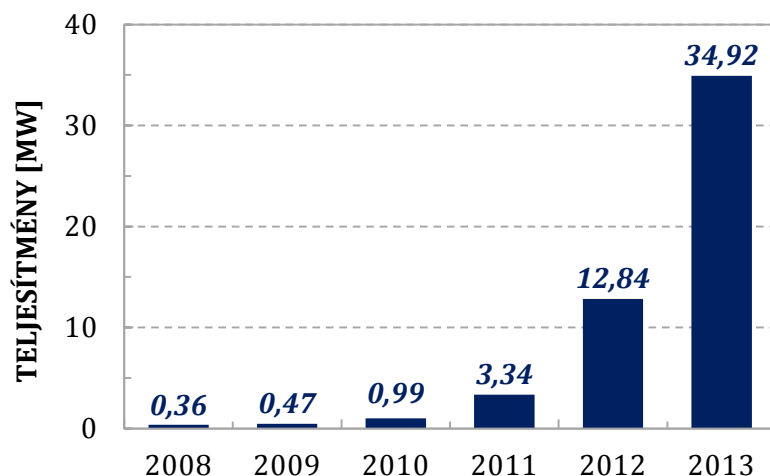


2. ábra: az elosztott energiatermelés megjelenése

A decentralizált energiatermelés térnyerésében számos folyamat játszik szerepet. Egyrészt azoknak az országoknak a gazdaságára ösztönzőleg hat, amelyek az elosztott energiatermeléssel kapcsolatos kutatásokat és technológiai fejlesztéseket előtérbe helyezik. Másrészt, mivel a felhasznált primer energiahordozók igen változatosak lehetnek, ezért az energiaforrások diverzifikálása következtében az ellátásbiztonság jelentősen növelhető. A decentralizált erőművek igen nagy hányada környezetbarát technológián alapul, vagyis az elosztott energiatermeléssel párhuzamosan a megújuló energiaforrások használata is egyre inkább hangsúlyossá válik, ami az üvegházhatású gázok kibocsátásának csökkenését vonja maga után. Mindezen kedvező tulajdonságok miatt, minden egyes országnak elemi érdeke az, hogy a számára szükséges villamos energiának minél nagyobb részét elosztottan állítsa elő. Ezért állami támogatásokkal és

kedvező szabályzási háttérrel igyekeznek a mindenkori kormányok biztosítani annak a feltételeit, hogy az elosztott energiatermelés versenyképes legyen a konvencionális villamosenergia előállításával [8]. Ennek hatására a decentralizáltan termelő egységek elterjedése intenzív növekedést produkált az elmúlt évtizedben. Különösen kiemelkedőek a megújuló energiaforráson alapuló erőművek, azokon belül is a napjainkban leginkább dinamikus fejlődő napelemes rendszerek térnyerése.

Az Európai Unió tagországai is elkötelezték a megújuló energiaforrások fokozott felhasználásában. Az uniós Megújuló Energia Útiterv 2020-ra 20 százalékos energiahatékonyság-növelést, továbbá 20 százalékos megújuló energiaforrás részarányt, és az üvegházhatású gázok kibocsátásának 20 százalékkal való csökkentését tűzte ki célul [9]. Ennek következtében a tagországok többségében egyre inkább elterjednek a környezetbarát technológián alapuló és elosztottan termelő erőművek. Közülük is kiemelkedik Németország, ugyanis évek óta vezető szerepet tölt be a megújuló energiaforrásokon alapuló villamos energia előállításában. Ugyan földrajzi adottságai nem feltétlenül tekinthetőek ideálisnak a napenergia hatékony felhasználására, mégis évről évre erőteljesen növelik a hálózatra csatlakozó napelemek teljesítményét. Csak 2013-ban 3,3 GW összteljesítményű új napelemes rendszer került telepítésre Németországban, ezzel már közel 36 GW napelem állít elő villamos energiát jelenleg, nulla szén-dioxid kibocsátás mellett. Ezzel szemben Magyarország esetén korántsem beszélhetünk ilyen jelentős teljesítményértékről, mivel a hazai beépített napelemes kapacitás mértéke rendkívül alacsony. Holott amennyiben a magyarországi földrajzi adottságokat figyelembe vesszük, akkor hazánkban a napenergia felhasználására jóval kedvezőbbek a környezeti viszonyok, mint amik Németországban tapasztalhatóak. Magyarországon potenciálisan a napenergiából nyerhető a legtöbb megújuló energia, ugyanakkor jelenleg a napenergia hasznosítás terén van a legnagyobb szakadék a lehetőségek és a ténylegesen realizált energiatermelés között. Ezt felismerve, az elmúlt néhány évben olyan intenzív növekedési tendencia mutatkozott meg hazánkban, ami ezt a jelentős lemaradásunkat hivatott csökkenteni [10].



3.ábra: a hazai napelemek összteljesítményének alakulása az elmúlt néhány évben

A magyarországi elosztóhálózatot üzemeltetők adatai alapján 2008-ban 0,36 MW, míg 2013-ban már közel 35 MW beépített napelem kapacitás vehető figyelembe hazánkban [10]. Bár ez a teljesítményérték még mindig csekélynek tekinthető az adottságainkhoz képest, azonban abban az esetben, ha ez a dinamikus teljesítménynövekedés a következő éveket is meghatározza, akkor *Magyarországon is egyre szignifikánsabbá válik a hálózatba telepített napelemes rendszerek kapacitása*. Ezért is tartom fontosnak az olyan megoldások keresését, amikkel a napelemek hálózatba integrálása elősegíthető.

2.2 A napenergia felhasználása

2.2.1 A napelemek alapvető működése és felépítése

A napelem működése a fényelektromos jelenségen alapul, azaz a nap sugárzási energiáját közvetlenül alakítja villamos energiává mechanikai vagy termikus beavatkozás nélkül. A napelemek félvezető anyagból készülnek, leggyakrabban szilíciumból. A tiszta félvezető alapanyagon egy p típusú és egy n típusú réteget hoznak létre adalékolással. A két réteg határán kialakul a p-n átmenet, amit a töltéshordozók a rákapcsolt megfelelő polaritású feszültség hatására képesek átlépni. Ha a félvezetőt fény éri, akkor a sugárzást alkotó fotonok energiája készíti a töltéshordozókat az energialepcső leküzdésére. Tehát az elnyelt sugárzás közvetlenül villamos töltéseket hoz létre az anyagban, melyet a kialakított villamos tér szétválaszt és az így keletkezett áram a külső kontaktusokon keresztül elvezethető [11]. A napelem cellák kimeneti feszültsége körülbelül 0,6 V szobahőmérsékleten és terhelésmentes esetben. Amint a napsugárzás melegíti a cellát, valamint nagyobb áramok folynak rajta, akkor a cella feszültsége lecsökken. Ezen okból kifolyólag a napelem cellák általában sorosan össze vannak kapcsolva, ezzel növelve a kimeneti feszültséget. A sorba kapcsolt cellák gyakran párhuzamosan is vannak kötve, így a kimeneti áram lesz nagyobb. Ezt a soros és párhuzamos elektromos kapcsolatot, továbbá a cellák védelmét a környezeti hatásoktól valósítja meg a napelemes rendszer központi egysége, a napelem modul. A napelem modulok által előállított elektromos áram egyenáram, ezért a villamos hálózatba történő visszatáplálás biztosítása érdekében szükség van egy olyan eszközre, amely ezt az egyenáramot az áramszolgáltatók szigorú elvárásainak megfelelő minőségű váltakozó árammá alakítja. Ezt az áramirányítós eszközt nevezzük inverternek.

A hálózatra kapcsolt napelemek alapvetően két kategóriába sorolhatóak. Az első nagyobb csoportot a koncentrált napelemek alkotják. Teljesítményük legalább 100 kW, azonban a MW-os nagyságrendet is elérheti. A legtöbb esetben a közép- vagy a nagyfeszültségű hálózathoz háromfázisúan csatlakoznak. Az esetek többségében megfelelő környezettel rendelkező, gyakran a használatlan földterületeken történik a napelemek elhelyezése. A koncentrált betáplálás esetén hosszabb engedélyezési eljárás szükséges, továbbá a komplett rendszernek tartalmaznia kell a kábelelést, a védelmi berendezéseket, valamint a hálózatra csatlakozás mindig egy transzformátoron keresztül történik. A hálózatra kapcsolt napelemes rendszerek másik nagy csoportját a dolgozatom tárgyát alkotó elosztott napelemes rendszerek teszik ki. Ezek általában háztetőtőkön fordulnak elő és legfeljebb 10 kW-os teljesítménymaximummal üzemelnek. Jellemzően a

kisfeszültségű elosztóhálózathoz egyfázisúan csatlakoznak. Az esetek többségében transzformátor nem szükséges a csatlakozásnál. Az elosztott napelemek napos időben biztosíthatják az adott épület berendezéseinek ellátását, az ezen felüli energiát pedig betáplálhatják a villamos hálózatba. Az épület villamosenergia igényeit felhős időben vagy éjszaka a hálózat biztosítja [12], [13], [14].

2.2.2 A napelemek hálózati hatásai

A napelemek elterjedése a villamosenergia-rendszerben jelentős befolyással bír a hálózat tervezésére és üzemeltetésére, ugyanis a napelemek számos nem kívánt hatást fejtenek ki a hálózatra. Ezek a hatások egyaránt lehetnek állandósult állapotbeli vagy dinamikus természetűek. Ahhoz, hogy a villamos hálózatba minél nagyobb számban integráljunk napelemes rendszereket, ezeket a hatásokat első lépésként ki kell értékelni, majd megfelelő stratégiát kell találni azok enyhítésére [15], [16], [17], [18], [19].

A napelemek hálózatra kifejtett hatásai alapvetően három fő eredetre vezethetők vissza. Természetesen nem minden esetben dönthető el egyértelműen, hogy az adott hatás milyen okok következtében keletkezik, azonban a következő „három lista” döntően meghatározza a hálózati hatásokat:

1. A napelemek, mivel az esetek döntő többségében az elosztó hálózatra csatlakoznak és relatív kis teljesítménnyel rendelkeznek, ezért elosztott energiatermelő egységnek tekinthetők.
2. A Nap – mint energiaforrásnak – egyik lényeges tulajdonsága, hogy rendelkezésre állása sztochasztikus jellegű, ennek következtében a napelem által termelt áramot is meghatározza a változékonyság.
3. Mivel a hálózatra csatlakozó napelemek mindig tartalmaznak invertert, ezért az inverter működési jellegére is számos hálózati hatás vezethető vissza.

Az inverter nem képes tökéletes, csak alapharmonikust tartalmazó, szinuszos áramot előállítani, ezért *felharmonikusok* jelennek meg a hálózatba táplált váltakozó áramban. Ezek a felharmonikusok több nehézséget is okozhatnak a villamosenergia-rendszerben, elsősorban a villamosenergia-minőség területén. Az egyik legfőbb ilyen probléma abból ered, hogy hálózat elemeinek nem csak ohmos ellenállása, hanem kapacitása és induktivitása is van, ezért a különböző frekvenciájú áramokkal szemben egyrészt a rendszer impedanciája is eltérő lesz, másrészt ezen az impedancián létrehozott feszültségváltozás hatására torzulhat az alapjel. A harmonikusok még számos egyéb problémát okozhatnak a hálózatban. Rezonancia jelenhet meg egy harmonikus rendszámokon, hálózati elemek veszteségei megnövekedhetnek, téves védelmi működések léphetnek fel, továbbá az adatátviteli vonalakban zavarok keletkezhetnek amennyiben felharmonikusok jelennek meg a betáplált váltakozó áramban.

A villamosenergia-hálózatban előfordulhat egy olyan nem tervezett üzemállapot, amikor a hálózat egy része a függetlenedve a többitől önállóvá válik. Ezt nevezzük *véletlen szigetüzemnek*, melynek során villamosenergia-minőség problémák léphetnek fel. A legfontosabb közülük, hogy a fogyasztók számára nem biztosítottak a megfelelő frekvencia és feszültség értékek. Ilyen üzemállapotok esetén a beépített védelem feladata, hogy a napelemet lecsatlakoztassa a hálózatról.

A napelem a beeső fény intenzitásától függő villamos teljesítmény leadására képes. A napsugárzás azonban számos környezeti paraméter függvénye. A legfontosabb közülük, hogy a gyors felhőátvonulások következtében a besugárzás is jelentős mértékben változhat. Korábban említettem, hogy a napelemek nem csak a direkt, hanem a szórt sugárzást is fel tudják használni. Ezért bizonyos felhőtípusok esetén a szórt sugárzás hatására a beeső fény intenzitása megnövekedhet a napos időben tapasztalhatóhoz képest. Összességében kijelenthető hogy, az időjárás sztochasztikus jellege *változó kimeneti teljesítményhez* vezethet.

Amikor egy napelemes rendszer csatlakozik a hálózathoz, akkor a köztük lévő csatlakozási impedancia fellépése következtében a hálózati feszültség megváltozik a csatlakozási ponton. A napelemek nem megfelelő elhelyezése esetén ez a feszültségváltozás számottevő is lehet. Mértékét a betáplált hatásos teljesítmény is jelentősen meghatározza. Tehát a nagy teljesítményű vagy nem megfelelően elhelyezett napelemes rendszerek esetében a *táppont feszültsége megváltozik*.

Nagyobb napelemes rendszerek esetében nem hanyagolhatjuk el a *villogás* jelenséget, amely definíciószerűen az időben változó fényességű vagy színképi eloszlású fényinger által okozott látásérzet ingadozás, melyet a feszültség effektív értékének gyors és ciklikus változása okoz. A jelenség azért is különösen jelentős, mert közvetlen hatást gyakorol az emberi szervezetre (fáradékonyt növeli). Különböző időjárási jelenségek (fák árnyékolása, felhőátvonulás, stb.) következtében a feszültség és így a leadott teljesítmény jelentős mértékben és gyorsan változhat.

A villogást elsősorban a gyors felhőátvonulások és így a rövid idejű feszültségváltozások okozzák. Azonban léteznek hosszabb ideig tartó felhőátvonulások, vagy egyéb árnyékolási jelenségek, amik *hosszú idejű feszültségváltozást* eredményeznek.

További következményei is vannak mind a rövidebb, mind a hosszabb ideig tartó feszültségváltozásnak, ugyanis az elosztó hálózaton található feszültségszabályozó eszközök a sokszor előforduló feszültségváltozások miatt gyakrabban lépnek működésbe. Mivel a hálózaton kialakult meddő teljesítmény viszonyok és a feszültségek szorosan összefüggenek, ezért a gyakori feszültség változások *meddő teljesítmény ingadozáshoz* vezethetnek.

Nagyobb napelemes rendszerek telepítése esetén a helyi fogyasztáson felül a hálózatba betáplált teljesítmény elszállítása többletterheléshez vezethet. Ennek következtében a többlet energia szállításában részt vevő *vezetékek* méretezésénél a rajtuk *keletkező veszteségeket* mindig figyelembe kell venni.

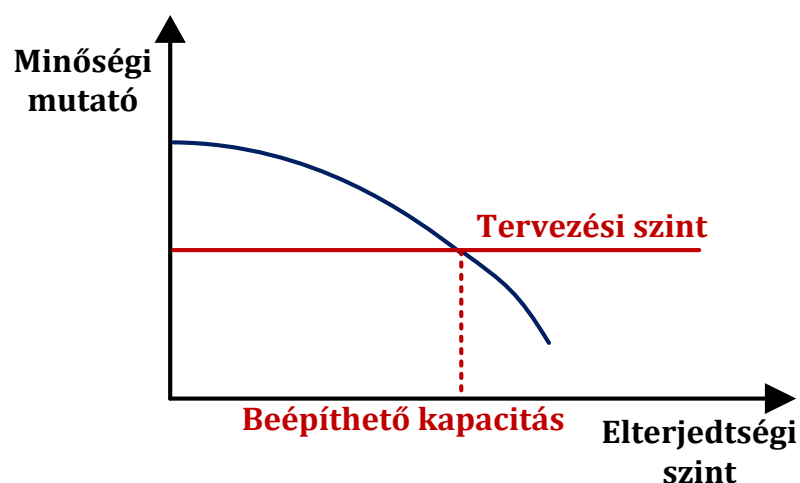
A napelemek csatlakozása a többnyire sugaras felépítésű elosztó hálózatra módosíthatja a korábban egyirányú teljesítményáramlást. *Fordított teljesítményáramlás* jelenségéről akkor beszélhetünk, ha a napelemek termelése nagyobb, mint a vele egy csatlakozási ponton lévő fogyasztók teljesítményigénye. Ilyenkor a fogyasztó felé folyó áram iránya megfordulhat a magasabb feszültségű hálózati részek irányába, ami komoly hatásokkal lehet a hálózatra. Különböző védelmi berendezések léphetnek működésbe, amik akár

leválaszthatnak fogyasztókat a hálózatról. Egy bizonyos betáplált teljesítmény fölött, a fordított teljesítményáramlás hatására a napelem által termelt többlet energia a szomszédos körzetekbe áramolhat.

Egy adott hálózat erősségét és robusztusságát jellemezhetjük a rajta fellépő zárlati áram nagyságával. Amikor rövidzárlat lép fel az elosztó hálózaton, akkor a zárlati áramot nem csak a villamosenergia-rendszer, hanem a hálózatra csatlakozó elosztott energiatermelő egység is táplálja. Ennek következtében, az elosztóhálózatra csatlakozó napelemek *növelik a zárlati áram értékét*.

2.3 A beépíthető napelem kapacitás

A napelemek hálózatra kifejtett hatásainak vizsgálatánál egy újfajta szemlélet a hálózatba maximálisan *beépíthető napelem kapacitás* (hosting capacity) fogalma. Ezzel a megközelítéssel vizsgálható, hogy egy adott hálózatra mekkora napelemes teljesítmény telepíthető. A fogalom definiálásához első lépésként célszerű bevezetni a napelemek *elterjedtségi szintjét* (penetration level), amely az adott hálózaton lévő napelemek összteljesítményének és a hálózaton található összfogyasztás hányadosa. Ennek segítségével, a beépíthető kapacitás úgy definiálható, mint az a maximális napelem elterjedtségi szint, amelynél még a rendszer kielégítően üzemeltethető. Azt, hogy mi számít kielégítőnek, a régióként eltérő előírások és szabványok rögzítik. Ennek eldöntésére azonban szükség van egzakt, a villamosenergia-minőséggel kapcsolatos indexek, úgynevezett *minőségi mutatók* (performance index) bevezetésére. A minőségi mutatók magukba foglalják a villamosenergia-rendszer számos paraméterét. A teljesség igénye nélkül ide tartozik a harmonikus torzítás, villogási szint, zárlati teljesítmény, transzformátor terheltsége vagy a csatlakozási pont feszültsége. Összességében, egy adott hálózatba beépíthető kapacitás az a maximális napelem teljesítmény, aminél még a villamosenergia-rendszer minőségi mutatóira való kedvezőtlen hatások elfogadhatóan kis mértékűek [20], [21], [22], [23].



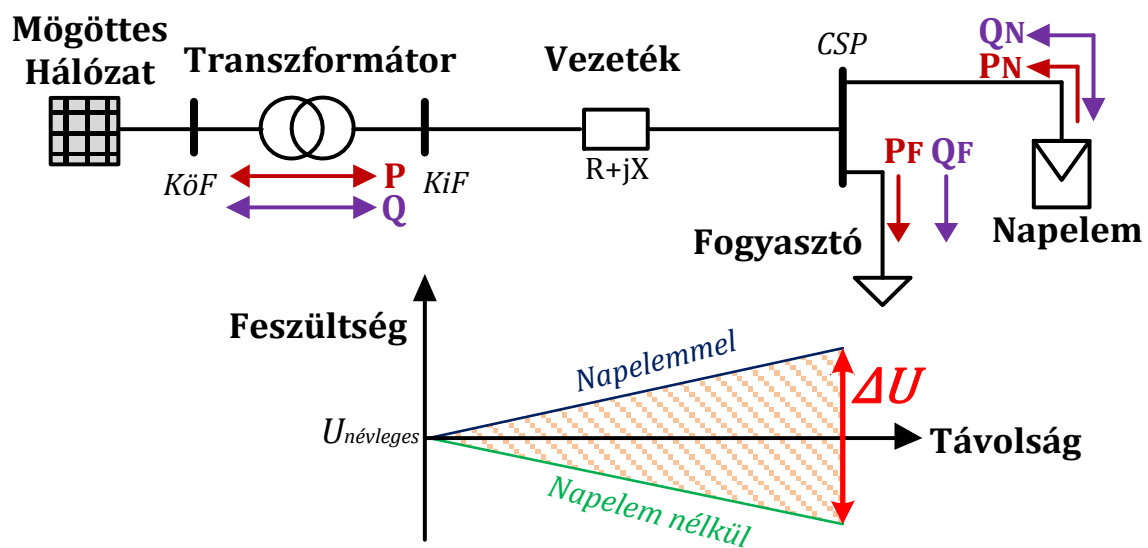
4. ábra: a hálózatba beépíthető napelem kapacitás illusztrálása

A beépíthető maximális napelem teljesítmény meghatározása minden esetben egyedi vizsgálatot igényel, ugyanis értéke függ a hálózat struktúrájától, a fogyasztók típusaitól, környezeti viszonyoktól és még számos

más paramétertől. A napelemek hálózatba integrálásával foglalkozó kutatások és fejlesztések egyik alapvető célja, hogy a beépíthető kapacitást növeljék, vagyis az adott hálózati részen található fogyasztók energiaigényeinek minél nagyobb részét fedezzék a napelemek anélkül, hogy a villamosenergia minőségével kapcsolatos problémák fellépnének. A témakörrel foglalkozó szakirodalmak szinte kivétel nélkül egyetértenek abban, hogy *a beépíthető kapacitást leginkább a napelemek által előidézett feszültségemelkedés korlátozza* [20], [21], [22], [23], [24], [25], [26], [27], [28].

2.4 A feszültségemelkedés jelensége

A decentralizált energiatermelés megjelenése előtt az elosztóhálózatot úgy alakították ki, hogy feltételezték annak passzivitását, azaz rá villamosenergia termelő egység nem csatlakozik. Ilyen esetben a transzformátortól, tehát a betáplálási ponttól a feszültség folyamatosan csökken a fogyasztóig. Napjainkban ez a hálózati struktúra egyre inkább átalakulóban van, ugyanis a napelemek térnyerésével az elosztóhálózat fokozatosan kezd aktívvá válni. A napelemek által betáplált hatásos teljesítmény egyik legjelentősebb következménye, hogy a csatlakozási ponton és a vezetékeken egyaránt megnő a feszültség. Abban az esetben, amikor a napelemek által betáplált teljesítmény meghaladja a hálózaton lévő terhelések fogyasztási igényeit, akkor beszélhetünk fordított teljesítményáramlásról is.



5.ábra: a feszültségemelkedés jelenségének szemléltetése

A feszültségemelkedés jelensége általában abban az esetben fordul elő, amikor alacsony terhelés mellett nagy a napelemek által leadott teljesítmény. Mivel ez a két feltétel a legtöbbször teljesül, – hiszen nappal a lakóházak fogyasztása viszonylag alacsony, valamint kedvező időjárási körülmények között nagy a napelemek betáplált teljesítménye – ezért a feszültségemelkedés problémája viszonylag gyakran lép fel. Elsősorban magas elterjedtségi szint esetén hangsúlyos a jelenség, ugyanakkor kisebb elterjedtségi szint mellett sem

hanyagolható el a feszültségemelkedés. Annak érdekében, hogy a problémát kezelni lehessen, vagy akár teljesen megszüntetni, számos módszer terjedt el az elmúlt években:

- transzformátorok és kábelek cseréje korszerűbb, nagyobb névleges teljesítményű és jobban terhelhető egységekre,
- energiatárolás és napelemek együttes alkalmazása,
- a napelem által betáplált hatásos teljesítmény korlátozása,
- terhelés alatt szabályozható áttételű transzformátor alkalmazása,
- soros feszültség szabályzó eszközök (DVR, Statcom) használata,
- a hálózatra csatlakozó napelemek számának korlátozása,
- a napelemek inverterei segítségével meddő teljesítmény nyelése vagy termelése.

Az egyes módszerek megvalósíthatósága alapvetően eltérő, amennyiben azok gazdaságossági kérdéseit megvizsgáljuk. A napelem által betáplált hatásos teljesítmény korlátozása ugyan kedvező lehet a vezetékek X/R aránya miatt, azonban a korlátozással a tulajdonos jelentős profittól eshet el. A hálózati elemek cseréje, soros feszültség szabályzó eszközök vagy a terhelés alatt szabályozható áttételű transzformátor alkalmazása a hálózat üzemeltetőjének akkora többlet költséget jelentene, amely nem, vagy csak nagyon lassan térülne meg. Az energiatárolási technológiák fejlődése figyelemreméltó volt az elmúlt néhány évben, valamint hatékonyan is lehetne alkalmazni az olyan tárolási stratégiákat, amikkel a fogyasztást és a napelemek termelését időben közelebb hoznánk egymáshoz. Ugyanakkor az energiatároló berendezések a várható rövid élettartam és a magas beruházási költség miatt tovább csökkentenék a napelemes rendszerek versenyképességét. A feszültségemelkedés enyhítése érdekében *a leggazdaságosabb, legrugalmasabb és legkönnyebben implementálható megoldást a napelemek inverterei által megvalósítható lokális feszültség szabályzás biztosítja* [27], [28], [29]. A módszer alkalmazása a következő előnyökkel jár:

- a feszültség szabályzás hatékonysága a napelemes rendszerek telepítésével arányosan növekszik.
- a beavatkozás helyi, ahogy a feszültségemelkedés forrása is,
- az egész lokális hálózat részre hatással van a transzformátor és a vezetékek impedanciáján keresztül.

Amennyiben a napelemes rendszereket bevonjuk a feszültség szabályzásába, akkor számolni kell néhány kedvezőtlen hatással is:

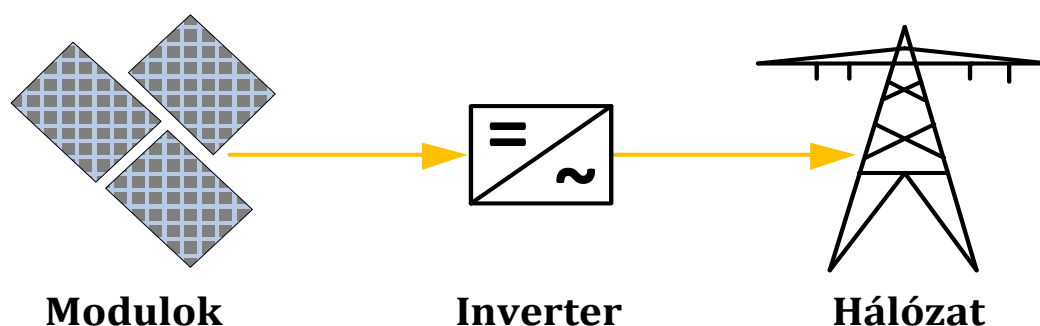
- a feszültség szabályzás erősen függ a hálózat impedanciájától,
- a betáplált vagy fogyasztott meddő teljesítmény következtében megnövekszik a hálózaton keletkező veszteség,
- a meddő teljesítmény biztosítása érdekében szükség van az inverterek túlméretezésére.

2.5 Az „aktív” inverter koncepciója

2.5.1 Az inverterek fejlődése

Korábban a napelemes rendszerek invertereit arra tervezték, hogy a modulokból előállított hatásos teljesítményt minél hatékonyabban szinkronozza és továbbítsa a hálózatnak, egységnyi teljesítménytényező mellett. A kötelező átvételi ár következtében a tulajdonos számára ez a megoldás biztosította a legtöbb bevételt. Ennek alapján a napelemek nem vettek részt a hálózati jellemzők szabályzásában, ilyen tekintetben passzívak voltak. Ugyanakkor az inverterek további, úgynevezett kiegészítő funkciókkal is rendelkeztek:

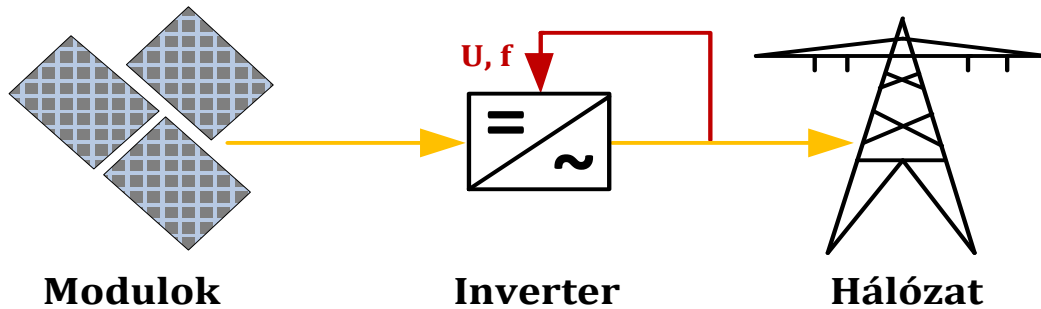
- kimeneti áram harmonikusainak szűrése,
- szigetüzem érzékelése,
- maximális teljesítményű munkapont beállítása,
- védelmi funkciók (zárlatok, túl- és alulfeszültség, túl- és alulfrekvencia) megvalósítása.



6. ábra: a hagyományos inverter blokkvázlata

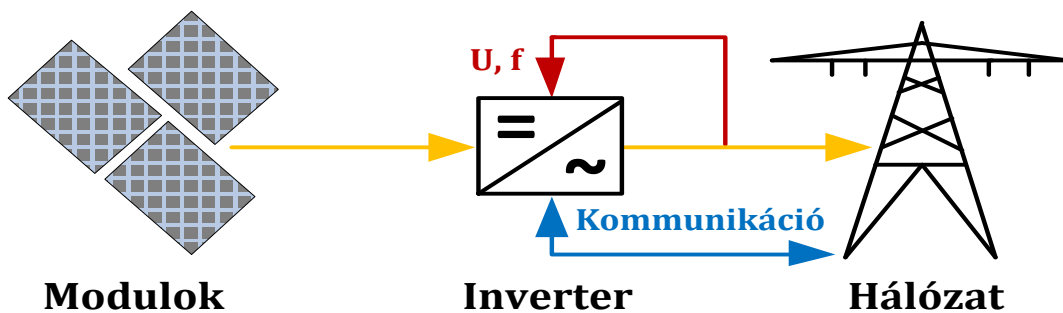
Azonban ezek a kiegészítő szolgáltatások nem bizonyultak elegendőnek ahhoz, hogy a hagyományos inverterek megbirkózzanak a napelemek térnyerése következtében kialakuló feszültségemelkedés jelenségével. Újabban mind a szolgáltatók, mind a független termelők hatalmas érdeklődést mutatnak az iránt, hogy a probléma enyhítésére hatásos és gazdaságos megoldást találjanak. Ebben a megoldásban várhatóan kritikus szerepe lesz az újgenerációs invertereknek, és segítségükkel egyre magasabb elterjedtségi szint lesz elérhető a hálózatokban. A napelemes rendszerek kezdeti passzív szerepéhez képest egyértelműen egy paradigmaváltás figyelhető meg az elmúlt néhány évben. Az inverterek újabb funkciókkal bővültek, melyeknek köszönhetően egyre inkább aktív szereplőjévé válnak a hálózat szabályozása szempontjából. Fő feladatuként továbbra is megmaradt a hálózat számára megfelelő váltakozó áram és a lehető legtöbb hatásos teljesítmény előállítása a modulokból. Azonban az újfajta, aktív megközelítés szerint az inverterek fennmaradó kapacitása felhasználható szabályzási célokra. Napjaink invertereire egyre inkább jellemző ez a szemlélet. Ehhez azonban az invertereknek egyrészt szükséges érzékelni a villamosenergia-rendszer főbb paramétereit, másrészt képesnek kell lenniük reagálni ezen jellemzők megváltozásakor. Ebben a tekintetben napjaink napelemes rendszerei már kellően korszerűek, ugyanis a korábbi hagyományos változathoz képest a következő új funkciókkal rendelkeznek:

- a napelem modulok hőmérsékletének és egyéb jellemzőinek felügyelete,
- a csatlakozási pont feszültségének és frekvenciájának érzékelése,
- feszültségletörések kompenzálása,
- a hálózatba betáplált hatásos teljesítmény csökkentése túlfrekvencia esetén,
- *meddő teljesítmény biztosítása a feszültség csökkentése érdekében.*



7. ábra: az aktív inverter blokkvázlata

Egy következő lépcsőfoknak tekinthetjük azt az esetet, amikor az inverterek koordináltan vesznek részt a rendszer szabályozásában. Ennek elérése érdekében szükség van az egyes inverterek összehangolására egy magasabb szintű szabályzási központtal. Ehhez elengedhetetlen egy kétirányú kommunikáció kiépítése, melynek segítségével az inverterek által mért jellemzőket felügyelhetjük, azok szabályzását optimalizálhatjuk, szükség esetén pedig parancskiadással beavatkozhatunk. Ez a fajta modell egy olyan lehetséges jövőképet vizionál, ami a smart grid koncepcióba is beleillik.



8. ábra: a smart inverter blokkvázlata

Habár már több kísérleti projektben is megvalósították ezt a modellt, a nagy beruházási költségek és a szükséges infrastruktúra magas ára miatt a koordináltan üzemelő inverterek elterjedésére a közeljövőben nincs reális esély. Ezért a dolgozatomban olyan napelemes rendszert használok, amiben az inverter képes mérni a csatlakozási ponton a hálózat jellemzőit, azonban nem áll rendelkezésre semmilyen kommunikációs csatorna egy szabályzási központtal [30], [31], [32], [33], [34], [35].

2.5.2 Az inverterek méretezése

Napjainkban egy modern napelemes rendszer invertere az idő több mint 95 százalékában a névleges teljesítménye alatt üzemel [36]. A kihasználatlan kapacitást fel lehet használni meddő teljesítmény előállítására vagy fogyasztásra, ezáltal az invertereket be lehet vonni a feszültségszabályzásba. A szabályzási szempontból aktív inverter kimenete egyidejűleg képes előállítani egyaránt hatásos és meddő teljesítményt is. Korlátot az ezek geometriai összegéből adódó látszólagos teljesítmény adja. Ennek a limitnek minden munkapontban teljesülnie kell:

$$S_N = \sqrt{Q_N(t)^2 + P_N(t)^2} \quad (1)$$

ahol

S_N az inverter névleges kapacitása,

$Q_N(t)$ az inverter meddő teljesítménye egy adott pillanatban,

$P_N(t)$ az inverter hatásos teljesítménye egy adott pillanatban.

Abban az esetben, ha az egyenletet $Q_N(t)$ -re rendezzük, akkor láthatjuk, hogy az inverter meddő teljesítményét a névleges kapacitásának és a hatásos teljesítményének a különbsége határozza meg:

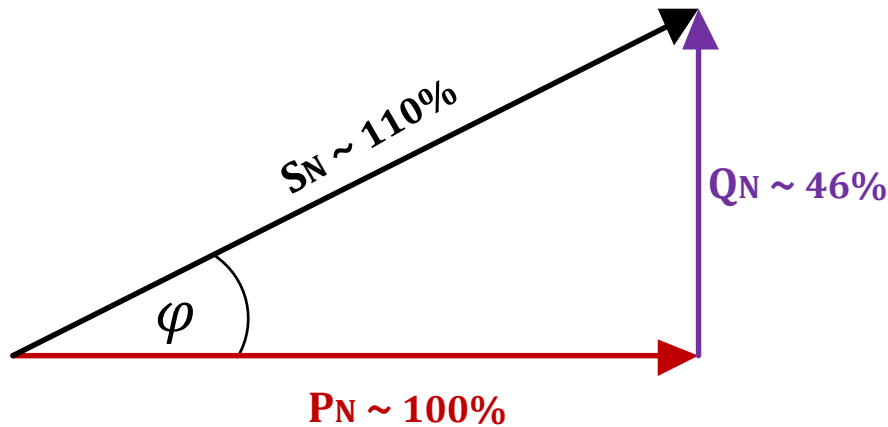
$$Q_N(t) = \sqrt{S_N^2 - P_N(t)^2} \quad (2)$$

Az összefüggésből egyenesen következik, hogy amennyiben:

- $P_N(t) = S_N \rightarrow Q_N(t) = 0$, azaz kedvező időjárás, magas besugárzási szint esetén az inverter által előállított hatásos teljesítményt csak annak névleges kapacitása korlátozza. Ilyenkor az inverter kimenetén elérhető meddő teljesítmény nulla.
- $P_N(t) = 0 \rightarrow Q_N(t) = S_N$, vagyis olyan időjárási körülmények között amikor a modulok nem állítanak elő hatásos teljesítményt, akkor az inverter teljes kapacitása felhasználható meddő teljesítmény előállításra vagy fogyasztásra [37], [38].

Azonban ezek a jellegzetességek több szempontból is kedvezőtlenek. Egyrészt a feszültségszabályzáshoz szükséges meddő teljesítmény nagysága a napsugárzás mértékével arányosan változik, ami a szabályzási folyamatot rendkívül sztochasztikussá teszi. Másrészt a csatlakozási pont feszültsége abban az esetben növekedhet meg jelentősen, amikor magas besugárzási szint jellemzi az időjárást. Viszont ilyenkor a feszültségszabályzáshoz szükséges meddő teljesítményt az inverter nem képes előállítani, ugyanis a kimeneten lévő hatásos teljesítmény megegyezik a névleges kapacitással. A szabályzási problémák megoldása érdekében a gyakorlatban elterjedt módszer szerint *az invertert érdemes túlméretezni, ezzel biztosítva, hogy az inverter minden időjárási körülmény közepette képes legyen a szabályzáshoz szükséges meddő teljesítmény előállítására*. A legújabb napelemes rendszereket már így tervezik. A leggyakrabban 10%-

al méretezik túl az inverter névleges kapacitását, így minden esetben biztosítható a névleges kapacitáshoz képest 46%-os meddő teljesítmény mennyiség, miközben 100%-os a leadott hatásos teljesítmény. Ezzel minden munkapontban elérhető a 0,9-es teljesítménytényező érték, függetlenül az aktuális besugárzási szinttől [36], [37], [38], [39].



9.ábra: napjaink modern invertereinek méretezése

2.6 Szabályzási módszerek

Mivel a napelemek inverterei által megvalósítható lokális feszültség szabályzás erősen függ a hálózati impedanciától, a terhelések fogyasztásától és a napelemek betáplálásától, ezért különféle szabályzási stratégiák terjedtek el azért, hogy minden egyes hálózati szituációra ki lehessen választani közülük a megfelelőt. A szabályzási módszerek közös jellemzője, hogy könnyedén implementálhatók az inverterbe. A gyakorlatban a következő stratégiák terjedtek el [40], [41], [42], [43], [44]:

- állandó teljesítménytényező: $\text{fix } \cos\varphi$,
- állandó meddő teljesítmény: $\text{fix } Q$,
- a teljesítménytényező a betáplált hatásos teljesítmény függvénye: $\cos\varphi(P)$,
- a meddő teljesítmény a csatlakozási pont feszültségének függvénye: $Q(U)$.

2.6.1 Fix $\cos\varphi$

Az inverter állandó teljesítménytényezővel üzemel. Ahogy a betáplált hatásos teljesítmény növekszik, úgy nő vele együtt a kimeneten a meddő teljesítmény is. Mivel a feszültségemelkedés létrejöttére ilyenkor nagyobb az esély, ez kedvező tulajdonsága a $\text{fix } \cos\varphi$ szabályzásnak. Azonban olyankor is létrejön meddő teljesítmény betáplálás, amikor a feszültség nagysága még bőven az elfogadható határokon belül van. Ebből kifolyólag a hálózaton jelentős többlet veszteség keletkezik, ezért a $\text{fix } \cos\varphi$ szabályzás nem tekinthető optimális megoldásnak. Ennek következtében ez a szabályzási módszer a napelemek esetén a gyakorlatban kevésbé használatos.

2.6.2 Fix Q

Az inverter konstans meddő teljesítménnyel üzemel. Ehhez a szabályzási módszerhez szükséges ismerni az adott hálózat fogyasztási profiljait és a napelemek termelési viszonyait. Előnyös lehet olyan fogyasztók esetén alkalmazni, melyek időben állandó teljesítményigénnyel rendelkeznek. Mivel mind a napelemekre és mind a fogyasztókra egyaránt a sztochasztikusság jellemző, ezért a fix Q szabályzás is meglehetősen rugalmatlannak tekinthető esetükben. A stratégia alkalmazása a fix $\cos\varphi$ módszerhez hasonlóan többlet veszteséget okoz a hálózaton, továbbá a feszültség nagyságának az elfogadható határokon belüli tartására is csak korlátozottan alkalmas. Ezért napelemek esetén a fix Q szabályzás használata a gyakorlatban csak korlátozottan terjedt el.

2.6.3 $\cos\varphi(P)$

Az inverter teljesítménytényezője a pillanatnyilag betáplált hatásos teljesítmény nagyságának a függvénye. A szabályzás azon a feltevésen alapul, mely szerint az olyan időjárási körülmények esetén, amikor a napelemek termelése alacsony, akkor a feszültségemelkedés kialakulására is kisebb a valószínűség. Ilyenkor a betáplált meddő teljesítmény kis mértékű, akár nulla is lehet. A $\cos\varphi(P)$ stratégia lényegében a napelemek magas hatásos teljesítmény betáplálását és a feszültség megnövekedését társítja egymáshoz. Ennek megfelelően a szabályzás bemenete csak a betáplált hatásos teljesítmény nagyságát foglalja magába. A módszer hátránya, hogy a szabályozni kívánt jellemzőről, azaz a feszültségről nem tartalmaz visszacsatolást, ennek következtében a $\cos\varphi(P)$ szabályzás nem optimális. Olyankor is keletkezik meddő teljesítmény betáplálás, amikor azt a hálózati feszültség viszonyok nem indokolják, ezért többlet veszteség keletkezhet, azonban ennek mértéke jóval kisebb mint a fix $\cos\varphi$ és a fix Q szabályzások esetén. A $\cos\varphi(P)$ stratégia nagy előnye, hogy mivel a csatlakozási pont feszültsége nincs visszacsatolva, ezért oszcilláció vagy egyéb tranziens jelenség nem keletkezhet. Napelemek esetén a gyakorlatban ennek a módszernek a használata igen elterjedt, mert a feszültségemelkedés enyhítésére jól alkalmazható. A szabályzást a következő egyenletek írják le:

$$\cos\varphi_N = \left\{ \begin{array}{ll} C_1 & , ha \ P_N < P_1 \\ \frac{C_1 - C_2}{P_1 - P_2} \cdot (P_N - P_1) + C_1 & , ha \ P_1 \leq P_N \leq P_2 \\ C_2 & , ha \ P_N > P_2 \end{array} \right\} \quad (3)$$

ahol

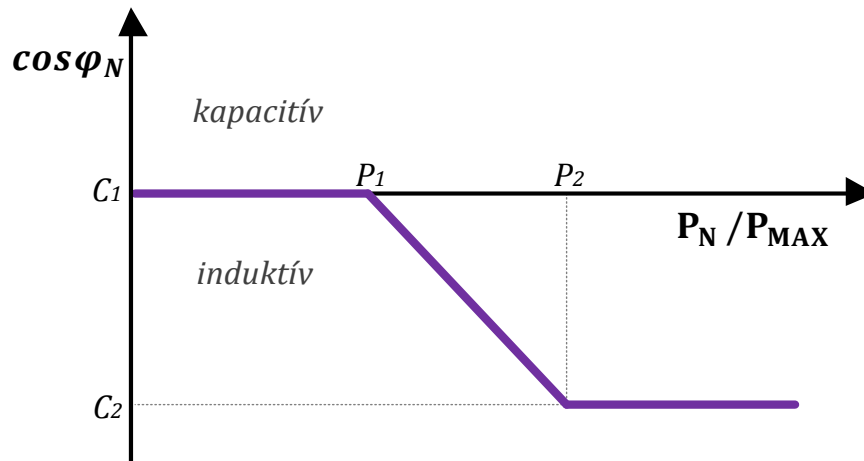
$\cos\varphi_N$ a inverter teljesítménytényezője,

C_1 a kis hatásos teljesítményű betáplálásra jellemző teljesítménytényező,

C_2 a nagy hatásos teljesítményű betáplálásra jellemző teljesítménytényező,

P_1 az a hatásos teljesítmény érték, ameddig $\cos\varphi_N = C_1$,

P_2 az a hatásos teljesítmény érték, amitől $\cos\varphi_N = C_2$.



10. ábra: a $\cos \varphi(P)$ szabályzási karakterisztika

2.6.4 Q(U)

Valójában, az eddig bemutatott lokális feszültség szabályzási eljárások nem az általunk szabályozni kívánt jellemzővel állnak közvetlen kapcsolatban, ezért mind a fix Q, fix $\cos \varphi$ és a $\cos \varphi(P)$ szabályzások alkalmazásakor felesleges meddő teljesítményt használunk fel, ami a veszteségek megnövekedéséhez vezethet. Ezzel szemben a Q(U) módszer lényege, hogy a csatlakozási pont feszültségét mérjük, majd ennek függvényében állítjuk be az inverter által leadott meddő teljesítményt. A szabályzás tehát tartalmaz a feszültségről visszacsatolást, ezáltal a Q(U) eljárás közvetlenül képes reagálni a hálózaton bekövetkező feszültségváltozásokra. Azon felül, hogy az inverter a közvetlenül szabályozni kívánt jellemzőt méri, a Q(U) módszer további fontos előnye, hogy minden egyes inverter a saját csatlakozási pontjában fellépő hálózati szituációnak megfelelően szabályozza a feszültséget. Ugyanakkor a szabályzás hátránya szintén a feszültség visszacsatolásából ered, ugyanis ennek következtében az inverter kimenetén felléphetnek oszcillációk, túllövések és egyéb nem kívánt tranzienst jelenségek. Mivel a Q(U) módszer alkalmazásával a feszültségemelkedés hatásosan enyhíthető, valamint a többi szabályzási stratégiához képest a meddő teljesítmény felhasználása optimálisabb, ezért a napelemek esetén a gyakorlatban igen elterjedt ez a fajta szabályzás.

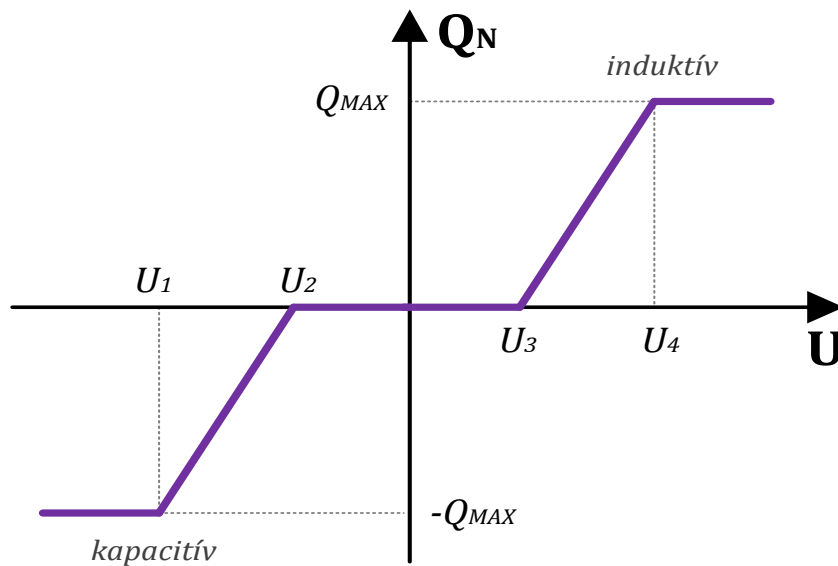
A Q(U) stratégia alapja, hogy amikor a csatlakozási ponton feszültsége a névleges érték körül alakul, azaz az előre definiált holtzáson belül helyezkedik el, akkor az inverter nem fog meddő teljesítményt felhasználni vagy előállítani. Abban az esetben, ha a csatlakozási ponton mért feszültség és a névleges feszültség különbsége nagyobb lesz ettől a holtzávtól, akkor az inverter meddő teljesítményt fog előállítani vagy fogyasztani, az eltérés előjelétől függően. A holtzav szélességének megállapításánál figyelembe kell venni, hogy ha a holtzavot túl keskenynek választjuk meg, akkor a feszültség kis változásainál az inverterek feleslegesen fognak beavatkozni. Ezzel szemben, ha a holtzavot túl szélesnek definiáljuk, akkor az inverterek

nem fognak meddő teljesítményt biztosítani, pedig azt a feszültségviszonyok indokolnák. A $Q(U)$ szabályzás a következő egyenletekkel adható meg:

$$Q_N = \begin{cases} -Q_{MAX} & , ha \ U_{CSP} < U_1 \\ \frac{Q_{MAX}}{U_2 - U_1} \cdot (U_{CSP} - U_1) - Q_{MAX} & , ha \ U_1 \leq U_{CSP} \leq U_2 \\ 0 & , ha \ U_2 < U_{CSP} \leq U_3 \\ \frac{Q_{MAX}}{U_4 - U_3} \cdot (U_{CSP} - U_3) & , ha \ U_3 < U_{CSP} \leq U_4 \\ Q_{MAX} & , ha \ U_{CSP} > U_4 \end{cases} \quad (4)$$

ahol

- Q_N az inverter kimenetén lévő meddő teljesítmény,
- Q_{MAX} az inverter maximális induktív meddő teljesítménye,
- $-Q_{MAX}$ az inverter maximális kapacitív meddő teljesítménye,
- U_{CSP} a csatlakozási pont feszültsége,
- U_1 az minimális feszültség, aminél az inverter meddő teljesítménye $-Q_{MAX}$,
- U_2 a holtív legkisebb feszültsége,
- U_3 a holtív legnagyobb feszültsége,
- U_4 az maximális feszültség, aminél az inverter meddő teljesítménye Q_{MAX} .



11.ábra: a $Q(U)$ szabályzási karakterisztika

2.7 Hálózati előírások

2.7.1 Németország

Napelemek hálózatba integrálása esetén Németország vezető szerepet tölt be jelenleg a világon. Napjainkban már több mint 33 GW teljesítménnyel vehető figyelembe a németországi napelemes rendszerek

összteljesítménye. Ezek többsége elosztottan csatlakozik a kisfeszültségű elosztóhálózatra. Azonban a napelemek hálózatra csatlakozásának mértéke régióként eltérő. Bizonyos területekre viszonylag alacsonyabb elterjedtségi szint jellemző, azonban olyan körzetek is előfordulnak amiket a magas elterjedtségi szint határoz meg. Ezekben a körzetekben a napelemek hálózatra kifejtett kedvezőtlen hatásai számottevőek. Ezt felismerve, a németországi hálózati csatlakozásra vonatkozó követelmények már 2012 óta tartalmazznak olyan kritériumokat, amikkel ezek a negatív hálózati hatások csökkenthetők. Az előírások rögzítik, hogy a napelemeknek részt kell venniük a feszültségszabályzásban a csatlakozási teljesítményüktől függő mértékben [45]:

- $S_N < 3,68$ kVA: a napelemeknek ajánlatos a $\cos\varphi = \pm 0,95$ értékek biztosítása minden munkapontban.
- $3,68 \text{ kVA} < S_N < 13,8$ kVA: a napelemek kötelesek a $\cos\varphi = \pm 0,95$ értékek biztosítására minden munkapontban.
- $S_N > 13,8$ kVA: a napelemek kötelesek a $\cos\varphi = \pm 0,9$ értékek biztosítására minden munkapontban.

Fontos megemlíteni azt, hogy az imént ismertetett előírások a normál üzemi állapotokra vonatkoznak. Emellett a követelmények meghatározzák, hogy a feszültség szabályozásához szükséges meddő teljesítményt az invertereknek 10 másodpercen belül kell szolgáltatniuk. Ugyan a hálózati előírások rögzítik a $\cos\varphi$ tartományokat, azonban a szabályzási módszerekre nincs megkötés. Ez egy lényeges kitétel, ugyanis ennek alapján az *elosztóhálózatot üzemeltetők (DSO-k) határozhatják meg az adott hálózatukra vonatkozó szabályzási stratégiát és azok paramétereinek értékét*. Ennek segítségével az adott hálózati szituációhoz leginkább megfelelő módszer alkalmazható.

A dolgozat szempontjából releváns még a csatlakozási pont feszültségemelkedésére vonatkozó követelmény is. Az előírás rögzíti, hogy a csatlakozási pont feszültsége a napelemek csatlakozása nélküli esethez képest legfeljebb három százalékkal növekedhet meg a napelemek betáplálása következtében. Tulajdonképpen a következő kritériumnak kell teljesülnie minden csatlakozási pontra:

$$\Delta U \leq 3\% \quad (5)$$

ahol

ΔU a napelemek következtében létrejövő feszültségemelkedés.

2.7.2 Magyarország

Hazánkban a hálózattal szinkron üzemelő napelemes rendszerek beépített kapacitása jelentősen elmarad a Németországban tapasztalt értéktől. A magyarországi viszonyokra az alacsony elterjedtségi szint jellemző napjainkban is. Ennek következtében a hazai hálózati csatlakozásról szóló követelmények még nem

tartalmazznak olyan elemeket, amik a németországi előírásokban már szerepelnek. A dolgozat szempontjából releváns magyarországi hálózati előírások a következők [46]:

- a háztartási méretű kiserőmű kategóriájába tartozó, vagyis az $S_N < 50$ kVA teljesítményű napelemes rendszerek nincsenek kötelezve arra, hogy meddő teljesítményt is betápláljanak a hálózatba. Ezért a kisméretű elosztóhálózatra csatlakozó napelemek $\cos\varphi = 1$ mellett üzemelnek, ezáltal a feszültségszabályzásban sem vesznek részt. A szabvány ugyanakkor rögzíti, hogy 5 kVA névleges teljesítmény felett előnyös lehet, ha az inverter alkalmas a $\cos\varphi = \pm 0,8$ közötti teljesítménytényezőjú üzemre.
- Hasonlóan a németországi előírásokhoz, a napelemek által okozott feszültségváltozás legfeljebb 3% lehet.

Feltehetően ezek a követelmények mindaddig megfelelőek maradnak, amíg a hazai kisméretű elosztóhálózatokat az alacsony napelemes elterjedtségi szint fogja jellemezni. Ugyanakkor nem hagyható figyelmen kívül az elmúlt évek intenzív kapacitásnövekedése. *Amennyiben ez a növekedési trend folytatódik, akkor a hazai hálózatokon is előfordulhatnak lokálisan olyan részek, amit a magas napelemes elterjedtségi szint határoz majd meg. Ennek következtében a napelemek hálózatra kifejtett negatív hatásai erőteljesebben léphetnek fel, továbbá a jelenlegi hálózati előírások már nem biztos, hogy megfelelőek lesznek a fellépő problémák kezelésében.*

3 Modellezés

Mielőtt részletesen ismertetném a modellezés során létrehozott hálózatokat, fontosnak tartom felsorolni azokat a szempontokat, amik a modellalkotás folyamatát meghatározták. Mivel a dolgozatom egyik fő célja, hogy a magyarországi állapotokhoz igazodva értékelje a napelemek feszültségszabályzásban való részvételét, ezért az első és legfontosabb ilyen szempont szerint *a megvalósított hálózatoknak hűen kell tükrözniük a hazai kiefeszültségű elosztóhálózati viszonyokat*. Ezekben a hálózatokban az esetek többségében a teljesítményszállítási útvonalat az üzemszerűen sugaras hálózati ellátás jellemzi. A Magyarországon lévő kiefeszültségű elosztóhálózatok egyik további jellegzetessége, hogy a fogyasztók csatlakozási pontjára előírt feszültség nagysága a megfelelő méretezéssel biztosítható [47]. Ezeket szem előtt tartva, a modellezés során létrehozott hálózatok nagyrészt sugaras felépítésűek, valamint nem található rajtuk aktív feszültségszabályzó eszköz. A későbbi vizsgálatok alapját adó hálózatok paraméterei valós adatokon alapulnak, ugyanis a modellalkotás során a való életben is létező hálózati részeket képeztem le, amelyek egy Balaton parti településen találhatóak. Választásom azért esett erre a településre, mert egyrészt megfelel az imént ismertetett tipikus hazai viszonyoknak, másrészt található rajta mind szabadvezetékes mind kábeles ellátási körzet is. Mivel ez a két eset az eltérő jellemzőik miatt alapvetően különbözik egymástól, ezért a dolgozatomban is külön vizsgálom azokat. Azon túlmenően, hogy a leképezett hálózati részek reális paramétereken alapulnak, a fogyasztók terhelési és a napelemek termelési görbéit is valós, a hazai hálózatokon mért adatok szerint paramétereztem fel. A modellalkotás megvalósításához a DigSILENT PowerFactory szoftvert választottam, mert a programmal egyszerűen lehet létrehozni viszonylag komplexebb hálózati struktúrákat, valamint segítségével a szimulációkat automatizálva lehet végrehajtani.

3.1 DigSILENT PowerFactory

A DigSILENT (Digital Simulator for Electrical Network – digitális szimuláció elektromos hálózathoz) által fejlesztett PowerFactory programcsomag egy számítógéppel támogatott tervező szoftver a villamosenergia-rendszer átvitelének, elosztásának, szabályozásának és optimalizálásának vizsgálatához. Az első olyan programnak tekinthető, mely teljesen grafikus felülettel rendelkező, célzottan villamos hálózatok vizsgálatára készült. A DigSILENT PowerFactory számos olyan szimulációs funkciót tartalmaz, melyek segítségével a villamosenergia-rendszerrel átfogó képet kaphatunk. Dolgozatomban a teljesítményáramlás, azaz a load-flow számítási módszert használom a hálózati veszteségek és a feszültség-profilok előállítására. A számítás során az adott hálózat csomópontokból (gyűjtősínek) és az azokat összekötő ágakból (vezetékek) álló gráfnak tekinthető. A teljesítményáramlási vizsgálatok végrehajtásával a hálózati topológia, a vezetékparaméterek és a csomópontokba betáplált és vételezett teljesítmények ismeretében előállítható a csomópontokban kialakuló feszültség és a hálózati ágakon áramló hatásos és meddő teljesítmény. A számítások végrehajtása során a váltakozó áramú, szimmetrikus load-flow vizsgálatokat hajtom végre, mivel

így a hálózat feszültség- és meddőteljesítmény-viszonyairól is teljes képet kaphatok. A teljesítményáramlás számításokhoz a „klasszikus” Newton-Raphson eljárást alkalmazom. A DigSILENT PowerFactory rendelkezik beépített programozási nyelvvel, melynek segítségével a hálózatokon végzett különböző vizsgálatokat automatizálva tudtam elvégezni. A Digsilent Programming Language (röviden DPL) egy objektumorientált programozási nyelv, ami C++ nyelvhez nagyon hasonló szintakszist használ. A szimulációk elkészítésénél óriási segítséget jelentett, hogy azokat programozottan tudtam elvégezni, így jelentősen lerövidítve az azokhoz szükséges időt. További előnye volt a DPL-nek, hogy a rendelkezésemre álló adatok alapján a hálózati elemek felparaméterezése igen egyszerűen és hatékonyan volt végrehajtható [48], [49].

3.2 Leképezett hálózatok

3.2.1 Szabadvezetékes ellátási körzet

A modellezés során létrehozott szabadvezetékes hálózat egy KÖF/KIF transzformátor ellátási körzetet foglal magába. Ez a hálózati rész a település egy olyan területén fekszik, ahol szinte kivétel nélkül családi házak és üdülők találhatók. A hálózat megvalósítása során a mögöttes hálózatot, a transzformátort és a négy darab elmenő áramkört (a 12. ábrán lila, sárga, kék, zöld színűek) képeztem le. A létrehozott szabadvezetékes hálózati részt viszonylag hosszú vezetékek, sugaras felépítés, kis teljesítménysűrűség, kis zárlati teljesítmény és a fogyasztók közötti nagy távolságok jellemzik. A megvalósított szabadvezetékes ellátási körzethez hasonló hálózatok többnyire vidéken fordulnak elő, ahol a napelemek telepítésére elegendő hely biztosítható, ezért az ilyen típusú hálózatokban fokozottan számíthatunk magasabb elterjedtségi szintekre a következő években. A szabadvezetékes ellátási körzetben lévő hálózati elemek főbb paramétereit a következő táblázatokban foglaltam össze:

1.táblázat: a szabadvezetékes ellátási körzet mögöttes hálózatának paramétereit

Zárlati teljesítmény	Ellenállás/reaktancia arány	Típus
200 MVA	0,1	Slack busz

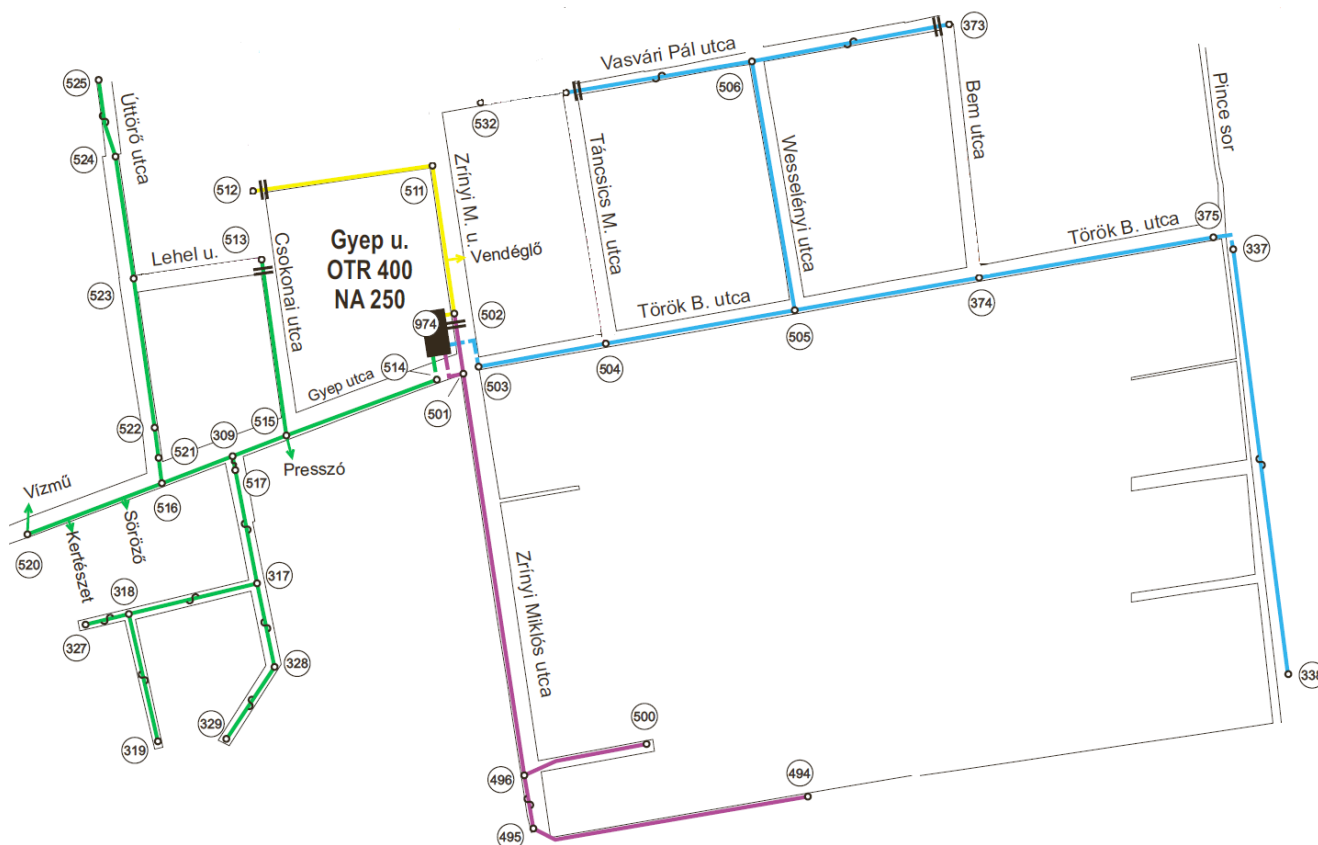
2.táblázat: a szabadvezetékes ellátási körzet transzformátorának paramétereit

Azonosító	Állomástípus	Feszültség	Névleges teljesítmény	Drop	Vasvesztés	Tekercsvesztés
Gyep utcai transzformátor	Oszloptranzformátor	22/0,4 kV	250 kVA	4 %	0,8 kW	3,2 kW

3.táblázat: a szabadvezetékes ellátási körzetben lévő vezetékek paramétere

Vezetéktípus	Keresztmetszet [mm ²]	Ellenállás [Ohm/km]	Reaktancia [Ohm/km]	Összes hossz [m]
Aludur	25	1,370	0,303	260
Aludur	95	0,358	0,252	2602
Szigetelt légvezetékek	50	0,641	0,079	73
Szigetelt légvezetékek	95	0,320	0,075	928
Aludur földkábel	95	0,320	0,068	30
Aludur földkábel	150	0,206	0,067	130

A hálózaton előfordult néhány olyan szakasz (jellemzően a végpontokon), amire nem csatlakozott egyetlen fogyasztó sem. Ezeket a modellezés során sem képeztem le a szoftverben. A DigSILENT-ben létrehozott szabadvezetékes hálózati rész egyvonalas sémája a függelékben megtalálható.



12. ábra: a szabadvezetékes ellátási körzet

3.2.2 Kábeles ellátási körzet

A modellezés során létrehozott kábeles hálózati rész szintén egy KÖF/KIF transzformátor ellátási körzetet foglal magába, azonban a szabadvezetékes esettől alapjaiban különbözik. Ez a hálózati rész a

település központi részében van, ahol többszintes társasházak, üzletek, bankfiókok, apartmanok és egyéb koncentrált fogyasztók találhatóak. A leképezett kábeles hálózatot viszonylag rövid vezetékű, lazán hurkolt felépítés, nagy teljesítménysűrűség, nagy zárlati teljesítmény és a fogyasztók közötti kis távolságok jellemzik. A hálózat megvalósítása során a mögöttes hálózatot, a transzformátort és a hét darab elmenő áramkört (a 13. ábrán rózsaszín, lila, világoskék, sötétkék, zöld, sárga és narancssárga színűek) képeztem le. A kábeles ellátási körzetben lévő hálózati elemek főbb paramétereit az alábbi táblázatokban foglaltam össze:

4.táblázat: a kábeles ellátási körzet mögöttes hálózatának paramétereit

Zárlati teljesítmény	Ellenállás/reaktancia arány	Típus
200 MVA	0,1	Slack busz

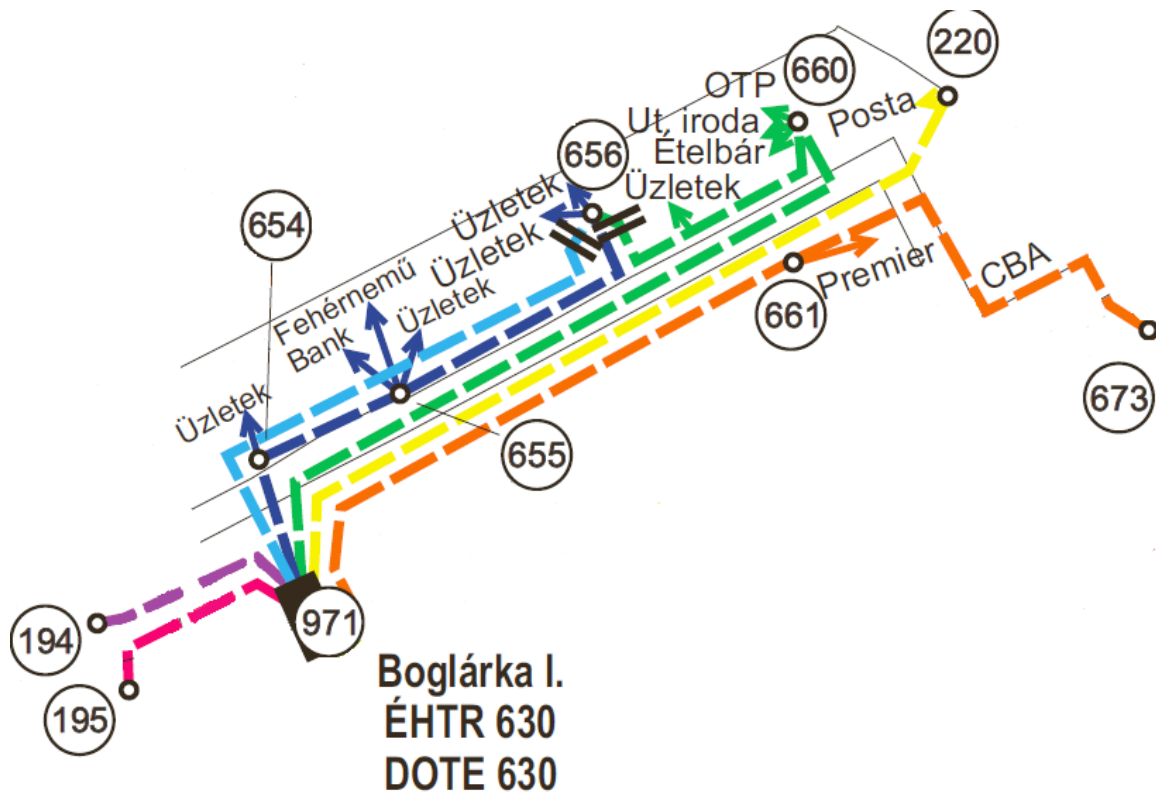
5.táblázat: a kábeles hálózat transzformátorának paramétereit

Azonosító	Állomástípus	Feszültség	Névleges teljesítmény	Drop	Vasvesztés	Tekercsvesztés
Boglárka I. transzformátor	Épített házas transzformátor	22/0,4 kV	630 kVA	5 %	1,3 kW	0,6 kW

6.táblázat: a kábeles hálózat vezetékeinek paramétereit

Vezetéktípus	Keresztmetszet [mm ²]	Ellenállás [Ohm/km]	Reaktancia [Ohm/km]	Összes hossz [m]
Aludur földkábel	150	0,206	0,067	1355
Aludur földkábel	240	0,125	0,066	295

A szabadvezetékes ellátási körzethez hasonlóan a kábeles hálózati résznél is előfordultak olyan szakaszok, amikre nem csatlakoztak fogyasztók. Ezeket a modellezés során sem képeztem le a szoftverben. A DigSILENT-ben létrehozott kábeles hálózati rész egyvonalas sémája a függelékben megtalálható.



13. ábra: a kábeles ellátási körzet

3.3 Fogyasztók

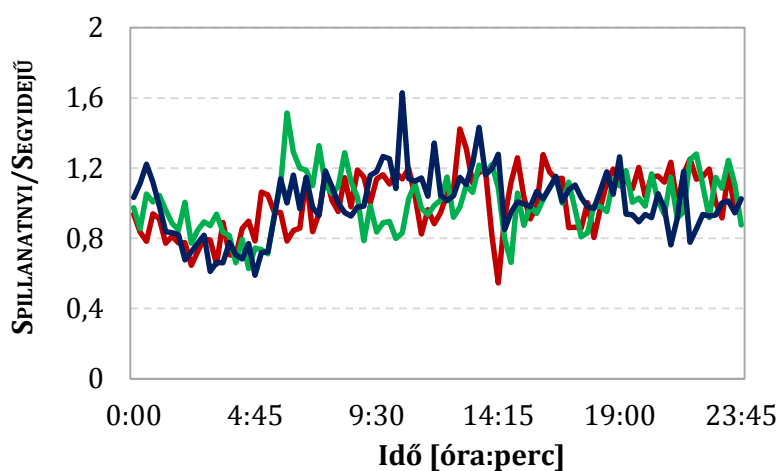
A rendelkezésemre álló adatok - az adott ellátási körzetben található fogyasztók száma és azok összfogyasztása, valamint a csomópontok közti terhelések száma - alapján mind a szabadvezetékes, mind a kábeles ellátási körzetben két fajta fogyasztót különböztettem meg:

1. Kommunális fogyasztók: a szabadvezetékes és a kábeles hálózati részben is a fogyasztók többsége ilyen típusú. Ebbe a csoportba tartoznak a kertés- és a társasházak. Az adott ellátási körzetben minden ilyen típusú fogyasztó egyidejű névleges teljesítményét a hálózat összfogyasztása és a fogyasztók számának hányadosaként határoztam meg. Ennek alapján az adott hálózati részben a lakossági fogyasztók azonos egyidejű teljesítményigénnyel rendelkeznek. Azonban az egyes vezetékszakaszokon lévő terhelések száma eltérő. A csomópontok távolságából és a köztük lévő fogyasztók számának hányadosaként megkaptam az adott vezetékszakaszon lévő kommunális fogyasztók közötti átlagos távolságot. Ennek eredményeképpen a lakossági fogyasztók azonos egyidejű teljesítménnyel, valamint a vezetékszakaszokon eltérő mértékben, de egyenletesen elosztva kerültek leképezésre.

7.táblázat: a szabadvezetékes és a kábeles hálózati részen lévő kommunális fogyasztók paraméterei

Ellátási körzet	Lakossági fogyasztók száma	Lakossági fogyasztók egyidejű összteljesítménye	Egy lakossági fogyasztóra jutó egyidejű teljesítmény
Szabadvezetékes	272 db	195,1 kVA	0,72 kVA
Kábeles	110 db	91,3 kVA	0,83 kVA

A kommunális fogyasztók teljesítményénél figyelembe vettem a fogyasztási igények időbeli változását is. A modellezés során egy magyarországi hálózaton mért adatokon alapuló terhelési karakterisztikákat alkalmaztam. A 14. ábrán szemléltettem néhány ilyen fogyasztási jelleggörbét. Dolgozatomban 30 különböző görbét használtam, amik közül a lakossági terhelések fogyasztási görbéi véletlenszerűen kerültek ki. Célom ezzel az volt, hogy a kommunális fogyasztási igények sztochasztikus jellegét biztosítsam.



14. ábra: példák a kommunális fogyasztók terhelési karakterisztikáira

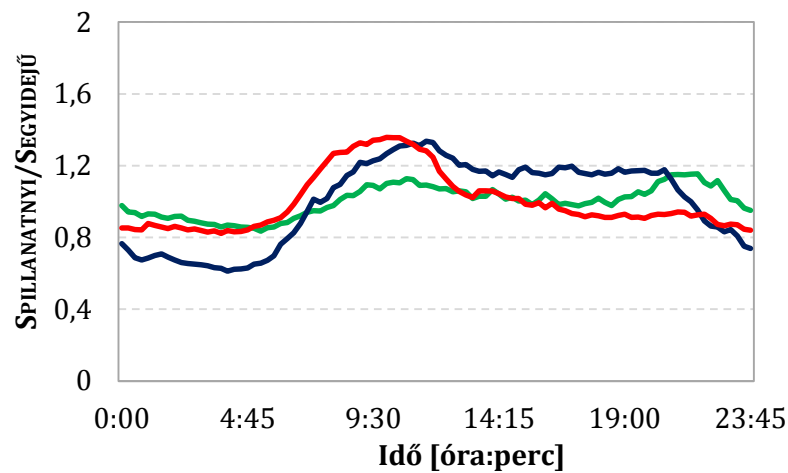
2. Koncentrált fogyasztók: a szabadvezetékes és a kábeles hálózaton is egyaránt találhatóak ilyen típusú terhelések, többnyire üzletek, bankfiókok, éttermek, utazási iroda vagy éppen posta, tehát valamennyi koncentrált fogyasztó nem tekinthető ipari jellegű terhelésnek. A kommunális fogyasztóktól eltérően, a koncentrált fogyasztók csatlakozási helye adott helyen ismert volt, valamint az egyidejű névleges teljesítményük is.

8. táblázat: a szabadvezetékes és a kábeles hálózati részen lévő koncentrált fogyasztók paraméterei

Ellátási körzet	Koncentrált fogyasztók száma	Koncentrált fogyasztók egyidejű összteljesítménye
Szabadvezetékes	5 db	15 kVA
Kábeles	15 db	83 kVA

A koncentrált terhelések esetében is figyelembe vettem a fogyasztási igények időbeli változását. Ennek érdekében a Magyar Energetikai Hivatal által statisztikai elemzéssel készített terhelési profilokat alkalmaztam, amik kis üzletekre vonatkoznak [50]. Az egyes terhelési görbéknek kiszámítottam az átlagát és az attól való

eltérést, ezzel megkaptam az egyidejű teljesítményhez viszonyított fogyasztás időbeli változását. Az adatsorok külön esetként tüntetik fel a hétköznapokat és a hétvégét, azonban a dolgozatomban ezeket a napokat nem különböztettem meg, azaz a koncentrált fogyasztók terhelési görbéi egyaránt kikerülhettek a hét bármely napjából, ezzel is biztosítva a fogyasztási változatosságot, sokszínűséget. A modellezés során 12 ilyen fogyasztási karakterisztikát használtam fel, amik közül a koncentrált fogyasztók véletlenszerűen kaptak meg egy terhelési görbét.

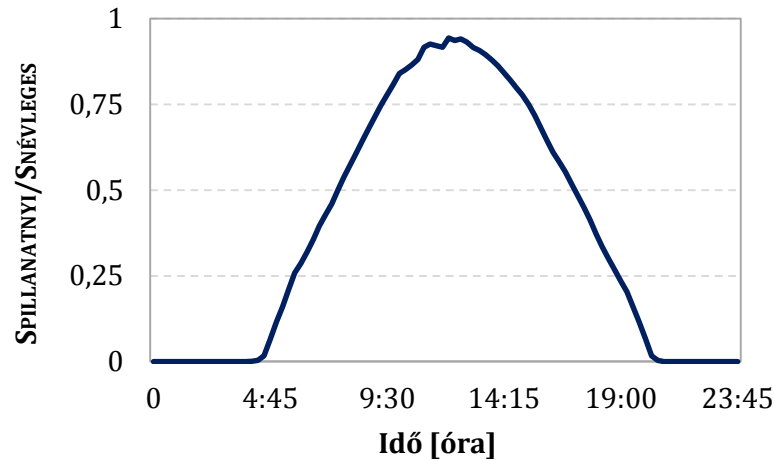


15. ábra: példák a koncentrált fogyasztók terhelési karakterisztikáira

A DigSILENT-ben a kommunális és a koncentrált fogyasztókat is *General Load* hálózati elemként képeztem le.

3.4 Napelemek

A napelemek modellezésekor az egyik legfontosabb szempontom az volt, hogy azok működését a valóságnak megfelelően képezzem le a hálózat nézőpontjából tekintve. A legmeghatározóbb paraméter a napelem által leadott teljesítmény, ami erősen függ az aktuális időjárási viszonyoktól, tehát a fogyasztási igényekhez hasonlóan szintén sztochasztikus jellegű. Habár egy nagyon érdekes kutatási terület lehet az eltérő időjárások hatása, a dolgozatomban csak a tiszta égboltú, nyári napsütéses időre jellemző termelési karakterisztikát alkalmazok, ugyanis ez tekinthető a „worst case” esetnek, hiszen ilyenkor a legnagyobb a napelemek által leadott teljesítmény. A fogyasztási jelleggörbékhez hasonlóan a napelemek által betáplált teljesítmény is a hazai hálózaton végrehajtott mérési adatokon alapul. Itt fontosnak tartom megjegyezni, hogy a napelemes rendszer belső működésének jellemzői nem kerültek modellezésre. A modell megalkotásakor pusztán arra voltam kíváncsi, hogy a hálózat nézőpontjából tekintve hogyan viselkednek a napelemek. A szabadvezetékes és a kábeles ellátási körzetben lévő napelemek termelési görbéje a 16. ábrán látható.



16. ábra: a napelemek termelési karakterisztikája

A szoftverben a napelemeket *Static Generator* hálózati elemként képeztem le, míg a generátor típusának *Photovoltaic*-ot választottam. Mind a szabadvezetékes, mind a kábeles ellátási körzetbe azonos elgondolás mentén telepítettem a napelemeket. Habár egy távoli, lehetséges jövőkép szerint minden háztartás rendelkezik majd napelemmel, azonban ennek realitása a következő években igen csekély. Ezért a modellezés során egy olyan scenáriót hoztam létre, ami a jelenlegi hálózati viszonyokon túlmutat, ugyanakkor a napelemek számát tekintve kevésbé radikális. Ennek alapján minden tizedik lakossági, valamint minden második koncentrált fogyasztó csatlakozási pontjára kapcsolódik egy napelemes termelő egység.

9. táblázat: a modellezett hálózatokra telepített napelemek

Ellátási körzet	Napelemek száma
Szabadvezetékes	31 db
Kábeles	20 db

3.5 Egyszerűsítések

A hálózati modellek létrehozásakor a következő egyszerűsítéseket hajtottam végre:

- a leképezett kifeszültségű hálózatok és azok elemei 3 fázisú szimmetrikus rendszerűek,
- a fogyasztók és a napelemek is egyaránt 3 fázisú szimmetrikus hálózati elemek, valamint 3 fázisúan csatlakoznak a hálózatra,
- a fogyasztási és a termelési karakterisztikák is 1 napra vonatkoznak és egyaránt 15 perces felbontásúak,
- a hálózati modell nem tartalmazza a napelemek és a fogyasztók hálózatra csatlakozását szolgáló néhány méteres vezetékszakaszt,
- minden napelem hálózatra kapcsolt, azzal párhuzamosan üzemel,
- minden napelem esetében a besugárzás azonos, ezért minden napelemre ugyanaz a termelési profil jellemző.

4 Szimulációk

4.1 Szimulációs program készítése

A hálózati modelleken elvégzett vizsgálataim során hatalmas segítséget jelentett, hogy a DiGSILENT-ben lehetséges volt ezeket a szimulációkat automatizálva végrehajtani a szoftver beépített programozási nyelvének alkalmazásával. Vizsgálataim során egy olyan szkriptet hoztam létre, amivel a hálózati elemek felparaméterezését, a teljesítményáramlás számításokat, a napelemek inverterei által megvalósítható feszültségszabályozási módszereket és a szimulációk eredményeinek mentését is programozottan hajthattam végre. A létrehozott szimulációs programon belül az egyes funkciókat külön blokkokban, úgynevezett szubszkriptekkel valósítottam meg.

Az első ilyen szubszkriptben a terhelések beállítását hajtottam végre. A kommunális és a koncentrált fogyasztók a terhelési görbéjüket véletlenszerűen kapják meg a lehetséges karakterisztikák közül. Ehhez a DPL-ben meglévő *random* függvényt alkalmaztam, amivel egy véletlenszámot generáltam az összes fogyasztónak, majd ennek értékétől függően kapnak a terhelések egy rájuk jellemző karakterisztikát. Minden egyes lakossági és koncentrált fogyasztó teljesítménytényezőjéről nem állt rendelkezésemre információ, ezért a gyakorlatnak megfelelően a hálózatokon lévő terheléseket egyesével, $\cos\varphi=0,95-1$ közötti induktív teljesítménytényezővel paramétereztem fel véletlenszerűen, szintén random számok létrehozása után. Ezekkel a véletlenszám generálásokkal az volt a célom, hogy a kifizetésű hálózatokra jellemző sztochasztikusságot és fogyasztói sokszínűséget kellőképpen biztosítsam.

A terhelések beállítása után következő szubszkriptben 24 órás inicializáló teljesítményáramlásokat futtattam 15 perces felbontásban. Ebben az esetben a napelemek nem táplálnak be a hálózatra, vagyis ilyenkor $S_N = 0$ minden napelemre. A negyedóránkénti load-flow futtatások eredményeként adódó csatlakozási pontok feszültségét, a transzformátor terheltségét és a hálózaton keletkező összes veszteséget külön mátrixokba mentettem el. Ezzel képes voltam kiszámolni minden egyes napelem csatlakozási pontjára a maximálisan megengedhető feszültségemelkedést, valamint összehasonlítani a napelem nélküli, a napelemes betáplálás és az eltérő szabályozási módszerek eseteit.

A programban az inicializáló teljesítményáramlásokat a napelemek felparaméterezése követi. Ebben a szubszkriptben egy input ablakon keresztül a felhasználó megadhatja az elterjedtségi szintet, majd ezt felhasználva a program kiszámítja és beállítja minden egyes napelem névleges teljesítményét a következő összefüggés szerint:

$$S_N = \frac{\text{hálózaton lévő összes fogyasztó teljesítménye [kVA]}}{\text{hálózaton lévő összes napelem darabszáma}} \cdot \frac{\text{elterjedtségi szint [\%]}}{100 [\%]} \quad (5)$$

Ennek alapján, az adott hálózaton található összes napelemes termelő egység ugyanakkora névleges teljesítménnyel rendelkezik. A dolgozat keretein belül a szimulációkat a 0 és a 100 százalékos elterjedtségi

szintek között hajtottam végre. A napelemek névleges teljesítményének meghatározását követően a felhasználó szintén egy input ablakon keresztül kiválaszthatja az inverterek szabályzási módszerét. A dolgozat keretei között a következő eseteket vizsgáltam:

- nincs szabályzás,
- $\cos\varphi(P)$,
- $Q(U)$.

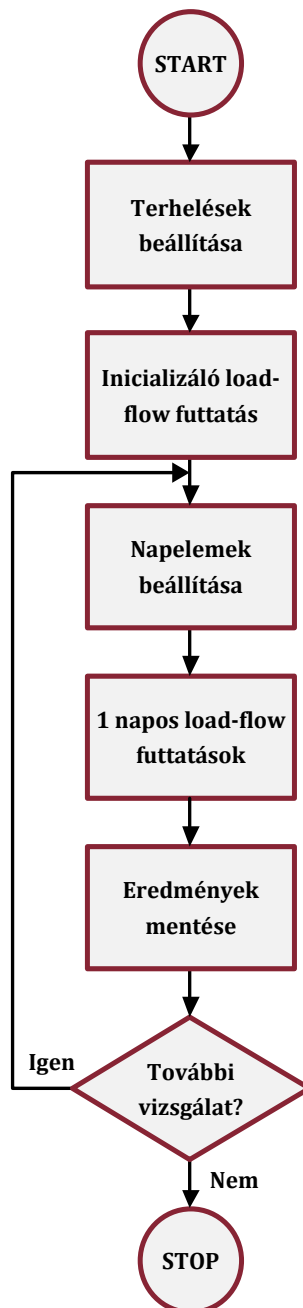
A terhelések és a napelemek felparaméterezése után a következő szubszkriptben 24 órás teljesítményáramlás futtatásokat hajtok végre 15 perces felbontásban. Az egynapos load-flow számítások során azt vizsgálom, hogy a korábban beállított értékek mellett a napelemek milyen hatással vannak a hálózatra, valamint ezek a hatások hogyan csökkenthetők az inverterek által megvalósítható lokális feszültség szabályozási módszerekkel. A szimulációk során az egyik fő célként azt jelöltem meg, hogy az adott ellátási körzetben meghatározzam, valamint a lehető legnagyobb mértékben kiterjesszem a maximálisan beépíthető napelem kapacitást. Korábban már ismertettem, hogy a beépíthető kapacitást számos tényező is korlátozhatja. A dolgozatban vizsgálat tárgyát képezték a szakirodalmakban megjelölt legjelentősebb korlátozó tényezők, vagyis a napelemek betáplálása következtében fellépő feszültségemelkedés, valamint az, hogy a feszültség szabályozáshoz felhasznált meddő teljesítmény mennyire veszi igénybe a transzformátort:

- $\Delta U_{CSP} \leq 3\%$, azaz a maximálisan megengedhető feszültségemelkedés a napelemek csatlakozási pontján legfeljebb három százalék lehet,
- $TR_{terheltség} \leq 100\%$, vagyis a transzformátor terheltsége nem haladhatja meg a száz százalékot.

Itt fontosnak tartom megjegyezni, hogy a dolgozatban nem a hálózati feszültség abszolút értékét vizsgáltam, hanem a csatlakozási pontokon bekövetkező feszültségemelkedés mértékét. A magyarországi hálózati előírások rögzítik ugyan, hogy a fogyasztóknál a feszültség nagysága legfeljebb 10 százalékkal térhet el a névleges értéktől, azonban ennek mértéke egyrészt erősen függ a hálózat kialakításától, másrészt előfordulhatnak olyan esetek is, amikor a napelemes betáplálás látszólag kedvező hatással van a feszültség abszolút értékére, azonban a csatlakozási ponton olyan mértékben emeli meg a feszültséget, amely jóval meghaladja a szabványban előírt 3 százalékos értéket. Ezért sokkal célszerűbbnek találtam annak a vizsgálatát, hogy a napelemek mennyivel növelik csatlakozási pontjukon a feszültséget a napelemes betáplálás nélküli esethez képest, függetlenül attól, hogy kedvezően vagy kedvezőtlenül alakul a hálózati feszültség abszolút értéke. Ennek érdekében a programban rögzítésre kerül a negyedóránként végrehajtott load-flow futtatások eredményeként adódó csatlakozási pontok feszültségemelkedése, továbbá a transzformátor terheltsége és a hálózaton keletkező összes veszteség. Ezen felül, az adott elterjedtségi szint mellett a szkriptben meghatározásra kerül, hogy feszültségemelkedésre és a terheltségre vonatkozó korlátokat mennyi idővel lépték túl a napelemek az egy napos vizsgálatok során.

A szimulációs program utolsó részében a vizsgálatok eredményeinek automatizálva történő rögzítését valósítottam meg. Ezzel képes voltam a szimulációk során kiszámított értékeket formázva, és a további elemzésekhez jól kezelhető formában elmenteni. Ennek érdekében egy olyan DDE (*Dynamic Data Exchange*) kapcsolatot hoztam létre a DigSILENT és az Excel szoftverek között, amivel az eredmények formázott kiírása gyorsan, egyszerűen és programozottan volt végrehajtható.

A szkript futtatásához szükséges a DigSILENT-ben egy *Execute* parancs kiadása, valamint az eredmények mentéséhez az előre definiált Excel fájl megnyitása. Ezek után a felhasználó megadhatja a napelem paramétereit, majd a load-flow számítások és az eredmények mentése után a szimulációk akár újra is kezdhetők, eltérő napelem beállítások mellett.



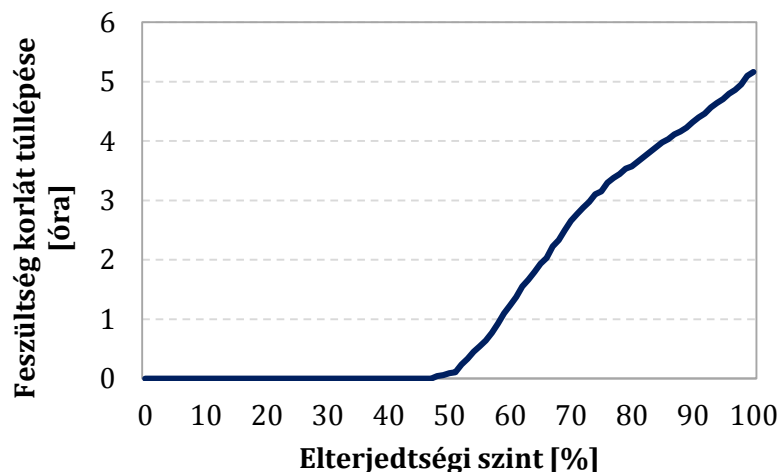
17. ábra: a DigSILENT-ben létrehozott szimulációs program folyamatábrája

4.2 A szimulációk eredményei

4.2.1 Napelemek hálózati hatásai

A szimulációk során első lépésként azt vizsgáltam, hogy a napelemes betáplálás milyen hatással van a hálózatra. Ebben az esetben az inverterek nem vettek részt a feszültség szabályozásban, azaz $Q_N = 0$ minden napelemre. Jelenleg ez a scenárió jellemző a magyarországi kisméretű elosztóhálózatra csatlakozó napelemekre, ezért is tartottam fontosnak ennek a vizsgálatát.

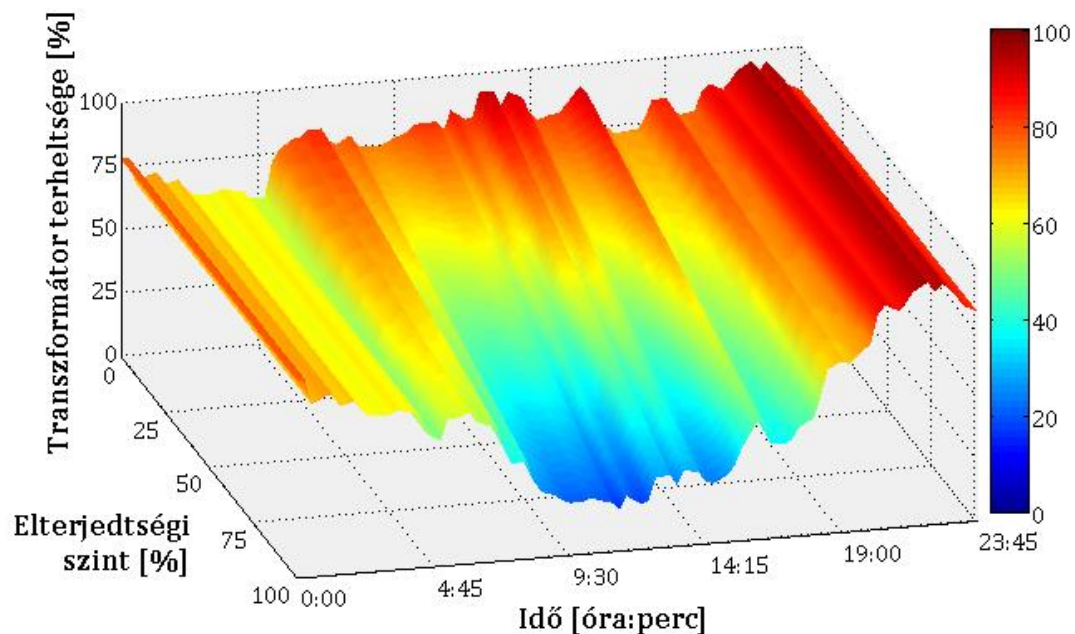
Elsőként a leképezett hálózati modelleken meghatároztam a beépíthető napelem kapacitás értékét. Ezt a kábeles ellátási körzetben nem korlátozta egyik kritérium sem, azaz a napelemes termelés még 100 százalékos elterjedtségi szint mellett sem volt akkora hatással a hálózatra, hogy a korábban ismertetett limitek túllépésre kerültek volna. Ezzel szemben a szabadvezetékes ellátási körzetben a csatlakozási pontokra vonatkozó feszültségemelkedés jelentette a beépíthető kapacitás korlátját, míg a transzformátor terheltségére vonatkozó kritérium semmilyen elterjedtségi szint mellett sem került túllépésre. A szabadvezetékes hálózati részben a beépíthető napelem kapacitás értéke 48 százaléknak adódott. Ettől magasabb penetrációs szintek esetén a csatlakozási pontok feszültsége is egyre nagyobb mértékben emelkedett meg, aminek köszönhetően egyre több időn keresztül volt határérték túllépés. A szimulációs programban rögzítésre került minden egyes csatlakozási ponton az egy nap alatt bekövetkező feszültség korlát túllépéseknek az időtartama. Ezekből egy átlagértéket képeztem, így megkaptam, hogy az adott hálózatban egy napelemes csatlakozási ponton átlagosan mennyi ideig volt feszültség limit túllépés egy nap alatt. A 18. ábrán látható, hogy az elterjedtségi szint növelésével jó közelítéssel egyenes arányban nő az az idő, amíg egy napelem csatlakozási pontján a feszültségemelkedés meghaladja a szabványban előírt értéket.



18. ábra: a beépíthető kapacitás és a feszültség korlát túllépésének időtartama a szabadvezetékes körzetben

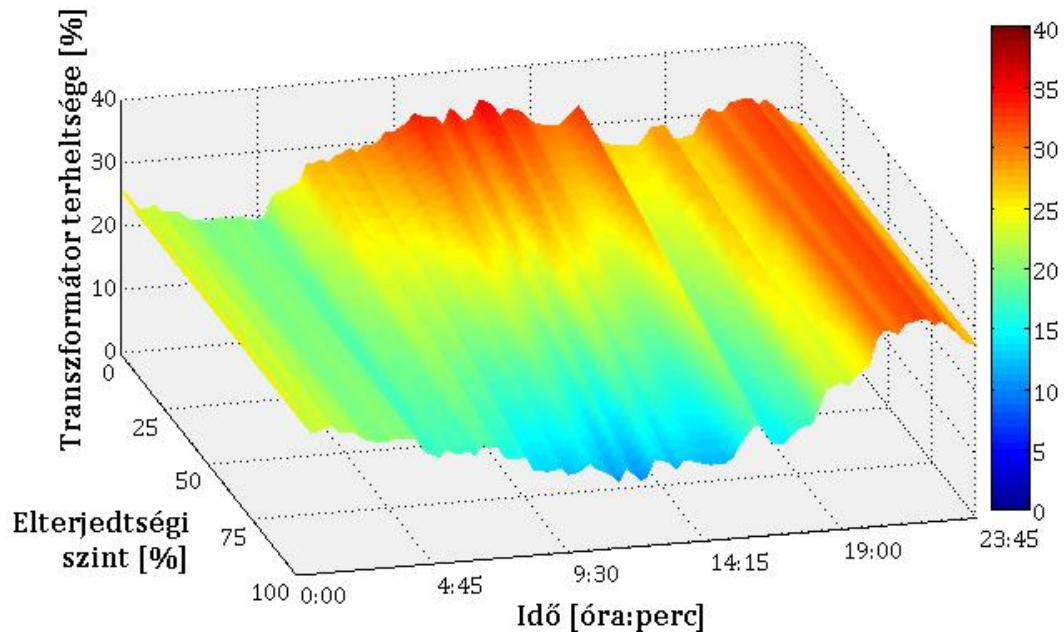
A napelemes betáplálás hálózati hatásainak részeként a KöF/KiF transzformátor terheltségének alakulása is a vizsgálatok tárgyát képezte a dolgozatban. A 19. ábrán látható a szabadvezetékes ellátási körzetben végrehajtott szimulációk eredményeként adódó egynapos transzformátor terheltség az elterjedtségi szint függvényében. A grafikonról megfigyelhető, hogy a penetrációs szint növelésével a

transzformátornak fokozatosan csökken a terheltsége. Azokban az időtartamokban, amikor a napelemek nem táplálnak be a hálózatba, akkor nyilvánvalóan a terheltség sem változik a napelem nélküli esethez képest, azonban a termelési szempontból aktív időszakban jelentősen lecsökken a transzformátor terheltsége. Különösen igaz ez a dél körüli órákra, amikor a legnagyobb a napelemek betáplálása. Ilyenkor a kezdeti (0 százalékos) elterjedtségi szintre jellemző 92 százalékos terheltség 27 százalékra csökken a maximális (100 százalékos) penetrációs szint esetén. Mivel a KöF/KiF transzformátor terheltsége erősen függ a hálózat struktúrájától, a fogyasztók számától és teljesítményigényétől, ezért ez a közel 3,5-szeres csökkenés egyben azt is jelenti, hogy a magas elterjedtségi szintek esetén nem hagyhatjuk figyelmen kívül a fordított teljesítményáramlás jelenségét, azaz olyan hálózati részekben ahol viszonylag sok napelem található, ott számolni kell annak a lehetőségével, hogy a transzformátoron visszaáramlik az energia a középvezetési hálózati részek felé.



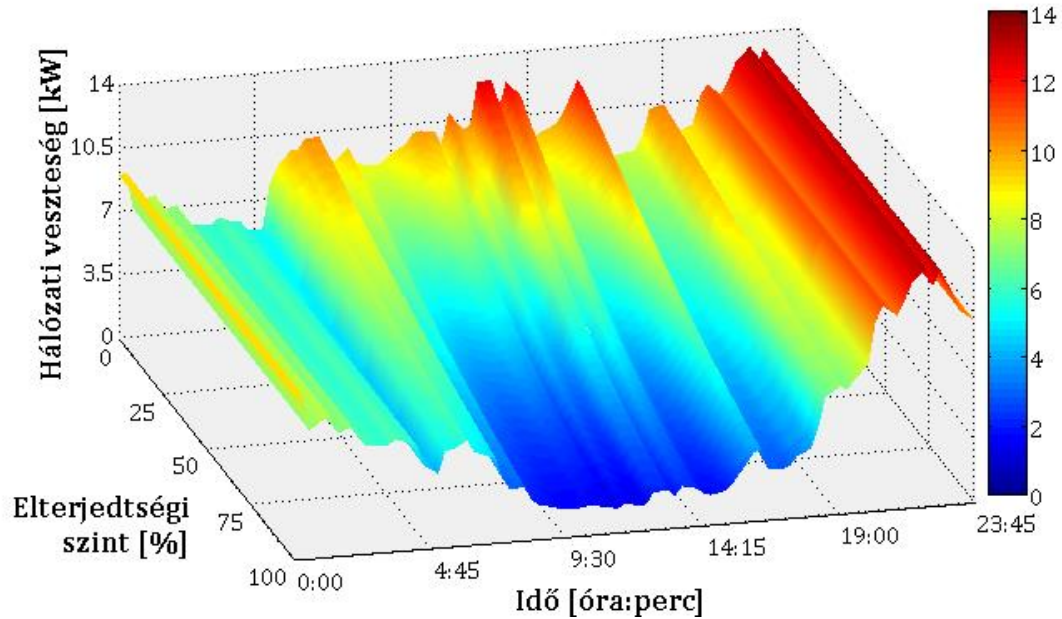
19. ábra: a szabadvezetékes hálózati rész KöF/KiF transzformátorának terheltsége

A 20. ábrán a kábeles ellátási körzetben lévő KöF/KiF transzformátor terheltsége látható az elterjedtségi szint függvényében. A szimulációk során kapott eredményeket ábrázolva hasonló tendencia tapasztalható, mint ami a szabadvezetékes hálózati résznél is megmutatkozott. A kábeles körzetben egyrészt nagyobb névleges teljesítményű transzformátor található, továbbá a fogyasztók összes egyidejű teljesítményigénye is kisebb, ezért a transzformátor sincs akkora terhelésnek kitéve, mint a szabadvezetékes esetben. Azonban a napelemes betáplálás a kábeles ellátási körzet transzformátorának is jelentősen csökkenti a terheltségét. A kezdeti déli órákra jellemző legnagyobb terheltség 34 százalékos értékről 12 százalékra csökkent a maximális penetrációs szint mellett.



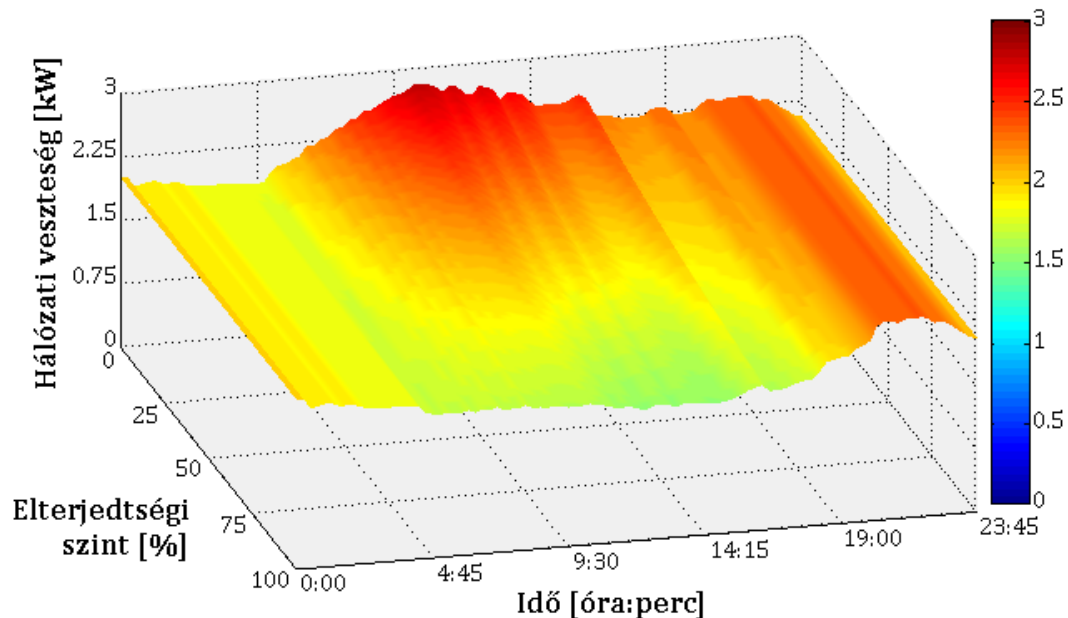
20. ábra: a kábeles hálózati rész KöF/KiF transzformátorának terheltsége

A napelemes betáplálás a transzformátor terheltségének csökkentése mellett szintén kedvezően befolyásolta a leképezett hálózati modelleken keletkező összes veszteség alakulását. A 21. ábrán láthatóak a szabadvezetékes ellátási körzet veszteségei az elterjedtségi szint függvényében. Különösen a magas penetrációs szinteken szembeűnő, hogy a napelemes termelés aktív időszakában jelentősen lecsökkentek a hálózaton keletkező veszteségek. A kezdeti, napelem nélküli esetben a hálózaton keletkező összes veszteség elérte 12,5 kW-ot, míg a 100 százalékos elterjedtségi szint mellett ez az érték több mint a hatodára esett vissza ugyanabban az időpontban. Ez a jelenség egybevág a korábban tapasztalt transzformátor terheltségének alakulásával, ugyanis a magas elterjedtségi szintek mellett a napelemek a közelükben található terhelések fogyasztásigényeinek számottevő részét biztosítják. Ennek következtében a hálózaton lecsökken a teljesítményáramlás, aminek eredményeként a vezetékeken kevesebb veszteség keletkezik, valamint a transzformátoron is kevesebb energia disszipálódik. Tulajdonképpen a napelemek a helyben megtermelt energiájukkal tehermentesítik a hálózati elemeket, ezért egyrészt megnőnek azok élettartamai, másrészt csökkennek a teljesítmény szállítása következtében létrejövő veszteségek. Ezek összességében azt is eredményezhetik, hogy a jelentős beépített napelemes kapacitás megnöveli a villamosenergia-ellátás gazdaságosságát.



21. ábra: a szabadvezetékes ellátási körzetben keletkező veszteségek

A kábeles hálózati részben is megfigyelhető a helyi, decentralizált energiatermelés pozitív hatása. A 22. ábrán látható, hogy az alacsony elterjedtségi szinteken napközben a hálózati veszteség közel 3 kW, míg a magas penetrációs szinteken ez az érték majdnem a felére esik vissza. Bár ez a veszteségsökkenés elmarad a szabadvezetékes ellátási körzetben tapasztalttól, azonban ebben az esetben is pozitív hatással volt a napelemes betáplálás a hálózati veszteségek alakulására.



22. ábra: a kábeles ellátási körzetben keletkező veszteségek

A napelemek hálózatra kifejtett hatásainál megfigyelhető volt, hogy a feszültséggel kapcsolatos problémák, amik a beépíthető kapacitást korlátozták, csak a szabadvezetékes hálózati részben jelentkeztek.

Mivel a kábeles ellátási körzetben a napelemes betáplálás alapvetően pozitív hatással volt a vizsgált hálózati jellemzőkre, valamint a feszültségemelkedés sem lépte át a szabványban rögzített értéket, ezért nem tartottam indokoltnak a kábeles hálózatban a napelemek bevonását a feszültség szabályozásba. Ennek következtében a további vizsgálataimban a szabadvezetékes ellátási körzetet helyeztem előtérbe.

4.2.2 A $\cos\varphi(P)$ szabályzás hatásai

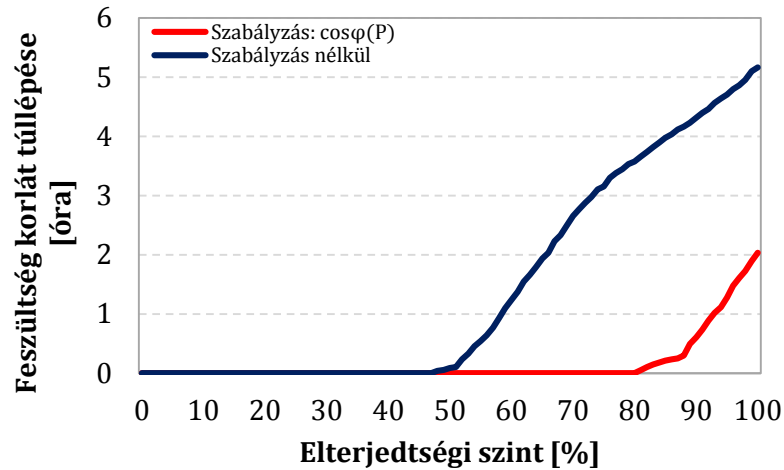
A $\cos\varphi(P)$ szabályzási módszer lényege, hogy az inverter teljesítménytényezője a napelem által betáplált hatásos teljesítmény függvénye szerint változik. A szabályzásban tehát nincs visszacsatolás a feszültségről, vagyis ez a stratégia nem áll közvetlen kapcsolatban a szabályozni kívánt jellemzővel. Ebből fakadóan ez a módszer nem veszi figyelembe az aktuális hálózati viszonyokat, kizárólag azon a feltevésen alapul, hogy a feszültségemelkedés akkor következik be, amikor nagy a napelemek betáplálása. Ennek ellenére a $\cos\varphi(P)$ szabályzási módszer alkalmazása a gyakorlatban igen elterjedt, mert a feszültségemelkedés problémáját hatásosan enyhítheti, ezáltal a hálózatba beépíthető napelemes kapacitást számottevően megnövelheti. Éppen ezért tartottam lényegesnek az adott szabályzási módszernek a vizsgálatát. Ennek érdekében először a 10. ábrán bemutatott szabályzás egyenleteit implementáltam a szimulációs szoftverben. A szabályzást leíró egyenletek adottak voltak, viszont annak paramétereit aszerint kellett meghatározni, hogy a csatlakozási pontok feszültségemelkedését nagymértékben csökkentse, ugyanakkor a hálózati veszteségek alakulása is elfogadható szinten maradjon. Mivel Németországban már 2011 óta a gyakorlatban is eredményesen alkalmazzák a $\cos\varphi(P)$ módszert, ezért a szabályzás paramétereit a németországi hálózati előírásokban is rögzítettek szerint választottam meg [45]:

- $C_1 = 1$: a kis hatásos teljesítményű betáplálásra jellemző teljesítménytényező, $\cos\varphi = 1$.
- $C_2 = 0,9$: a nagy hatásos teljesítményű betáplálásra jellemző teljesítménytényező, $\cos\varphi = 0,9$.
- $P_1 = 0,5$: a napelem hatásos teljesítménye a névleges teljesítményének 50 százalékáig a C_1 értékű teljesítménytényezővel üzemel.
- $P_2 = 0,9$: a napelem hatásos teljesítménye meghaladja a névleges teljesítményének a 90 százalékát, akkor C_2 értékű teljesítménytényezővel üzemel.

A DigSILENT-ben a szabályzási módszer megvalósítása során első lépésként a napelemek pillanatnyi hatásos teljesítményét beolvassa a program. Ezután a szoftverben a (3)-as egyenletek és az imént ismertetett paraméterek alapján kiszámításra kerülnek az inverterek pillanatnyi teljesítménytényezői.

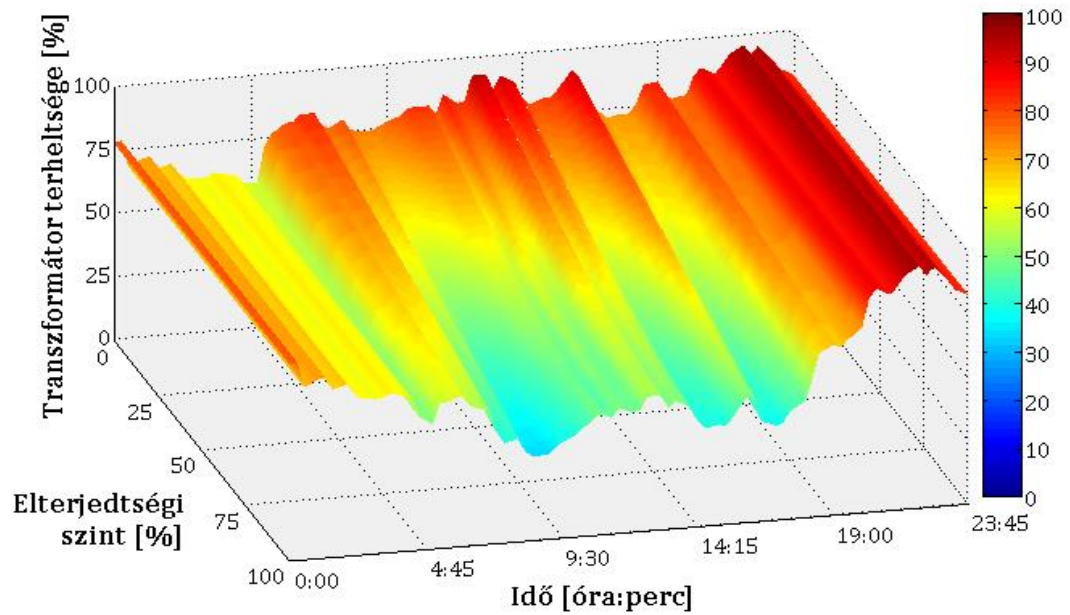
A $\cos\varphi(P)$ szabályzási stratégiát is magába foglaló szimulációk során először azt vizsgáltam, hogy a hálózatba beépíthető napelemes kapacitás hogyan változik a szabályzás nélküli esethez képest. Az eredmény a 23. ábrán látható, amiről megfigyelhető, hogy a $\cos\varphi(P)$ módszert alkalmazva a beépíthető kapacitás jelentősen megnövekedett. A szabályzás nélküli, tisztán hatásos teljesítményű betápláláskor a beépíthető kapacitás 48 százalék volt, míg abban az esetben, ha a napelemek inverterei a $\cos\varphi(P)$ karakterisztika szerint részt vettek a feszültség szabályozásban, akkor a beépíthető napelemes kapacitás 81 százaléknak adódott. Az

ábráról látható, hogy egyrészt a feszültségemelkedés csak magasabb penetrációs szinteken lépte át a 3 százalékos értéket, másrészt az egy napelemes csatlakozási pontra jutó átlagos feszültség korlát túllépésének időtartama is kedvezőbben alakult a szabályzás nélküli esethez képest.



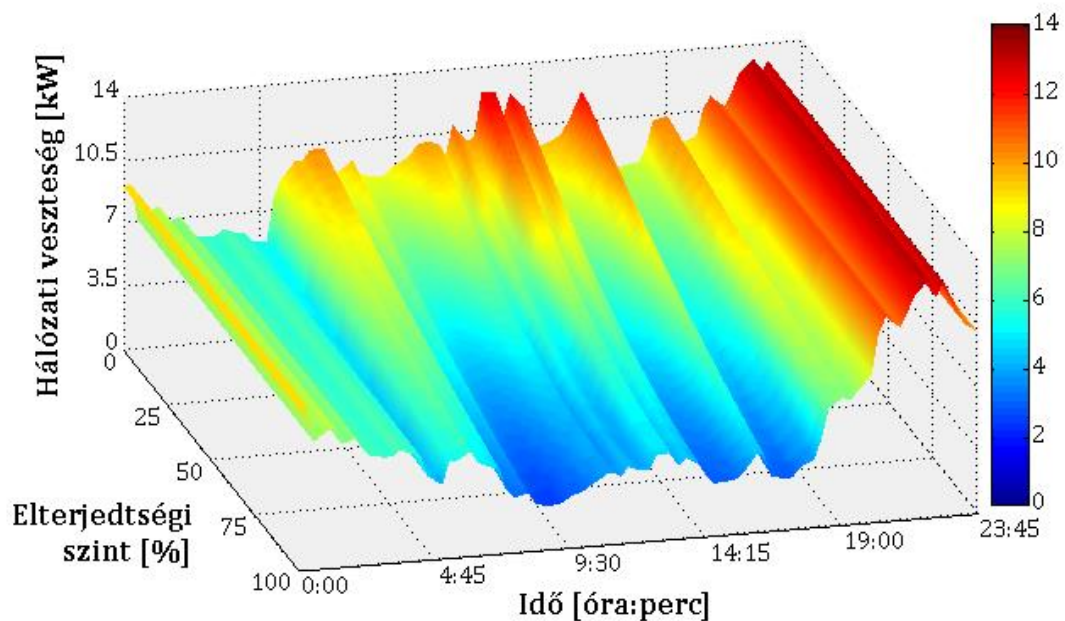
23. ábra: a $\cos\varphi(P)$ szabályzás hatása a beépíthető kapacitásra és a feszültség korlát túllépésének időtartamára

A napelemek hálózatra kifejtett hatásainál látható volt, hogy a szabályzás nélküli, tisztán hatásos teljesítményű betáplálás pozitívan befolyásolta a transzformátor terheltségét. Az elterjedtségi szint növelésével egyre kevesebb teljesítmény áramlott keresztül a transzformátoron a nappali órákban. Ez a jelenség szintén megfigyelhető a $\cos\varphi(P)$ szabályzási módszer alkalmazásával is. A 24. ábrán megfigyelhető, hogy a magas penetrációs szintek mellett a transzformátor terheltsége közel a felére csökkent a kezdeti, napelem nélküli esethez képest. Azonban amennyiben a napelemeket bevonjuk a feszültségszabályozásba, akkor az ahhoz szükséges meddő teljesítmény számottevően megnöveli a KöF/KiF transzformátor terheltségét a szabályzás nélküli betápláláshoz képest. Ez a növekedés különösen szembetűnő a déli órákban, amikor a napelemek által betáplált hatásos teljesítmény meghaladja a névleges teljesítményének 90 százalékát. Ilyenkor ugyanis az inverterek a maximális, 0,9 értékű teljesítménytényezővel üzemelnek. Ebben az időszakban a transzformátor terheltsége 53 százalék körül alakult, vagyis közel a duplájára növekedett meg a szabályzás nélküli esethez képest. Összességében azonban a felhasznált jelentős meddő teljesítmény ellenére is pozitívan hatott a napelemes energiatermelés a KöF/KiF transzformátor terheltségére, igaz a szabályzás nélküli esethez képest ez az előny mérsékeltebbnek adódott.



24. ábra: a $\cos\varphi(P)$ szabályzás hatása a KÖF/KiF transzformátor terheltségére az elterjedtségi szint függvényében

A hálózati veszteségek alakulásánál is megfigyelhető a transzformátor terheltségnél tapasztalt jelenség. Azokban az órákban, amikor a napelemek betáplálása közel maximális, akkor a feszültségemelkedés enyhítéséhez szükséges meddő teljesítmény szállítása fokozza a hálózati veszteségek mértékét. A déli órákban, magas penetrációs szint mellett a hálózaton keletkező összes veszteség közel 5 kW-nak adódott, szemben a 2 kW-os szabályzás nélküli esethez képest. Ez a veszteségnövekedés elsősorban akkor lépett fel, amikor az inverterek $\cos\varphi = 0,9$ mellett üzemeltek, azonban az olyan alacsonyabb elterjedtségi szintek esetén is tapasztalható volt ez az emelkedés, amikor a feszültségemelkedés problémája nem lépett fel. Ilyenkor tehát a szabályzáshoz szükséges meddő teljesítmény felhasználás nem volt optimális.



25. ábra: a $\cos\varphi(P)$ szabályzás hatása a hálózati veszteségek alakulására az elterjedtségi szint függvényében

4.2.3 A Q(U) szabályzás hatásai

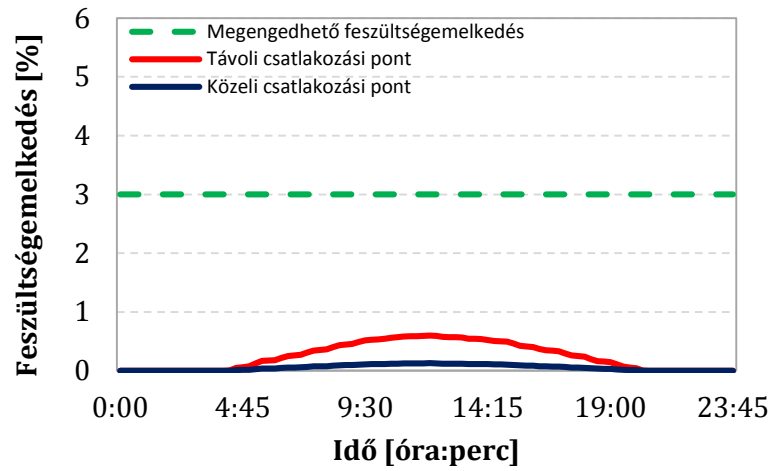
A Q(U) szabályzási stratégia lényege, hogy az inverter a feszültségszabályzáshoz felhasznált meddő teljesítményt a csatlakozási pontján mért feszültség nagysága alapján állítja be. A szabályzásban tehát van visszacsatolás a szabályozni kívánt jellemzőről, vagyis ez a módszer képes reagálni az aktuális hálózati szituációra. Mivel minden inverter a saját csatlakozási pontján mért feszültség szerint vesz részt a szabályzásban, ezért a $\cos\varphi(P)$ módszerrel ellentétben ezt figyelembe kell venni a szabályzási karakterisztika tervezésénél. A Q(U) módszer paramétereinek beállításához tehát elengedhetetlen egyrészt a hálózatról megfelelő mennyiségű adattal rendelkezni, másrészt előzetesen megvizsgálni az egyes csatlakozási pontokon a feszültség alakulását. Ennek érdekében először kiválasztottam két napelemet és megvizsgáltam különböző elterjedtségi szintek esetén a csatlakozási pontjukon létrejövő feszültségemelkedést. A két vizsgált napelem azonos leágazáson van, azonban az egyik a transzformátortól 64 méterre, míg a másik közel 1100 méterre található. A korábbi vizsgálatok alapján a csatlakozási pontokon bekövetkező feszültségemelkedéseket olyan penetrációs szinteken elemeztem, amiken a napelemek hatásai a hálózati feszültség nagyságára jelentősen eltértek:

- 10 % : ilyenkor a 3 százalékos korlátot meg sem közelítette a feszültségemelkedés mértéke,
- 40 % : ebben az esetben a 3 százalékos korlátot megközelítette a feszültségemelkedés mértéke,
- 80 % : ezen elterjedtségi szinten a 3 százalékos korlátot jelentősen túllépte a feszültségemelkedés mértéke, továbbá a $\cos\varphi(P)$ szabályzás alkalmazásával is ennél az értéknél következett be határérték túllépés.

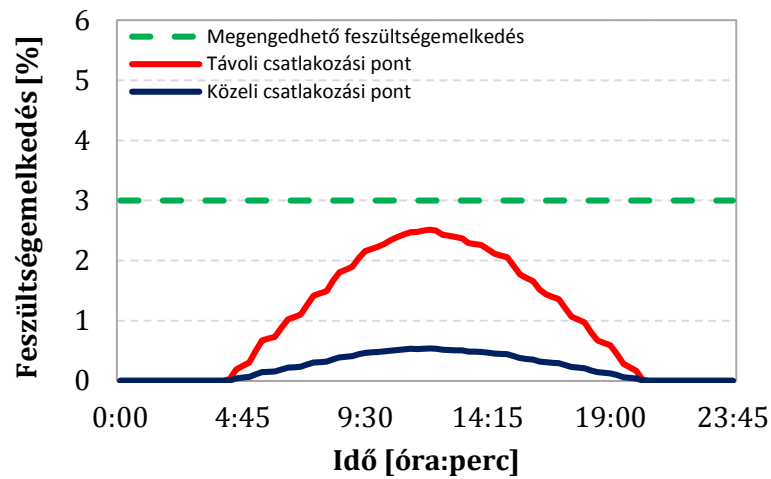
A transzformátorhoz villamosan közel lévő és a távolabbi napelem csatlakozási pontjain fellépő feszültségemelkedéseket a 26.-28. ábrákon foglaltam össze. A grafikonok elemzését követően az alábbi megállapításokra jutottam, amik alapvetően meghatározták a Q(U) szabályzás megtervezését és paramétereinek beállítását:

- A 10 százalékos penetrációs szinten sem a transzformátorhoz villamosan közeli, sem a távolabb lévő csatlakozási ponton nem érte el a feszültségemelkedés az 1 százalékot. Ezért az alacsony elterjedtségi szinteken a napelemeknek nem szükséges meddő teljesítményt betáplálniuk a hálózatba.
- 40 százalékos penetrációs szinten a távolabb lévő csatlakozási ponton a feszültségemelkedés megközelíti a 3 százalékos határt, ezért a közepesnek tekinthető elterjedtségi szinteken már érdemes bevonni a napelemeket a feszültségszabályzásba, különösen a transzformátortól villamosan távol lévőket.
- A 80 százalékos elterjedtségi szint esetén a távoli csatlakozási ponton a feszültségemelkedés jóval meghaladta a szabványban előírt legnagyobb megengedhető értéket, ezért a magas penetrációs

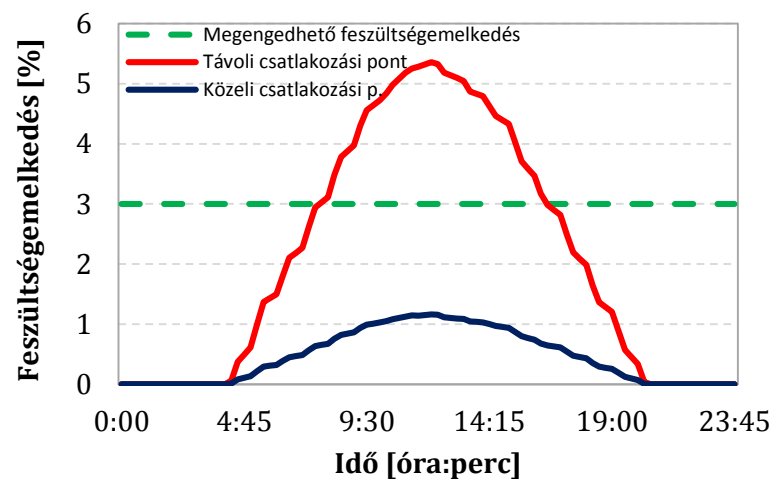
szinteken az invertereknek érdemes a lehető legnagyobb meddő teljesítményt betáplálni a hálózatba.



26. ábra : a vizsgált csatlakozási pontok feszültségemelkedése 10%-os elterjedtségi szinten



27. ábra : a vizsgált csatlakozási pontok feszültségemelkedése 40%-os elterjedtségi szinten



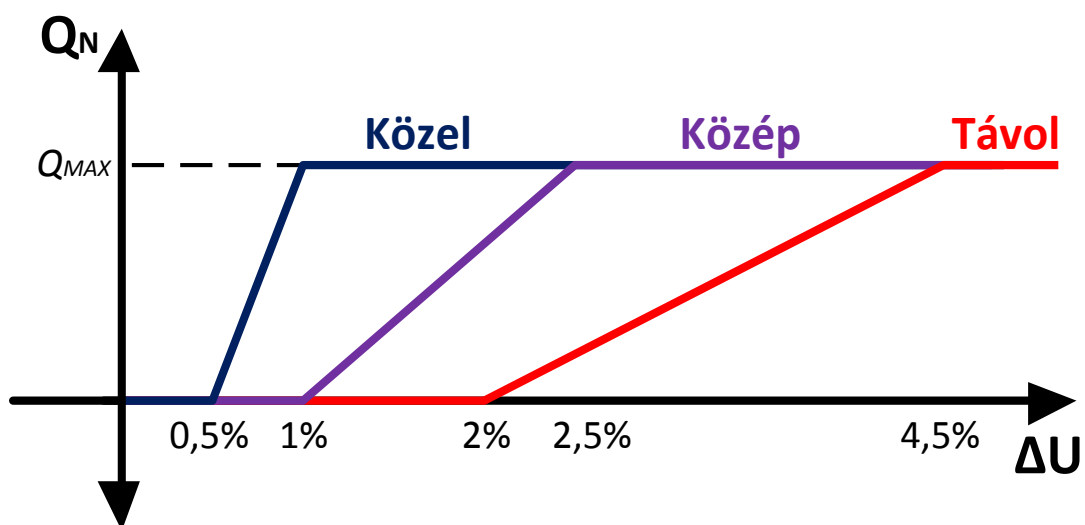
28. ábra : a vizsgált csatlakozási pontok feszültségemelkedése 80%-os elterjedtségi szinten

A Q(U) szabályzás megtervezése során nem a csatlakozási pontok feszültségének nagyságát vettem közvetlenül figyelembe, hanem a napelemes betáplálás nélküli esethez képest létrejövő feszültségemelkedés mértékét. Azért találtam célszerűbbnek a feszültségemelkedés vizsgálatát, mert egyrészt a hálózatra történő csatlakozási szabvány is erre vonatkozóan tartalmaz előírást, másrészt minden csatlakozási pont feszültsége jelentősen eltér a többiétől és a napelemes termelés is különböző mértékben befolyásolja azokat. A szimulációk eredményeiből utólag lehet következtetni a feszültség nagyságára is, azonban fontosabbnak tartottam annak a vizsgálatát, hogy milyen összefüggés van a napelemek betáplálása okozta feszültségemelkedés és annak csökkentéséhez szükséges meddő teljesítmény között. Ennek érdekében első lépésként a tervezés során figyelembe kellett vennem, hogy a transzformátorhoz villamosan közel található napelemek csatlakozási pontján a feszültségemelkedés a megengedhető érték alatt volt minden elterjedtségi szint esetén. Tehát ezen invertereknél a meddő teljesítmény betáplálása alapvetően nem lenne indokolt. Ugyanakkor tekintettel kell lenni a távolabbi napelemekre is, amelyek csatlakozási pontján a feszültség nagymértékben megnőtt a hatásos teljesítmény betáplálása következtében. Vizsgálataim során arra a következtetésre jutottam, hogy abban az esetben, ha a transzformátorhoz közelebbi napelemek nem vesznek részt a feszültségszabályzásban, azaz nem táplálnak be meddő teljesítményt, akkor a beépíthető napelemes kapacitás jóval kisebbnek adódik, mint a $\cos\varphi(P)$ szabályzás esetén. Ezért arra a konklúzióra jutottam, hogy a transzformátorhoz közelebb található, vagyis a feszültségemelkedéssel kapcsolatos problémáktól mentes napelemeknek is valamilyen mértékben szükséges meddő teljesítményt betáplálniuk, ezáltal „besegíteni” a villamosan távolabb lévő napelemeknek a feszültségszabályzásba. Ezek alapján a Q(U) szabályzást kiegészítettem egy helyfüggő paraméterrel. A szabadvezetékes körzetben lévő napelemeket három csoportba osztottam aszerint, hogy a KÖF/KiF transzformátortól villamosan milyen távolságban található a csatlakozási pontjuk:

1. Közelebbi napelemek: a csatlakozási pontjuk és a transzformátor közti távolság legfeljebb 100 méter.
2. Közepes távolságban lévő napelemek: a transzformátortól 100 méternél távolabb, de 350 méternél közelebb vannak.
3. Távoli napelemek: a transzformátortól 350 méternél nagyobb távolságban találhatóak.

Az egyes csoportok Q(U) szabályzási karakterisztikáját a 26-28. ábrákon tapasztaltak szerint határoztam meg. Említettem, hogy a közel található invertereknek is részt kell vállalniuk a feszültségszabályzásban annak érdekében, hogy a távolabbi invertereket „tehermentesítsék”, valamint azért, hogy a beépíthető napelemes kapacitás minél nagyobb legyen. Ennek érdekében a közel található napelemeknek szükséges meddő teljesítményt a hálózatba betáplálni azokon a penetrációs szinteken, ahol a hálózaton már létrejött feszültségemelkedés. Ez a közepes elterjedtségi szinteken következett be, ahol a közelebbi napelemek esetén a feszültségemelkedés 0,5 százalék körül adódott. Ezen érték alatt a napelemeknek felesleges meddő teljesítményt betáplálni, tehát esetükben a szabályzási holtáv 0,5 százalék. A maximális meddő teljesítményt

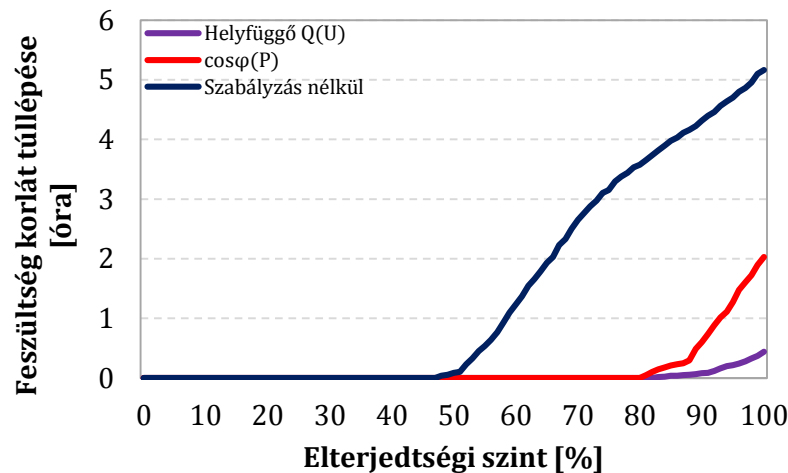
a magas, 80 százalék körüli penetrációs szinten fellépő 1 százalékos feszültségemelkedés alapján határoztam meg. A KöF/KiF transzformátortól villamosan távol lévő inverterek esetén is a 26-28. ábrákon bemutatottak szerint alakítottam ki a szabályzást. A távoli napelemek csatlakozási pontján már közepes elterjedtségi szintek esetén is nagymértékben megemelkedik a feszültség, ezért szükséges meddő teljesítményt betáplálni a hálózatba. A szabályzási holtávot 2 százaléknak választottam meg, ezen érték fölött a távoli napelemeknek már szükséges részt venni a szabályzásban azért, hogy enyhítsék a csatlakozási pontjukon fellépő feszültségemelkedést. A korábbi, szabályzás nélküli vizsgálataimban megfigyeltem, hogy egyre magasabb penetrációs szinteken, azaz minél nagyobb volt a napelemek betáplálása, a feszültségemelkedés is egyre jelentősebbnek adódott. A távol lévő napelemek esetén magas elterjedtségi szinteken ez elérhette a 4-5, de akár a 6 százalékos értéket is. Az inverter maximális meddő teljesítményét a 4,5 százalékos feszültségemelkedéshez állítottam be a szabályzás során, vagyis amikor egy távoli ponton lévő napelem csatlakozási pontján a feszültség 4,5 százalékot emelkedik a napelem nélküli esethez képest, akkor az inverter által betáplált meddő teljesítmény maximális értékű. A harmadik csoportban lévő, a transzformátortól villamosan közepes távolságban található napelemek szabályzási karakterisztikáját is ugyanezen elgondolás mentén határoztam meg. Vizsgálataim során arra a következtetésre jutottam, hogy a transzformátortól távolodva egyre nagyobb holtávot és egyre kisebb meredekségű emelkedő szakaszt célszerű alkalmazni a szabályzási karakterisztika kialakításánál. Ezért a közepes távolságú napelemeknél a két szélső eset között határoztam meg a szabályzás paramétereit: 1 százalékos holtávot és a maximális meddő teljesítményt 2,5 százalékos feszültségemelkedéshez állítottam be. A szimulációk során a feszültségemelkedés csökkentésével kapcsolatos $Q(U)$ szabályzás induktív tartományát képeztem le. A megvalósított helyfüggő karakterisztikákat a 29. ábrán illusztráltam.



29. ábra: a helyfüggő $Q(U)$ szabályzási karakterisztikák

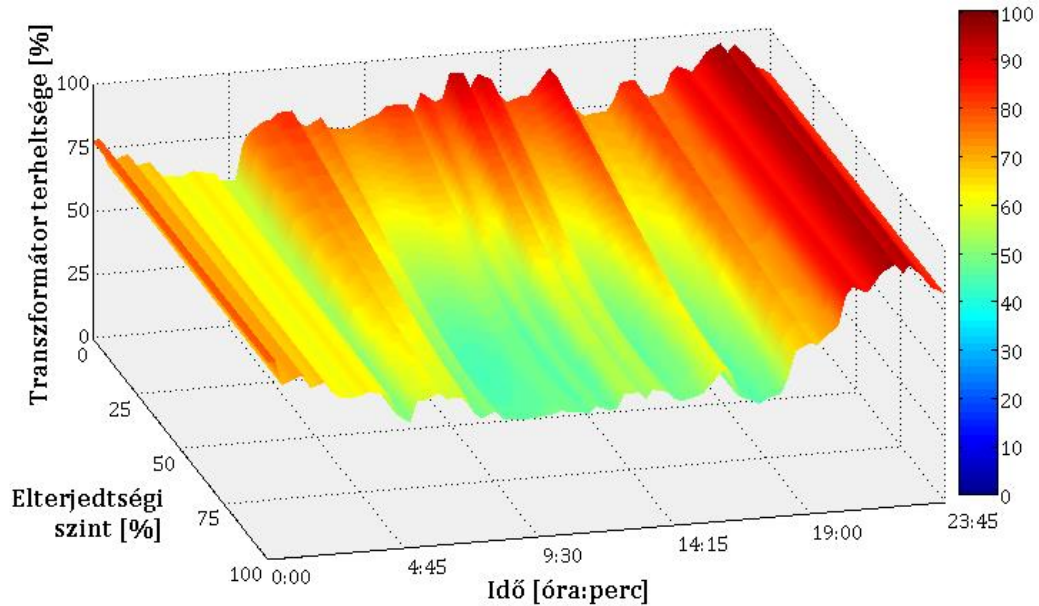
A DigSILENT-ben a Q(U) szabályzás megvalósítása során először minden napelem csatlakozási pontjára lekérdeztem a transzformátortól való villamos távolságát, majd a kapott érték alapján besoroltam az adott napelemet az egyik szabályzási csoportba. Ezután egy teljesítményáramlás futtatást hajtottam végre, melynek során a napelemes betáplálás csatlakozási pontok feszültségére gyakorolt hatását vizsgáltam. A szimulációkhoz létrehozott szkript kiszámítja minden csatlakozási pontra a napelem nélküli esethez képest a feszültségemelkedés nagyságát, majd a kapott érték alapján meghatározásra kerül az inverter meddő teljesítmény kimenete a (4)-es egyenletek szerint. Ezt követően egy újabb load-flow futtatást hajtok végre a korábbival azonos hatásos teljesítmény mellett, de a minden egyes inverterre kiszámolt meddő teljesítmény figyelembevételével.

A Q(U) stratégia implementálása után először azt vizsgáltam, hogy a szabályzás milyen hatással van a beépíthető kapacitás értékére. Míg a szabályzás nélküli, tisztán hatásos betáplálású scenárió esetén ez 48 százaléknak adódott, addig a helyfüggő Q(U) módszer alkalmazásával a beépíthető kapacitás 83 százalék volt. Ez egyrészt kedvezőbb, mint a $\cos\varphi(P)$ szabályzás esetén kapott 81 százalékos érték, továbbá a 30. ábrán látható, hogy egy csatlakozási pontra jutó átlagos feszültség korlát túllépés is jóval kisebb időtartamú az azonos penetrációs szintek mellett. Ezt azzal értem el, hogy a Q(U) stratégia paramétereit az előzetes tervezés során úgy állítottam be, hogy a magas elterjedtségi szintek esetén az inverterek maximális meddő teljesítményt tápláljanak be a hálózatba.



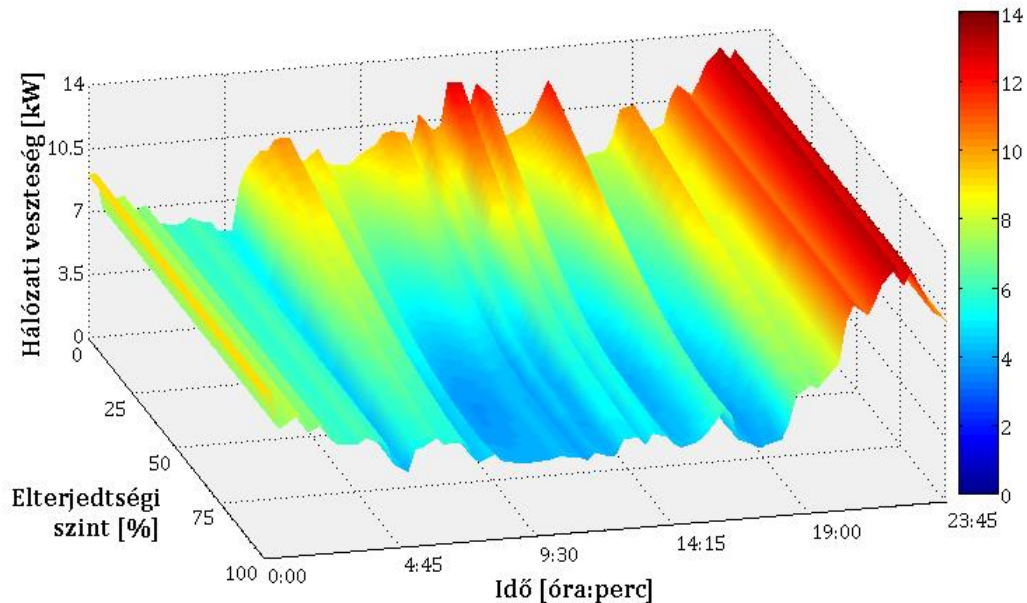
30. ábra: a helyfüggő Q(U) szabályzás hatása a feszültség korlát túllépésének időtartamára

A helyfüggő Q(U) szabályzás során a magas elterjedtségi szintekre beállított maximális meddő teljesítménynek azonban negatív következménye is volt, ugyanis a csatlakozási pontok feszültségemelkedésének mérséklése együtt járt a transzformátor terheltségének növekedésével. Az alacsony és a közepes penetrációs szinteken sikerült csökkenteni a terheltséget a $\cos\varphi(P)$ szabályzáshoz képest, viszont a magas elterjedtségi szinteken a megnövekedett meddő teljesítménynek köszönhetően a transzformátor terheltsége is magasabbnak adódott, mint a $\cos\varphi(P)$ módszer esetén. A helyfüggő Q(U) szabályzás hatását a transzformátor terheltségére a 31. ábrán szemléltettem.



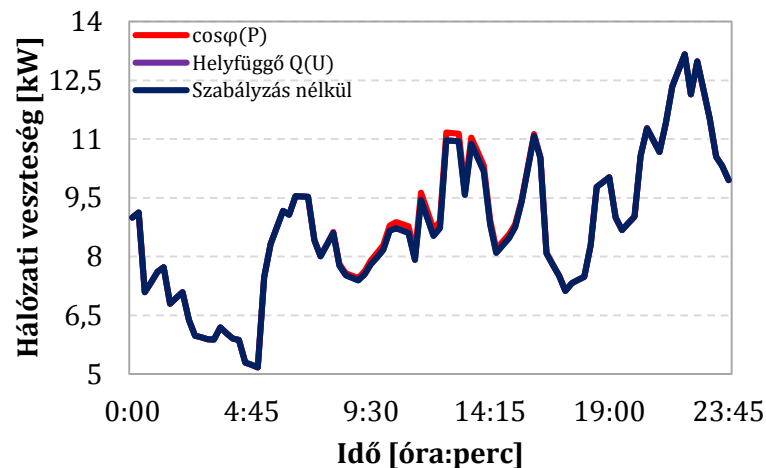
31. ábra: a helyfüggő Q(U) szabályzás hatása a KöF/KiF transzformátor terheltségére az elterjedtségi szint függvényében

A helyfüggő Q(U) szabályzásnak a hálózati veszteségek alakulására gyakorolt hatása a 32. ábrán látható. A tervezés során törekedtem arra, hogy az aktuális hálózati situációhoz igazodva a feszültségszabályzáshoz ne használjanak fel feleslegesen meddő teljesítményt az inverterek. Ennek következtében az alacsony és a különösen a közepes penetrációs szinteken a hálózati veszteségek kisebbnek adódtak, mint a $\cos\varphi(P)$ módszer esetén. Azonban a magas elterjedtségi szinteken a feszültségemelkedés már akkora volt a legtöbb csatlakozási ponton, hogy az inverterek maximális meddő teljesítménnyel üzemeltek a feszültségemelkedés csökkentése érdekében.



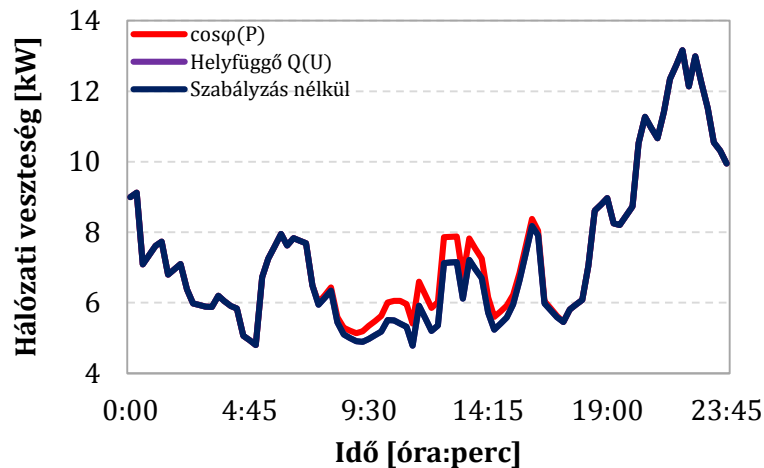
32. ábra: a helyfüggő Q(U) szabályzás hatása a hálózati veszteségek alakulására az elterjedtségi szint függvényében

Annak érdekében, hogy a dolgozat keretei között elemzett esetekről egy szemléletesebb képet is kaphassunk, a vizsgált szabályzás nélküli, $\cos\varphi(P)$ és a helyfüggő $Q(U)$ scenáriókat összehasonlítottam a hálózaton keletkező veszteségek szempontjából három különböző penetrációs szinten. A 33. ábrán látható, hogy az alacsony, 10 százalékos elterjedtségi szinten a $\cos\varphi(P)$ szabályzás hatására kis mértékben megnövekednek a veszteségek a napelemes termelés szempontjából legaktívabb időszakban. Azonban ilyen penetrációs szint mellett a feszültségemelkedés egy csatlakozási ponton sem közelítette meg a szabványban rögzített értéket, ezért a $\cos\varphi(P)$ módszer alkalmazása esetén a felesleges meddő teljesítmény felhasználásnak köszönhetően többlet veszteségek keletkeznek.



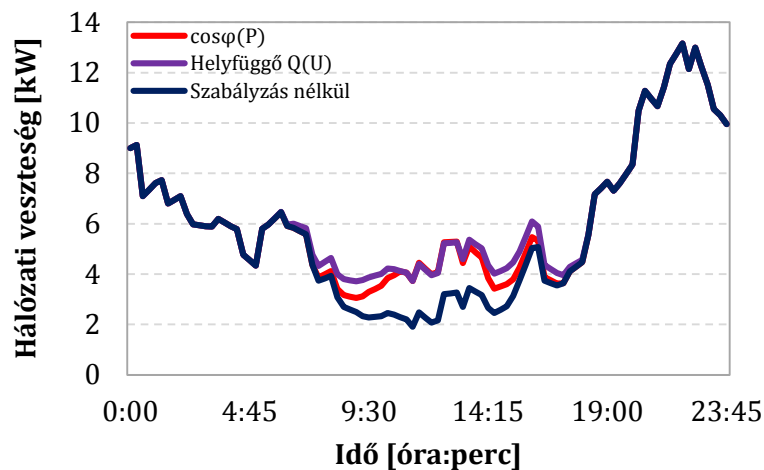
33. ábra: a különböző scenáriók esetén keletkező veszteségek 10 százalékos elterjedtségi szinten

A 34. ábrán látható a közepes, 40 százalékos elterjedtségi szinten keletkező veszteségek alakulása. Ebben az esetben még jobban megfigyelhető, hogy a $\cos\varphi(P)$ szabályzás hatására a hálózati veszteségek kedvezőtlenül alakulnak mind a $Q(U)$, mind a szabályzás nélküli scenárióhoz képest. A 32. és a 33. ábrán is megfigyelhető, hogy az alacsony és a közepes penetrációs szinteken gyakorlatilag nincs érdemi eltérés a szabályzás nélküli és a $Q(U)$ szabályzás esetei között. Ez azért alakult így, mert a $Q(U)$ szabályzási karakterisztika tervezése során az inverterek meddő teljesítményét olyan feszültségemelkedéshez állítottam be, aminél már a határérték túllépés lehetősége fenn állt. Ez jellemzően az 50 százalékos penetrációs szintnél kezdődött, addig lényegében a helyfüggő $Q(U)$ szabályzás nem használt fel számottevő meddő teljesítményt, hiszen a feszültségviszonyok nem indokolták azt, szemben a $\cos\varphi(P)$ stratégiával, amely jelentős meddő teljesítményt igényelt ugyanazon elterjedtségi szintek mellett.



34. ábra: a különböző scenáriók esetén keletkező veszteségek 40 százalékos elterjedtségi szinten

A 35. ábrán látható a magas, 80 százalékos penetrációs szint esetén keletkező hálózati veszteségek alakulása. Mivel ilyen elterjedtségi szintek mellett a csatlakozási pontok jelentős részében a feszültségemelkedés jóval meghaladta a 3 százalékos értéket, ezért az inverterek a helyfüggő Q(U) szabályzásban a maximális meddő teljesítményüket használták fel, ami a hálózati veszteségek megnövekedéséhez vezetett. Mivel a napelemek által leadott hatásos teljesítmény csak dél körül haladta meg a névleges értékük 90 százalékát, ezért a $\cos\varphi(P)$ módszer esetén csak ilyenkor volt maximális az inverterek meddő teljesítménye, holott az előtte és utána is indokolt lett volna.



35. ábra: a különböző scenáriók esetén keletkező veszteségek 80 százalékos elterjedtségi szinten

4.3 Javaslatok a DSO-knak

Az egyes DSO-k szerepe kulcsfontosságú a dolgozat témáját is adó lokális feszültség szabályzás kialakításában, ugyanis az ő feladatuk és felelősségük a szabályzási stratégiák megtervezése a felügyeletük alá tartozó hálózati részre vonatkozóan. A szimulációs eredményeimre támaszkodva az elosztóhálózatot üzemeltetők számára olyan javaslatokat fogalmazok meg, melyek alkalmazásával a napelemek hatékonyabban vehetnek részt a feszültség szabályzásban:

- Mivel a kiefeszültségű elosztóhálózatok felépítése rendkívül változatos, valamint a csatlakozó fogyasztók és a napelemes termelő egységek is sztochasztikus jellegűek, ezért *a szabályzás megtervezésének nélkülözhetetlen elemei az előzetes teljesítményáramlás számítások.*
- A viszonylag nagy zárlati teljesítményű és *nagy keresztmetszetű kábeles vezetékeket tartalmazó lazán hurkolt ellátási körzetben* a napelemek pozitív hatással voltak a transzformátor terheltségére és a hálózati veszteségekre. Mivel a csatlakozási pontokon a feszültség még a 100 százalékos penetrációs szinteken sem közelítette meg a megengedhető 3 százalékos értéket, ezért az ilyen típusú hálózati részekben *a napelemeket jelenleg nem célszerű bevonni a feszültség szabályozásba.*
- A kisebb zárlati teljesítményű, *kis keresztmetszetű és hosszú vezetékeket tartalmazó szabadvezetékes hálózati részekben* a napelemek jelentősen lecsökkentették a transzformátor terheltségét és a hálózati veszteségeket. Azonban már a közepes elterjedtségi szintek (48 % - 3,25 kVA) esetén is a csatlakozási pontokon a feszültség a megengedhető 3 százaléktól nagyobb mértékben emelkedett meg. Ezért az ilyen típusú hálózati részekben *a napelemeknek részt kell vállalniuk az általuk okozott feszültségemelkedés csökkentésében.*
- *A $\cos\varphi(P)$ szabályzási módszer alkalmazásával* a beépíthető napelemes kapacitás jelentősen megnövelhető (81 % - 5,49 kVA), azaz *nagyobb névleges teljesítményű napelem is csatlakozhat a hálózatra* anélkül, hogy a csatlakozási pontján a feszültségemelkedés meghaladná a 3 százalékot. A $\cos\varphi(P)$ módszer további előnye, hogy a hálózatról viszonylag kevesebb adat ismerete szükséges a szabályzás megtervezéséhez. *Azonban* a $\cos\varphi(P)$ stratégia nem veszi figyelembe az aktuális hálózati viszonyokat, ennek következtében a szabályzáshoz felhasznált meddő teljesítmény sem lesz optimális, azaz *többlet hálózati veszteségek keletkeznek.*
- A Q(U) szabályzást elsősorban abban az esetben érdemes alkalmazni, ha a hálózatról kellő információ biztosított, ugyanis ahhoz, hogy ezt a módszert hatékonyan alkalmazzuk, szükséges ismerni a csatlakozási pontok napelem nélküli és a napelemes betáplálás hatására létrejövő feszültség viszonyait. Mivel *a Q(U) stratégiában* minden inverter a saját csatlakozási pontján szabályozza a feszültséget, ezért *a módszer egyik nagy előnye, hogy a szabályzást „testreszabhatjuk” az aktuális hálózati szituációra,* ezáltal optimalizálható a szabályzáshoz felhasznált meddő teljesítmény, *ami a hálózati veszteségek csökkenését eredményezi.* A Q(U) szabályzásnál figyelembe kell venni, hogy a feszültségemelkedés szempontjából a kritikus csomópontok a transzformátortól villamosan távol található napelemek csatlakozási pontjai. *A szabályzás tervezése során célszerű alkalmazni a* dolgozatomban is bemutatott *helyfüggő karakterisztikákat,* mivel a beépíthető napelemes kapacitás csak így növelhető meg kellőképpen. Általánosan is elmondható, hogy *a helyfüggő szabályzás kialakításánál a transzformátortól távolodva egyre nagyobb holtávra és egyre kisebb meredekségű emelkedő szakaszra van szükség.* Ezt a szemléletet alkalmazva *a helyfüggő Q(U) szabályzás hatására* a szabályzás nélküli esethez képest *nagymértékben megnövekedett a hálózatba beépíthető napelemes kapacitás értéke* (83 % - 5,63 kVA).

5 Összegzés, jövőbeli tervek

A dolgozat keretei között azt vizsgáltam, hogy a kiefeszültségű elosztóhálózatra csatlakozó napelemeknek hogyan lenne célszerű a feszültségszabályozásban részt venniük. A személyes érdeklődésem felül a témakört azért is találtam fontosnak, mert a hazai villamosenergia-rendszerben is fokozatosan előtérbe kerül a napelemes energiatermelés. Amennyiben ez az intenzív kapacitásnövekedés a következő éveket is meghatározza, akkor Magyarországon is előfordulhatnak lokálisan olyan hálózati részek, ahol az elterjedtségi szint igen magas lesz. Azonban ilyenkor nem hagyható figyelmen kívül a napelemeknek a hálózatra kifejtett negatív hatásai. Azon országok, melyek vezető szerepet töltenek be a napelemes rendszerek hálózatba telepítésével, már szembenéztek ezekkel a kedvezőtlen hatásokkal. Éppen ezért, elsősorban a nemzetközi szakirodalmak alapján végeztem kutatást, melynek során azt vizsgáltam, hogy ezekben az országokban hogyan csökkentik a fellépő negatív hálózati hatásokat. Az itt megismert módszereket tovább elemeztem annak érdekében, hogy a hazai kiefeszültségű elosztóhálózati viszonyok mellett azok hogyan alkalmazhatóak. Ehhez valós adatokon alapuló, létező hálózati részeket képeztem le a DigSILENT hálózatvezető szoftverben. Ezután létrehoztam egy olyan szkriptet, amivel a vizsgálataimat programozottan, automatizálva tudtam végrehajtani. A szimulációk eredményei alapján javaslatokat tettem az elosztóhálózatot üzemeltető DSO-knak annak érdekében, hogy a napelemek minél hatékonyabban vegyenek részt az általuk okozott feszültségemelkedés enyhítésében.

A megkezdett kutatásomat a jövőben is folytatni szeretném, ugyanis számos továbblépési lehetőséget látok a témakörön belül. Ahhoz, hogy teljes képet kapjak a napelemek feszültségszabályzásban való részvételéről, szükséges olyan szimulációkat is végrehajtani, amik a tranziens időtartományra is kiterjednek. A dolgozatban bemutatott helyfüggő $Q(U)$ szabályzás optimalizálásában is várnak még rám további feladatok. Egy nagyon érdekes továbbfejlesztési irányt látok a kétirányú kommunikációra is képes inverterek vizsgálatában, ugyanis ez teljes mértékben beleillik a következő évtizedekben létrejövő smart grid hálózatok koncepciójába.

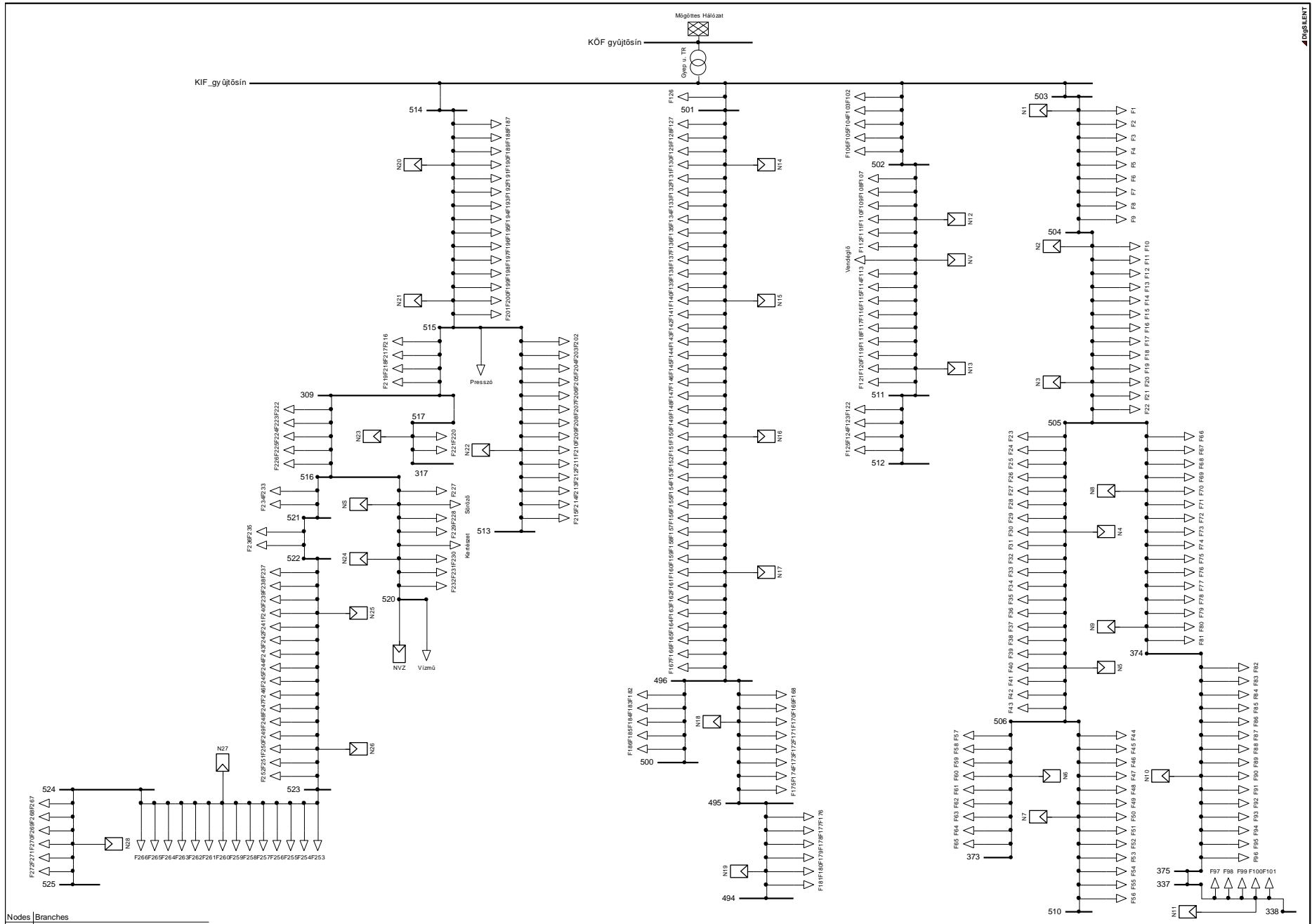
6 Irodalomjegyzék

- [1] International Energy Agency: Trends 2014 in Photovoltaic Applications, Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2013, October 2014.
- [2] Davy W. THIELENS, Peter T.M. VAESSEN: *The Transition of the Grid: It's All in the Mix*, Electrical Power Quality and Utilisation Magazine Vol. I, No. 1, 2005.
- [3] Ferry August Viawan: *Steady State Operation and Control of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation*, Göteborg, Sweden 2006.
- [4] A.A. Bayod Rújula, J. Mur Amada, J.L. Bernal-Agustín, J.M. Yusta Loyo, J.A, Domínguez Navarro: *Definitions for Distributed Generation: a revision*, University of Zaragoza, Spain, March, 2005.
- [5] Rob van Gerwen: *Power Quality and Utilisation Guide Section 8.1 - Distributed Generation and Renewables, Introduction*, KEMA Nederland B.V, November 2006.
- [6] Thomas Ackermann, Göran Andersson, Lennart Söder: *Distributed generation: a definition*, June 2000.
- [7] M.J.N. van Werven, M.J.J. Scheepers: *The Changing Role of Energy Suppliers and Distribution System Operators in the Deployment of Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*, June 2005.
- [8] Vokony István: *HYPE jelentés – Megújuló energiaforrások versenyképességének elemzése*, Elektrotechnika, 106. évfolyam, 2013/12.
- [9] Nemzeti Fejlesztési Minisztérium: *Magyarország Megújuló Energia Hasznosítási Cselekvési Terve 2010-2020*, május 2011.
- [10] Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal: *Nem engedélyköteles kiserőművek, ezen belül háztartási méretű kiserőművek év végi darabszáma és beépített kapacitása 2008-2013.*, Budapest, 2014.
- [11] Dr. Mizsei János: *NAPELEMEK – Segédlet a Napelemek laboratórium tárgyhoz*, Budapest, 2003.
- [12] A. Goetzberger V.U. Hoffmann: *Photovoltaic Solar Energy Generation*, Berlin 2005.
- [13] Lisa Frantzis, Maya Chaudhari, Julie Blunden: *Relative Merits of Distributed vs. Central Photovoltaic (PV) Generation*, April 2004.
- [14] Farid Katiraei, Julio Romero Agüero: *Solar PV Integration Challenges*, IEEE power & energy magazine, April, 2011.
- [15] Papp Szabolcs: *Napelemek kisfeszültségű elosztóhálózatra gyakorolt hatásainak vizsgálata az elhelyezésük függvényében*, MSc Önálló Laboratórium 2 dolgozat, 2012.
- [16] Hartmann Bálint: *Kiserőmű hálózati visszahatásának vizsgálata*, Tudományos Diákköri Konferencia dolgozat, 2007. november 16.
- [17] Samuel Wolfe and Adje Mensah: *Overcoming Challenges to High Penetration of Solar PV: Using Optimized Energy Storage and Distribution Grid Controls*, November, 2012.
- [18] Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, Tomás Gómez San Román: *Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation*, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 21, NO. 2, MAY 2006.
- [19] Carmen L.T. Borges, Djalma M. Falcao: *Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement*, February, 2006.

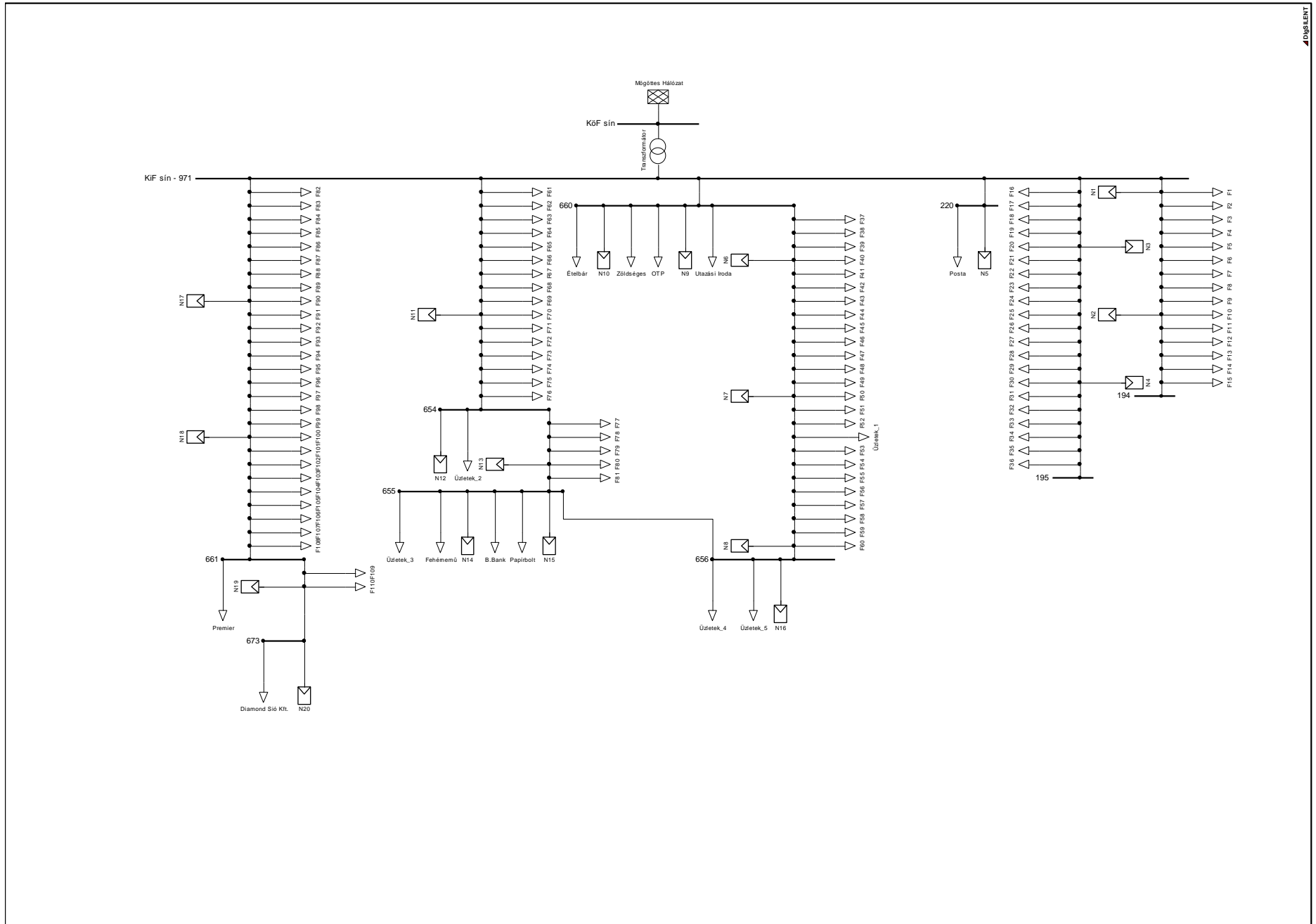
- [20] B. Bletterie, A. Goršek, B. Uljanić, B. Blažič, A. Woyte, T. Vu Van, F. Truyens, J. Jahn: *ENHANCEMENT OF THE NETWORK HOSTING CAPACITY – CLEARING SPACE FOR/WITH PV*, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain.
- [21] Thomas Stetz, Frank Marten, and Martin Braun: *Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany*, IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, VOL. 4, NO. 2, APRIL 2013.
- [22] Adrian Constantin, Radu Dan Lazar and Dr. Søren Bækthøj Kjær: *Voltage control in low voltage networks by Photovoltaic Inverters – PVNET.dk*, December 2012.
- [23] T. Vu Van, E. Lemmens, A. Goršek, B. Bletterie, T. Fawzy, J. Jahn, B. Blazic: *D1.2 – Projection for Network Operation with Additional Benefits from PV Being Exploited at the Demonstration Sites*, December, 2010.
- [24] Peng Zhang, Wenyuan Li, Sherwin Li, Yang Wang, Weidong Xiao: *Reliability assessment of photovoltaic power systems: Review of current status and future perspectives*, December, 2012.
- [25] J. W. Smith, W. Sunderman, R. Dugan, Brian Seal: *Smart Inverter Volt/Var Control Functions for High Penetration of PV on Distribution Systems*, 2011.
- [26] Bogdan Craciun, Tamas Kerekes, Dezso Sera, Remus Teodorescu: *Control of Grid Connected PV Systems with Grid Support Functions*, 2011.
- [27] Yashodhan P. Agalgaonkar, Bikash C. Pal, Rabih A. Jabr: *Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators*, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 29, NO. 1, JANUARY 2014.
- [28] Erhan Demirok, Pablo Casado González, Kenn H. B. Frederiksen, Dezso Sera, Pedro Rodriguez, and Remus Teodorescu: *Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids*, IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 1, no. 2, December 2011.
- [29] Erhan Demirok, Dezso Sera, Remus Teodorescu, Pedro Rodriguez, U. Borup: *Clustered PV Inverters in LV Networks: An Overview of Impacts and Comparison of Voltage Control Strategies*, 2009.
- [30] Roland Bründlinger: *Smart Inverter Technology for High PV Penetration*, International workshop on PV and the electricity grid, Sydney, November 26, 2013.
- [31] Norbert Grass, Georg Kerber, Markus Sebeck, Reinhold Keck: *Increasing Grid Transmission Capacity and Power Quality by new Solar Inverter Concept and Inbuilt Data Communication*.
- [32] Yahia Baghzouz: *Development of Smart PV Inverters for the Smart Grid*.
- [33] Colin Schauder: *Advanced Inverter Technology for High Penetration Levels of PV Generation in Distribution Systems*, March, 2014.
- [34] Johan H. R. Enslin: *Integration of Photovoltaic Solar Power – The Quest towards Dispatchability*, IEEE Instrumentation & Measurement Magazine, April 2014.
- [35] Michael Zuercher-Martinson: *Smart PV inverter Benefits for utilities*, December, 2011.
- [36] Bernhard Ernst, Bernd Engel: *Grid integration of distributed PV-generation*, 2012.
- [37] Y. Liu, J. Bebic, B. Kroposki, J. de Bedout, W. Ren: *Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration PV*, November 2008.
- [38] David Smyth: *Using Distributed PV for Volt/Var Control and Maximum Demand Reduction*, August 2011.

- [39] Ahmad Reza Malekpour, Anil Pahwa: *Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems with Photovoltaic Generation*.
- [40] T. Fawzy, D. Premm, B. Bletterie, A. Gors̃ek: *Active contribution of PV inverters to voltage control – from a smart grid vision to full-scale implementation*, Elektrotechnik & Informationstechnik, April, 2011.
- [41] Matthew J. Reno, Robert J. Broderick, Santiago Grijalva: *Smart Inverter Capabilities for Mitigating Over-Voltage on Distribution Systems with High Penetrations of PV*.
- [42] Tessa Beach, Alina Kozinda, Vivek Rao: *ADVANCED INVERTERS FOR DISTRIBUTED PV: Latent Opportunities for Localized Reactive Power Compensation*, Cal x Clean Coalition Energy C226.
- [43] Minas Patsalides, Venizelos Efthymiou, Andreas Stavrou, George E. Georghiou: *New Voltage Regulation Scheme for Photovoltaic Systems based on Thevenin’s Theorem*, ENERGYCON May 2014.
- [44] Bogdan-Ionut Craciun, Elena Anamaria Man, Vlad Alexandru Muresan, Dezso Sera, Tamas Kerekes, Remus Teodorescu: *Improved Voltage Regulation Strategies by PV Inverters in LV Rural Networks*, 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG) 2012.
- [45] VDE-AR-N 4105: *Power generation systems connected to the low-voltage distribution network - Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks*, August 2011.
- [46] Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal: *Elosztói szabályzat, Az elosztó hálózathoz való hozzáférés együttműködési szabályai, MELLÉKLETEK, 7. számú módosítás*, 2012. március 29.
- [47] A. Dán, B. Hartmann, P. Kiss: *Hálózati áramellátás és feszültségminőség*, Budapest, 2012.
- [48] Farkas Csaba: *Villamosenergia-rendszer számítógépes analízise, DlgSILENT Power Factory Hallgatói segédlet*, Budapest, 2012 október-november.
- [49] DlgSILENT GmbH: *PowerFactory User’s Manual*, DlgSILENT PowerFactory Version 14.0, July 2010.
- [50] Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal: *Statisztikai elemzéssel készített fogyasztói terhelési profilok*.

F1 Függelék



F1.ábra: a DigSILENT-ben létrehozott szabadvezetékes ellátási körzet



F2. ábra: a DigSILENT-ben létrehozott kábeles ellátási körzet