



SZENT ISTVÁN EGYETEM

Autonóm és hálózattal együttműködő fotovillamos energiatermelő rendszerek optimalizálása

Doktori (PhD) értekezés

Kapros Zoltán

Gödöllő
2017

A doktori iskola

megnevezése: Műszaki Tudományi Doktori Iskola

tudományága: Energetikai műszaki mérnöki

vezetője: Prof. Dr. Farkas István
egyetemi tanár, DSc
SZIE, Gépészmérnöki Kar

témavezető: Prof. Dr. Farkas István
egyetemi tanár, DSc
SZIE, Gépészmérnöki Kar,
Környezetipari Rendszerek Intézet

.....
az iskolavezető jóváhagyása

.....
a témavezető jóváhagyása

TARTALOMJEGYZÉK

JELÖLÉSEK JEGYZÉKE.....	5
1. BEVEZETÉS, CÉLKITŰZÉSEK.....	10
1.1. A választott témakör időszerűsége, jelentősége.....	10
1.2. Célkitűzések.....	11
2. SZAKIRODALMI ÁTTEKINTÉS.....	12
2.1. A fotovillamos energiatermelés helyzete és tendenciái.....	12
2.2. A fotovillamos potenciál.....	15
2.3. Az időjárásfüggő rendszerek integrálásának nehézségei.....	21
2.4. A háztartási méretű fotovillamos rendszerek integrációs kérdései.....	24
2.5. A fotovillamos energiatermelés előre jelezhetősége.....	26
2.5.1. Az előrejelzés tudományos alapjai.....	26
2.5.2. Az előrejelzési módszerek gyakorlati alkalmazásai.....	32
2.6. A fotovillamos energiatermelés közgazdasági értékelése.....	35
2.7. Szakirodalmi áttekintés összefoglaló értékelése.....	37
3. ANYAG ÉS MÓDSZER.....	39
3.1. A vizsgálatok helyszínei.....	39
3.1.1. Főtáv napelemes rendszerek telephelyei.....	39
3.1.2. Vácrátót botanikus kert látogatóközponti napelemes rendszer.....	40
3.2. A vizsgált rendszerek és jellemzőik.....	40
3.2.1. Főtáv napelemes rendszerek jellemzői.....	40
3.2.2. Vácrátót botanikus kert látogatóközponti napelemes rendszer jellemzői.....	41
3.3. A vizsgálatok módszerei.....	43
3.3.1. A várható időjárási körülmények szerinti teljesítmény.....	44
3.3.2. Kisteljesítményű napelemes rendszer perces teljesítményének előrejelzése.....	52
3.3.3. Kisteljesítményű napelemes rendszer menetrendtartásának előrejelzése.....	53
3.3.4. Kisteljesítményű virtuális napelemes mérlegkör együttes teljesítmények előre jelezhetősége.....	53
3.3.5. Mikro napelemes rendszerek hálózat integrálhatósági minősítésének kísérleti adatai.....	55
3.3.6. Társadalmi, környezeti, gazdasági érték szerinti numerikus döntéstámogatási rendszer.....	58
4. EREDMÉNYEK.....	60
4.1. Napelemes rendszerek dinamikus teljesítmény előrejelzési módszere.....	60
4.1.1. A dinamikus teljesítmény előrejelzési módszer meghatározása.....	61
4.1.2. A változékonysági tényező.....	63
4.1.3. Az előrejelzés jellemző hibái.....	66
4.1.4. Az öt perces dinamikus hibajel vezérelt előrejelzés megbízhatósága.....	69
4.2. Napelemes rendszerek időszakon belüli átlagteljesítményének előrejelezhetősége.....	71
4.2.1. Menetrendtartási előrejelzés dinamikus hibajelvezérelt módszere.....	71

4.2.2. A menetrendtartás öt perces előrejelzésének lehetőségei.....	72
4.2.3. Az öt perces dinamikus hibajelvezérelt menetrendtartási előrejelzés értékelése....	74
4.2.4. Az öt perces dinamikus menetrendtartási előrejelzés megbízhatósági vizsgálata..	76
4.3. Erőmű alapú csoportszintű teljesítmény előrejelzés	81
4.3.1. A virtuális mérlegköri hibajelvezérelt dinamikus előrejelzés.....	81
4.3.2. Napelemes rendszercsoport teljesítményének dinamikus hibajellel vezérelt becslése.....	83
4.3.3. Referencia bázis alapú öt perces teljesítmény előrejelzés lehetőségeinek értékelése.....	84
4.3.4. Erőmű alapú csoportszintű menetrendtartás előrejelzés lehetőségei.....	86
4.3.5. Erőmű alapú dinamikus hibajellel vezérelt valós idejű csoportszintű teljesítménybecslés.....	87
4.4. Fotovillamos rendszerek hálózatba integrálhatóságának minősítése.....	89
4.4.1. Értékelési szempontrendszer meghatározása.....	90
4.4.2. Az értékelési szempontrendszer kísérleti vizsgálata.....	92
4.5. Numerikus döntéstámogató rendszer megújuló energetikai célstruktúra optimalizálásához.....	97
4.5.1. Az optimalizáció matematikai modellje.....	97
4.5.2. A kísérleti alkalmazás eredményei.....	100
4.6. Új tudományos eredmények.....	103
5. KÖVETKEZTETÉSEK ÉS JAVASLATOK	106
6. ÖSSZEFOGLALÁS	107
7. SUMMARY	108
8. MELLÉKLETEK	109
M1. Irodalomjegyzék	109
M2. Az értekezés témaköréhez kapcsolódó saját publikációk listája	116
M3. Egyszerűsített felhőváltozási monitoring modell és alkalmazása	119
M4. Napelem csoportokra vonatkozó előrejelzések összehasonlítása	125
M5. Fotovillamos rendszerek hálózat integrálhatósági értékelésének részeredményei.....	131
9. KÖSZÖNETNYILVÁNÍTÁS	134

JELÖLÉSEK JEGYZÉKE

Jelölések

A_{pv}	A napelem generátor villamosenergia termelésre hatásos felülete, m^2
A_{ref}	A visszaverődött fény aránya a globálsugárzás mennyiségéhez képest, %
b_{EL}	A termelt villamosenergia piaci értéke, Ft/MWh
$B_{hó}$	A kapcsolt hő fajlagos értéke a termelt nettó villamos energia termelésére vonatkoztatva, Ft/MWh
B_e	Egyéb kapcsolódó jövedelem (megtakarított nem energetikai költség), Ft/év
CRF	Tőkemegtérülés annuitás faktor
C_1	A primer energiahordozó fajlagos költsége, Ft/MWh
C_2	Energiatermelés egyéb fajlagos változó költségei (segédenergia, változó karbantartási költség). Ft/MWh;
c_{EL}	A termelt villamos energia fajlagos összes költsége, Ft/MWh
C_V	Az energiatermelés fajlagos változó költsége, Ft/MWh;
C_T	A tisztasági index globálsugárzás adatok alapján értékelve
d_n	Az adott nap sorszáma egy adott évben
d_h	Az adott hónap sorszáma egy adott évben
e	Elektron töltése, V
E_0	A fotovillamos rendszer villamosenergia termelő képessége, W
E_{VE}	Az éves villamosenergia termelés, MWh/év
E_{pr}	A PV generátor által közvetlenül megtermelt villamosenergia éves mennyisége, kWh/a
E_{grl}	E_{pr} -ből a közüzemi hálózaton az elosztás, átalakítás és egyéb feszültség illetve frekvencia szabályozás miatt hálózati veszteséggé alakuló rész, kWh/a
E_{grw}	Azon decentralizált termeléssel elkerült hálózati veszteség, amely E_{pr} centralizált energiatermelése esetén következett volna be, kWh/a
$E_{öw}$	A PV generátor rendszer közvetlen veszteségei, kWh/a
E_{st}	A tárolási veszteségek (ha a megtermelt energia egy része tárolásra kerül), kWh/a
E_{bl}	Az inverteren történő hálózat védelmi funkciók által okozott villamosenergia veszteség (tiltás, meddővé alakítás), kWh/a
E_{us}	A megtermelt és valóban hasznosuló elfogyasztott villamosenergia mennyisége, kWh/a
E_{PV}	A névleges teljesítményre vetített fajlagos napi villamosenergia termelés, kWh/d/kW _p
$E_{cél}$	Célérték az éves megújuló energiafelhasználás jövőbeli mértékére, ktoe/a
F	Az energiatermelés állandó költsége (általános költség, tervezett karbantartási költség, stb.), Ft/év

Jelölések jegyzéke

F_G	Hatásos globálsugárzás tényező
F_1	Csúcsidőszaki (nyári időszakítás szerint 12:00-15:00 óra közötti) óránkénti mért teljesítmények átlagainak fajlagos szórása, variabilitása, kW/kW _p
F_2	Csúcsidőszaki (12:00-15:00 óra közötti) óránkénti mért teljesítmények értékéből számítható abszolút értékű fajlagos meredekség, linearitás, kW/kW _p /h
F_3	A teljesítmény-idő diagram ábrázolásánál értelmezhető csúcshög értékéből képzett fajlagos csúcsmagasság, kW/kW _p
F_4	Csúcslevágási hatékonyság. A fajlagos átlagos napi villamosenergia termelés kWh/d/kW _p mennyiségéből és a csúcsmagasság paraméterből képzett 1 kW/kW _p csúcsmagasság csökkenésre jutó villamosenergia termelés csökkenése a referencia erőmű adataihoz képest, kWh/kW/d.
FP_{max}	Üzemeltetési támogatási rendszer keretében nyújtható maximális támogatás (prémium), Ft/év
G_{pv}	A napelem síkjára merőleges hatásos közvetlen (direkt) és szórt (diffúz) napsugárzás együttes fajlagos értéke $\beta=0$ orientáció esetén, W/m ²
G_p	Napelem névleges teljesítőképessége ekvivalens csúcskihasználási óraszám meghatározásához, kW _p
$G_{gm}(N_{nap})$	Napi maximális globálsugárzás intenzitás N sorszámú napon, W/m ²
$H_t(t)$	PV generátor csoport mérés alapján megállapított együttes ekvivalens csúcskihasználási órászáma, h
H_t	Fajlagos hibatényező, %
h_{cs}	Csúcskihasználási óraszám, h/év
h_{ekv}	Ekvivalens csúcskihasználási óraszám, kWh/kW vagy h
h_t^*	Fizikai modellezés alapján az év t időpontjára kiszámolt (várt), az aktuális teljesítmény kifejezésére szolgáló ekvivalens csúcskihasználási órászám, h
h_q	Mérés alapján megállapított negyedórás kiadott átlagos teljesítményből megállapított átlagos ekvivalens csúcskihasználási órászám, h
h_{q1}	Negyedórás ekvivalens csúcskihasználási órászám meghatározásánál a mérés alapján meghatározott értékek összege, h
h_{q2}	Negyedórás ekvivalens csúcskihasználási órászám meghatározásánál az adatvezérelt dinamikus előrejelzés alapján meghatározott értékek összege, h
h_h	A dinamikus menetrendtartási előrejelzés relatív hibája, %
Δh_q	A dinamikus menetrendtartási előrejelzés abszolút hibája, h
I_g	Egy négyzetméterre időegység alatt jutó teljes napsugárzás energiamennyisége, W/m ²
I_{g0}	Globálsugárzás számított értéke tiszta, felhőmentes viszonyok esetére, W/m ²
I_0	Napállandó, melynek értéke: 1353 W/m ²

I_{diff}	Vízszintes felület egy négyzetméterére időegység alatt eső szórt (diffúz) napsugárzás energiamennyisége, W/m^2
I_{dir}	Vízszintes felület egy négyzetméterére időegység alatt beeső közvetlen (direkt) napsugárzás energiamennyisége, W/m^2
$I_{\text{dir},0}$	Vízszintes felület egy négyzetméterére időegység alatt beeső közvetlen sugárzás számított értéke tiszta, felhőmentes viszonyok esetére, W/m^2
$I_{\text{dir},\alpha}$	Egy napelem α szöggel tájolt telepítése esetén a B közvetlen (direkt) sugárzás orientációnak megfelelő merőleges irányú komponense, W/m^2
$I_{\alpha,\beta}$	A napelem β dőlésszögű síkjára merőleges hatásos közvetlen (direkt) és szórt (diffúz) napsugárzás együttes fajlagos értéke a szögű tájolás esetén, W/m^2
I_{Ph}	Az indukálódó fotóáram erőssége, A
I_{D}	Normál dióda áram erőssége, A
I_0	A telítési áramsűrűség, A
I^{M}	A modulegységben keletkező áramerősség, A
I^{A}	A teljes fotovillamos generátor által termelt áramerősség, A
I_{AC}	Egyenáram áramerősség, A
I_{DC}	Váltóáram áramerősség, A
$\hat{I}(\tau)$	Vízszintes síkra jutó direkt sugárzás intenzitása τ időpontban, W/m^2
I_{m}	Napi maximális direkt sugárzás W/m^2
K	Boltzmann állandó
K_{T}	Tisztasági index direkt sugárzási adatok alapján
m	Villamosenergia termelés a gazdasági időhorizonttal értékelt időszakot követő várható jövedelmének fajlagos maradványértéke, Ft/MWh
N_{nap}	Egy adott nap sorszama az évben
N	Egy adott napon a ténylegesen mérhető napsütéses órák száma, h
N_0	Egy adott napon a csillagászatilag lehetséges napsütéses órák száma, h
P_{out}	Az inverterről kimenő váltóáramú villamosenergia termelés teljesítménye, W
P_{in}	Az inverterre bemenő egyenáramú villamosenergia termelés teljesítménye, W
P_{mpp}	Napelem modul hőmérséklettényezője, $\%/^{\circ}\text{C}$
$P_{\text{DC}}(t)$	Adott PV generátor fizikai modell szerinti t időpontban várt DC teljesítménye inverternél mérve, W
$P_{\text{AC}}(t)$	Adott PV generátor fizikai modell szerint t időpontban várt AC teljesítménye inverter mérése alapján, W
PR	A napelemes rendszer által megtermelt villamosenergiára számolt teljesítménytényező, %
PR_{net}	A megtermelt és hasznosított villamosenergiára számolt rendszerszemponitú teljesítménytényező; %
prt_{EL}	Villamosenergia termelés prémium támogatásának fajlagos összege a teljes támogatási időszakra vetítve, reálértéken, Ft/MWh

Jelölések jegyzéke

PT	Megtérülési idő, év
R	Korrelációs együttható
r_b	A közvetlen napsugárzás energiamennyiségének aránya a globálsugárzás energiájához viszonyítva, %
r_d	A diffúz napsugárzás energiamennyiségének aránya a globálsugárzás energiájához viszonyítva, %
s	Fajlagos egységnyi kapacitásra eső beruházási költség, Ft/kW _e
S _e	A standard hiba értéke
S _y	Konfidencia intervallum
SRT	A csillagászati napkelte időpontja
SST	A csillagászati napnyugta időpontja
t	Időtartam
t	Student-féle t eloszlás t értéke
t _p	Adott szabadságfokhoz és adott szignifikancia szinthez tartozó Student-féle t eloszlás paramétere
T _{ab}	A cella abszolút hőmérséklete, °C
T _c	A cella hőmérséklete, °C
T _a	A léghőmérséklet, °C
T _m	A havi középhőmérséklet, °C
T _r	Referencia hőmérséklet, °C
z	Átlagos tőkeköltség, %
V _{nap}	Egy napra vonatkozó változékonysági tényező, amely egy nap fényviszonyainak a hirtelen változékonyságának gyakoriságát és intenzitását jellemzi, db/nap
V _{nsz}	10:00 és 16:00 közötti időszakra vonatkozó változékonysági tényező, amely egy napszak fényviszonyainak a hirtelen változékonyságának gyakoriságát és intenzitását jellemzi, db/nap
v _{nap}	Fajlagos változékonysági tényező egy napra vonatkoztatva, db/h
v _{nsz}	Fajlagos változékonysági tényező 10:00 és 16:00 közötti napszakra vonatkoztatva, db/h
V _{AC}	Egyenfeszültség, V
V _{DC}	Váltófeszültség, V
v	Egy nappali órára jutó fajlagos változékonysági tényező, db/óra

Görög betűk

α	A napelem tájolását meghatározó szög, radián
α_s	Napmagasság szöge, radián
β	A napelem dőlési szöge, radián
δ	Deklinációs szög, radián

ϕ_s	Írányszög (azimuth), radián
i	A sugárzás beesési szöge (Inklináció), radián
ϕ_{lat}	Földrajzi szélességi kör, radián
λ_{lon}	Földrajzi hosszúsági kör, radián
κ	A fizikai alapú várt érték pontosításával képzett ekvivalens csúcskihasználási óraszám előre jelzett értéke, h
κ_q	Dinamikus adatvezérelt módon negyedórás átlagteljesítmény meghatározására képzett ekvivalens csúcskihasználási óraszám, h
K_t	Egy PV generátor csoport összesített névleges teljesítménye és az összesített kiadott teljesítmény alapján adott t időpontra számolható csoportszintű ekvivalens csúcskihasználási óraszám, h
η_M	Modul hatásfok, %
η_r	Referencia hatásfok,
ϖ	Óra szög, radián
ρ	Visszaverődési tényező
τ	Időpont értéke egy adott napon, h
τ_0	Időeltolódás, h
τ_h	Csillagászati napsütötte időintervallum felezés. h
ϑ	Fázisszög értéke váltóáramnál
ξ_{real}	A napelem egy adott egységnyi t időszakra jellemző villamosenergia termelő képessége ekvivalens csúcskihasználási óraszám meghatározásához, kWh
Θ_z	A nap és a horizont között bezárt szög (zenit szög), radián

1. BEVEZETÉS, CÉLKITŰZÉSEK

Az energetika és a környezetvédelem egyes szakmai kihívásai között szoros az összefüggés, sőt az energetika és az egészségügy közötti szoros kapcsolatok is ismertek. A légköri klimatikus viszonyok lokális változásai és a szélsőséges időjárási események növekvő kockázatai mögött globális jelentőségű változásokat ismernek fel. Ezeknek a folyamatoknak az előidőzésében, fokozódásában az ember szerepe egyre kevésbé vitatott, de a fő kérdés az, hogy az emberiség tehet-e valamit az ember által sebezhetővé tett bioszféra védelme érdekében illetve megvédhető-e emberek milliói egy klimatikus környezetvédelmi katasztrófától. Az energetikai szektor számára folyamatos kihívás, hogy a fenntartható fejlődés felé történő előrehaladás nem csak egy szükséges kulcsterület, hanem a fenntarthatóság érdekében szükséges nemzetközi együttműködésekre egy meghatározó minta is, így a szektor változási képessége annak is a próbája, hogy a csak globális összefogással megoldható nagy társadalmi, környezetvédelmi kihívások kezelhetők-e. Ebben a fejezetben a témakör aktualitásait, jelentős műszaki kihívásait és a dolgozat célkitűzéseit kívánom összefoglalni.

1.1. A választott témakör időszerűsége, jelentősége

A fotovillamos rendszerek még tíz évvel ezelőtt is az akkori árak és hatékonyságuk miatt úgy tűntek, hogy csak marginális szerepet tölthetnek be az energetikában. Az utóbbi 4-5 évben azonban a közvetlen napenergia hasznosítás korábban elképzelhetetlen mértékű és sikeres innovációját élte meg a világ. Az igények társadalmi, környezetvédelmi, biztonsági okokból is megfogalmazottak, de a technológia már a gazdasági árparitás szélére is eljutott, sőt elmondható, hogy a pozitív externális hatások költségeiben való meg nem jelenése miatt szorul csak sok esetben támogatásra. A közüzemi hálózatban a villamosenergia minőségének, az ellátás kiegyensúlyozottságának, megbízhatóságának, az elegendő üzemképes tartalék fenntarthatóságának a biztosítása az intenzíven növekvő számú naperőmű kapacitások miatt valós mérnöki kihívást jelentenek. Bár Magyarországon az időjárásfüggő villamosenergia erőművek (szél- és naperőművek) részaránya 2014-ben a bruttó villamosenergia fogyasztásból még csak 1,8% körüli érték volt, de a fotovillamos részarány intenzíven növekvő érték. Reális hazai célként a nemzetközi vizsgálatok, elemzések értékeléseiből úgy tűnik, még a jelenlegi erősen centralizált hazai elektromos energia termelői struktúra jellegének megőrzése mellett is, akár 20-25% időjárás függő villamosenergia részarány is kitűzhető lehetne. Azonban nem csak Magyarországon akadályozó tényező, hogy még hiányoznak azok a szükséges modellek és módszerek, melyekkel a fotovillamos rendszerek nagyszámú integrációját biztosítani lehet.

A közüzemi villamosenergia árara a befogadható időjárásfüggő rendszerek kapacitására vonatkozó döntések hosszú távon is hatással vannak. A centralizált nagyteljesítményű naperőművek és a fogyasztás közeli, decentralizált háztartási méretű napelemek ideális aránya szintén erősen függ a rendszerek integrálhatóságától illetve a hálózathoz kapcsolódó rendszerektől elvárt követelmények típusától, költségétől.

Az „Energy Roadmap 2050” EU dekarbonizációs útiterv tervezete szerint 2050-re a villamosenergia termelés forrásszerkezetén belül a megújuló energiatermelés arányát 64% és 97% közöttire szükséges emelni. A tervezet további megállapítása szerint a villamosenergia felhasználás aránya jelentős részben a lakossági energiafelhasználás elektrifikációjának növekvő igénye miatt, a „végső bruttó energiafelhasználásban” 2050-re közel megduplázódik, elérve a 36-

39%-os részarányt. A különböző villamosenergia termelő rendszerek együttműködése, a centralizált és a decentralizált rendszerek stratégiai és operatív összehangolása, a fogyasztási igények menetrend szerinti befolyásolása, korábban elkülönült szektorok (villamosenergia gazdálkodás, hőenergia gazdálkodás, szállítás) közötti technológiai kapcsolódások kiépítése a fenntartható, versenyképes és biztonságos energiaszolgáltatás kulcselemévé válik már napjainkban is. Szükség van viszont olyan új, tudományosan és mérnöki alapossággal kidolgozott módszerekre, amelyek a kis rendszerek integrációit elősegítik, valamint az integrálható napenergia alapú felhasználás folyamatos bővítését megalapozzák. Itt két olyan kulcsterületet emelek ki, ahol műszaki-technikai előrelépésre van szükség.

- Egyrészt a naperómű rendszerek telepítésénél a helyi éves energiatermelési optimumra való törekvés helyett a rendszerszintű optimumokra való törekvésre van szükség. Ezt a különböző irányú, dőlésszögű és típusú rendszerek átgondolt és összehangolt telepítése alapozhatja meg.
- Másrészt a hálózatra adó villamosenergia rendszerek különböző célú (menetrendadás, kiegyensúlyozás, stb.) együttes operatív teljesítmény-előrejelezhetőségénél a bizonytalanságok csökkentésére és kezelésére, alkalmazható mérnöki megoldásokra van szükség. A hálózat üzembiztonsága illetve a szükséges hálózati tartalékok csökkenthetősége a ma még fosszilis energiahasználatra épülő villamosenergia rendszereink átalakításánál is nélkülözhetetlen lesz. Az ehhez kapcsolódó alkalmazott kutatásokra az igény ezért világszerte növekszik.

1.2. Célkitűzések

Disszertációmban a kisteljesítményű, jellemzően háztetőkön telepített fotovillamos rendszerek integrálhatósági nehézségei közül kívánok kulcsterületeket feltárni. Az időjárásfüggő rendszerek működésének előre jelezhetősége meghatározó. A technológiai fejlődés és a fogyasztás oldali lehetőségek valós igényt támasztanak a rövid távú előrejelzésekre is. A kutatásom első fázisában a fotovillamos rendszerek működésének rövid távú előre jelezhetőségének lehetőségeit kívánom meghatározni. Tekintettel a független fotovillamos rendszerekből képezhető virtuális csoportokra, a kutatásom során a csoportszintű előrejelzés lehetőségeit is vizsgálni kívánom. A kutató munka második fázisában az integrálhatóság telepítési helyzettől függő értékelési lehetőségeit, míg a harmadik fázisában a gazdasági és társadalmi hatások kapcsolódó objektív értékelhetőségét vizsgálom. A kutatás fő célja a napelemek közüzemi vagy autonóm hálózati integrálhatóságának elősegítése. Céljaim pontokba szedve az alábbiak:

- Új rövid időtartamú fotovillamos teljesítmény előrejelzési módszer kidolgozása;
- Egy fotovillamos rendszer adott menetrendi periódusra vonatkozó, a periódus idő alatt elkészíthető dinamikus előrejelzési módszer kidolgozása és az előrejelzés megbízhatóságának értékelése;
- Fotovillamos erőművek csoportszintű viselkedése előre jelezhetőségének értékelése a rendszercsoportok homogenitásának a függvényében;
- Egy fotovillamos rendszer telepítési megoldásaira olyan értékelési rendszer kidolgozása, amely alkalmas a csúcsteljesítmények (csúcslevágás) hatékonyságának értékelésére, valamint az egyes telepítési változatoknak a közüzemi hálózati rendszer stabilitására gyakorolt negatív hatásainak minősítésére, osztályozására.
- Egy olyan numerikus döntéstámogató optimalizációs módszer kidolgozása, amely a költséghatékonyság, a közvetlen társadalmi hatások és a környezetvédelmi szempontok együttes értékelésével alkalmas az optimális megújuló energiafejlesztési célstruktúra meghatározására.

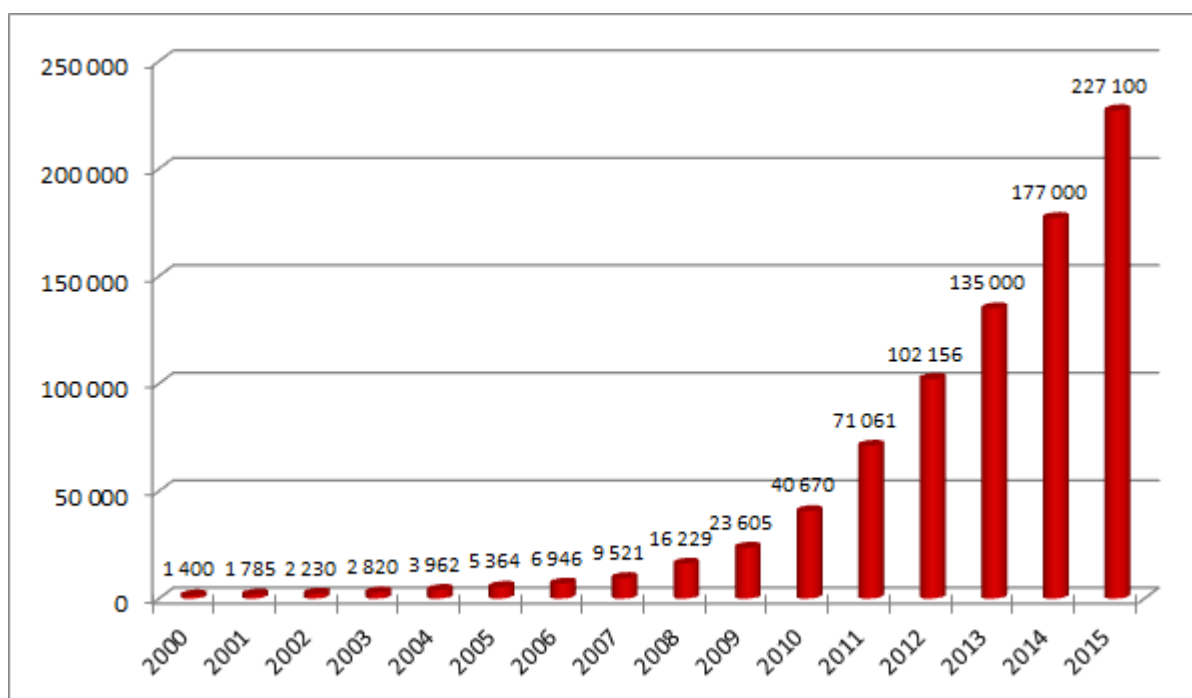
2. SZAKIRODALMI ÁTTEKINTÉS

E fejezetben a fotovillamos energiatermelés átfogó helyzetét ismertetem kitekintve a fejlődés pozitív externális hatásaira. A technológia hasznosításának ismert globális és feltárt nemzeti potenciális lehetőségei, a fotovillamos rendszerek integrációs nehézségei és a kapcsolódó kutatások eredményei jelentik azt a környezetet, melyhez kutatási eredményeim is kapcsolódnak. A nemzetközi és hazai kutatások fókuszába a fotovillamos energiatermelés előre jelezhetőségével kapcsolatos irányokat és főbb eredményeket, valamint a megújuló energiák értékelésére kidolgozott nemzetközi közgazdasági értékelési rendszer alapjait helyezem.

2.1. A fotovillamos energiatermelés helyzete és tendenciái

A világon telepített napelem kapacitás 2013-ban már 136 GW mennyiséget ért el (IEA, 2014). Ekkor Németországban működött a legtöbb, 36 GW teljesítménnyel, majd Kínában 20 GW, Olaszországban 18 GW, Japánban 13 GW, az Egyesült Államokban 13 GW következett. Bár 2013-ban az EU-ban működött a telepített rendszerek több, mint 60%-a, ez az intenzív növekedés ma már Ázsiában jelentősebb (Tucker, 2014). A 2.1. ábra az EPIA adatai alapján szemlélteti a globális fejlődést (Masson, 2014 és 2015). Ma már több független nemzetközi szervezet is nyomon követi a napenergia hasznosító technológiák piac elterjedtségét:

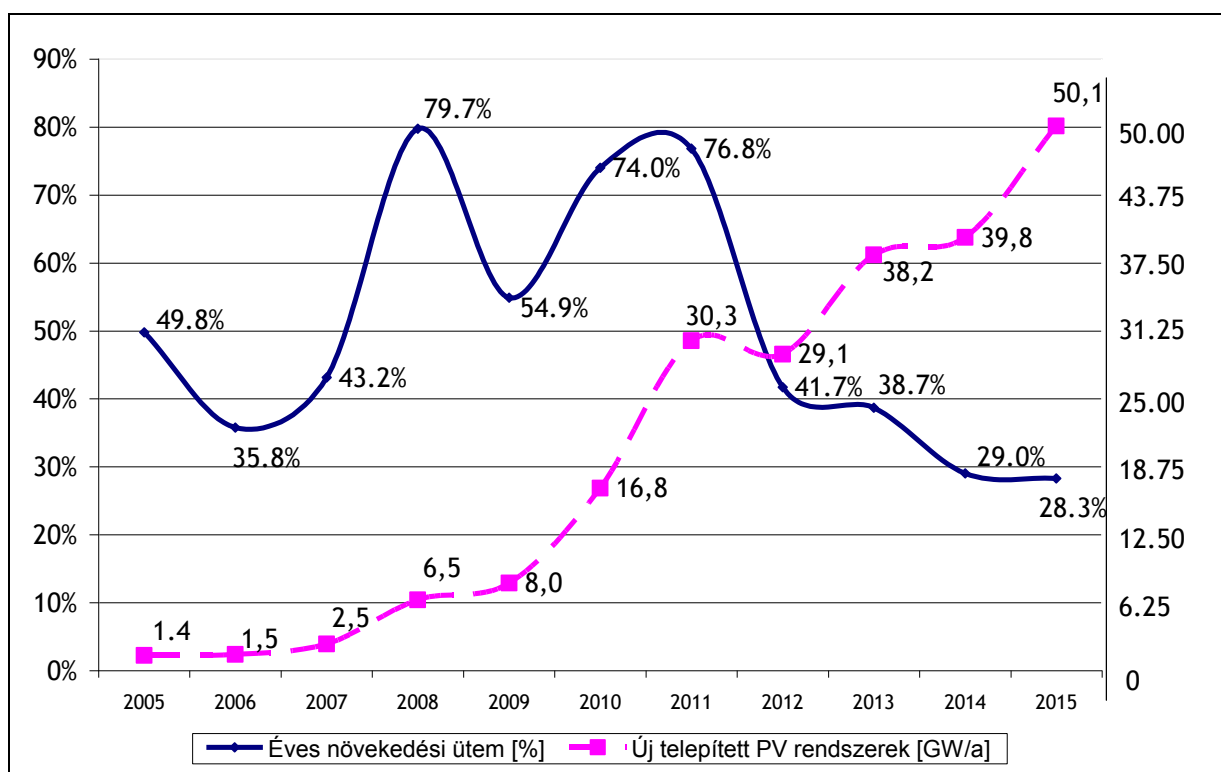
- European Photovoltaic Industry Association: Global Market Outlook (EPIA, 2014);
- International Energy Agency: PVPS Annual Report (IEA, 2014);
- Solar Energy Industries Association: US Solar Market Insight Report (SEIA, 2014).



2.1. ábra: A világon évente létesített PV rendszerek névleges kapacitása [GW_{p/a}]

A rendszerek létesítési költsége már több országban a “grid parity”, azaz a támogatás nélküli versenyképesség határára ért. A Nemzetközi Energia Ügynökség is felhívta a figyelmet az árparitás közelségére, amelynek előzménye, hogy az elmúlt 5 évben a napelemes rendszer növekedési üteme 30%/év és 75%/év között változott (IEA, 2015).

Globális szinten viszont ez a növekedési ütem már csökken, ami akár a stagnálás lehetőségét is előrevetíti (2.2. ábra).



2.2. ábra: Világ fotovillamos kapacitásának növekedési üteme

A 2014-es IEA Outlook kiadványa három lehetséges fejlődési pályát vázol fel a megújuló energiák vonatkozásában. A 450 ppm megengedett legnagyobb CO₂ légköri koncentrációt garantáló, klímaváltás káros hatásait fenntartható módon kezelni képesnek tartott változata szerint 2040-ig a 2012-es napelem kapacitás több mint 20-szorosára történő növelésére lesz szükség, miközben várhatóan jelentős, 2030-ban már 33 GW/év cserét is szükséges lesz biztosítani. Ez a megújító beruházási igény 2040-re 60 GW/év igényre növekedhet. Az említett fejlődési jövőképeket a 2.1. táblázat foglalja össze (IEA, 2014).

2.1. táblázat: A Nemzetközi Energiaügynökség előrejelzései

Megújuló energiaforrás, [TWh/a]	Nem növekvő arány			Új policy		450 ppm célhoz szükséges	
	2012	2020	2040	2020	2040	2020	2040
Megújuló energia alapú villamosenergia termelés	4 807	7 010	11 046	7 263	13 229	7 329	17 973
Biomassza – biogáz	442	740	1 299	764	1 569	768	2 261
Vízenergia	3 672	4 458	5 862	4 553	6 222	4 561	6 943
Szélenergia	521	1 254	2 552	1 333	3 345	1 376	4 953
Geotermikus energia	70	113	287	120	378	121	557
Napenergia (PV)	97	408	832	449	1 291	459	1 982
Napenergia (koncentrált)	5	34	173	41	357	42	1 158
Ár-apály és hullám	1	3	41	3	66	3	119
Megújuló arány az összes villamosenergia-termelésben	21%	25%	25%	26%	33%	27%	51%

2. Szakirodalmi áttekintés

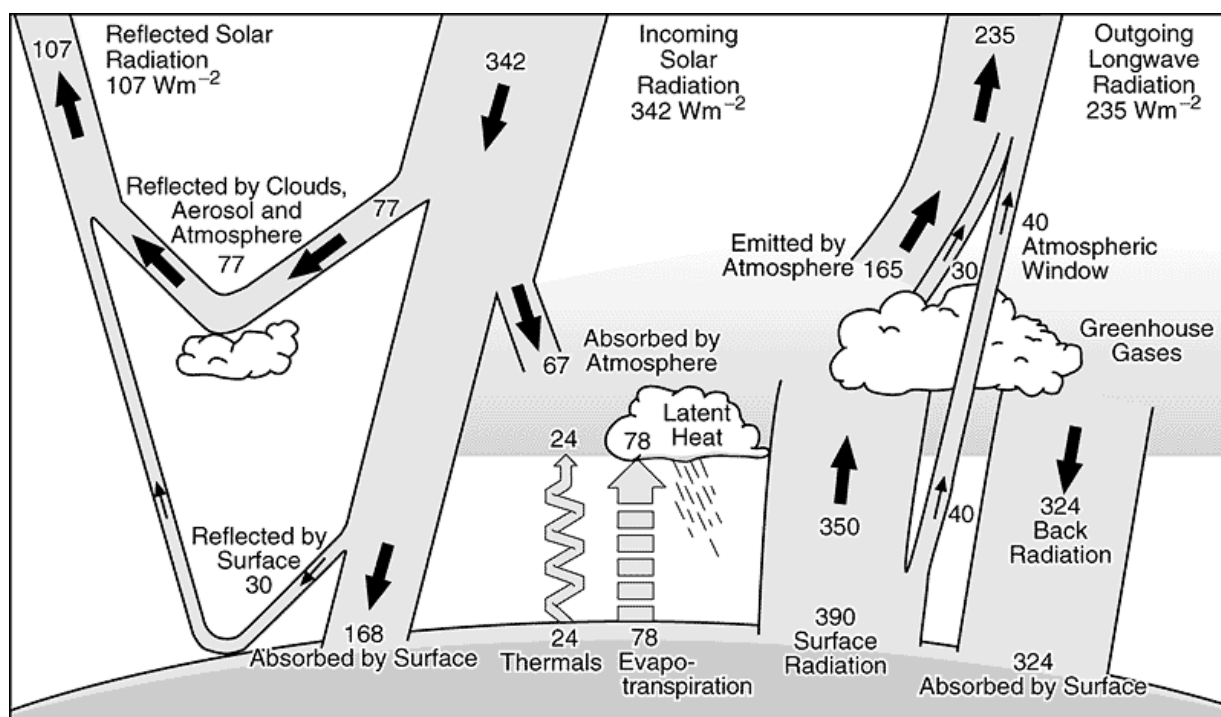
A naperőmű rendszerek elterjedése, különösen a háztartási méretű rendszerek elterjedése kedvező externális hatásokkal jár. A Nemzetközi Energiaügynökség egy másik tanulmányában az alapvetően energiahatékonysági fejlesztési politikák hatásait foglalta össze multiplikatív szemlélettel (IEA, 2014). Ezeket némileg kiegészítve illetve a fotovillamos rendszerekre adaptálva a 2.2. táblázat szerinti összefoglalás ezt áttekinthetően szemlélteti.

2.2. táblázat: Kisteljesítményű fotovillamos rendszerek elterjedésének externális hatásai

Kapcsolódó járulékos hasznok	Kapcsolódó hatások
Energiabiztonság növelése	<ol style="list-style-type: none"> 1. Erőforrás gazdálkodás lehetőségei hatékonyabbá válnak; 2. Ellátásbiztonság lehetőségei erősödhetnek, költségei csökkenhetnek; 3. Energiahordozó megtakarítással az energiatartó függetlenség csökken; 4. A decentralizált termelés lehetősége egy természetes felső árkorlátját képezi a fosszilis energiahordozók piaci árainak.
Nemzetgazdaság erősítése	<ol style="list-style-type: none"> 5. A tervezés, létesítés és karbantartás értékteremtő, a tovagyrúzó hatások további GDP növekedést generálnak; 6. Képzetséget igénylő tartós munkahelyek teremthetők akár elmaradott térségekben is. A megtakarított jövedelmek közvetett módon is teremtenek újabb munkahelyeket; 7. Az elosztási, szállítási veszteségek csökkennek, az energiaellátás versenyképessége javul; 8. Az érintett ingatlanok értékei tartósan növelhetők; 9. A decentralizált ellátás erősödésével az energiaárak rendszerint csökkennek (a kevésbé hatékony centralizált energiatermelők hosszabb távon kiszorulnak a kisebb piaci igényűvé váló piacról); 10. Csökkenti a keresletet a fosszilis energiahordozók iránt, ez csökkenti a fosszilis energiahordozó árát (így a fennmaradó centralizált jellegű energiatermelés is olcsóbbá válhat); 11. Energiaszolgáltatásban a szolgáltatás minőségi igénye erősödik (mennyiségi értékesítési orientáció csökken); 12. A lakossági megtakarítások hazai forrást teremtenek.
Társadalmi és környezetvédelmi jóléti hatások	<ol style="list-style-type: none"> 13. A fotovillamos rendszer megépítése után a telepítő/fogyasztó energiaköltsége csökken illetve a jövedelmei nőnek; 14. Nagyon alacsony vízfogyasztással jár (pld. időszakos lemosás), így a napelem (és szélenergetikai) rendszerek terjedésének növekedése segíti csökkenteni az ipari/energetikai vízigényt; 15. Nem bocsátanak ki káros illetve károsnak tartott légszennyezőket (SO₂, NO_x, por, CO₂); 16. Nem keletkezik veszélyes hulladék, ráadásul a napelemes rendszerek bontási hulladékainak akár 80%-a is újrahasznosítható lehet; 17. Civil közösségépítés lehetőségei bővülnek; 18. Közegészségügyi állapotok javulnak, egészségügyi kockázatok csökkennek (különösen energiahatékonysági fejlesztésekkel együtt); 19. Társadalmi tudatossága a fenntartható életmódnak erősödik.

2.2. A fotovillamos potenciál

A Föld energiamérlegében a besugárzott és a Földön keletkező alapvetően nukleáris energia (földhő) valamint a Föld által kisugárzott energia összességében egyensúlyban van leszámítva a globális felmelegedés jelenségét. A Föld egyes zónáit külön-külön tekintve ez az egyensúlyi viszony nem áll fenn. A lokális energiaegyensúly alapvetően a földrajzi szélességi körtől illetve a felszín visszaverődési képességétől (az albedó értékétől) függ. Az egyik legismertebb és gyakran hivatkozott energiamérleg az American Meteorological Society 1997-es vizsgálatából származik, mely szerint a földfelszín által elnyelt és hosszabb-rövidebb ideig tárolt napenergia átlagosan 168 W/m^2 . A részletesebb eredményeket a 2.3. ábra mutatja (Kiehl, 1997).



2.3. ábra: A Föld (atmoszféra és bioszféra) átlagos energiaegyensúlya

(Fordítás: Beérkező napsugárzás 342 W/m^2 ; Visszavert napsugárzás 107 W/m^2 ; Felhőzetben, aeroszolokon és légkörön való visszaverődés 77 W/m^2 ; Visszaverődés talajról 30 W/m^2 ; Elnyelődés a légkörben 67 W/m^2 ; Elnyelődés a felszínen 168 W/m^2 ; Geotermikus energia 24 W/m^2 ; Párolgási transzport 78 W/m^2 ; Latens hő 78 W/m^2 ; Felszíni (hő) kisugárzás 390 W/m^2 ; Légköri ablak 40 W/m^2 ; Atmoszféra általi (hő) kibocsátás 165 W/m^2 ; Üvegházhatás; Fekete (hő) sugárzás 324 W/m^2 ; Felszín általi (hő) abszorpció 324 W/m^2 ; Kimenő hosszuhullámú sugárzás 235 W/m^2)

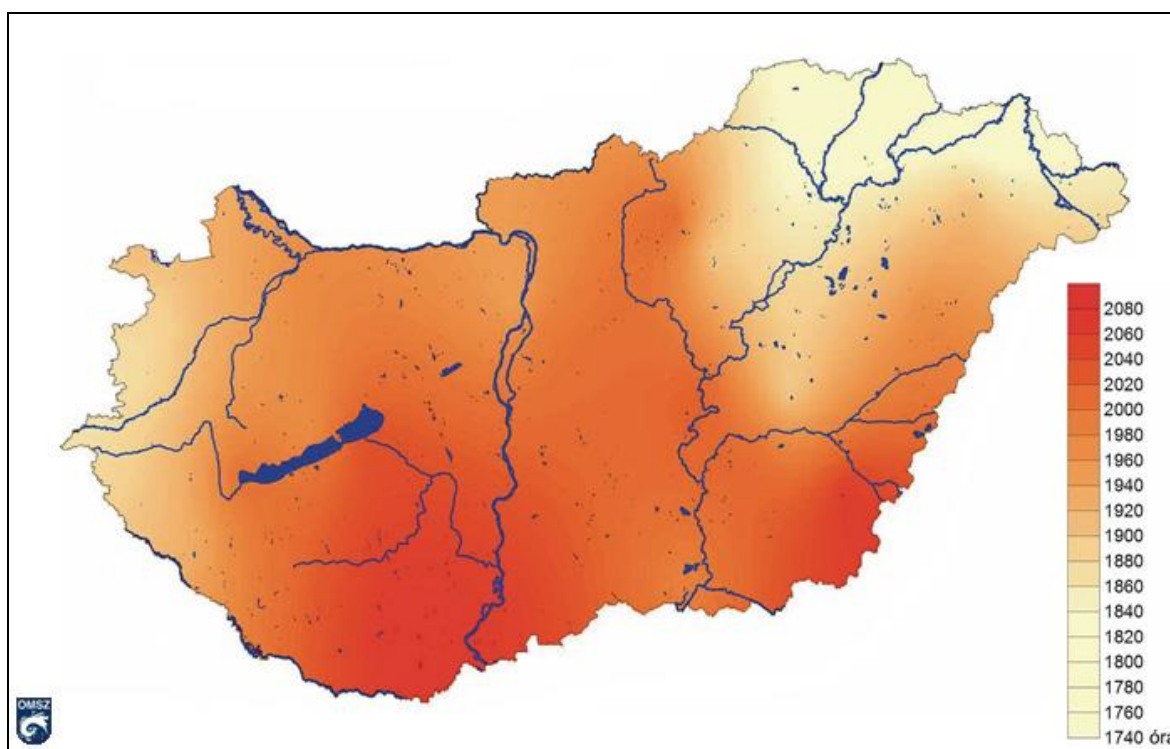
A Földön jelentős energiamennyiségek halmozódnak fel a relatív kis entalpiájú közegekben. Az elnyelt és felhalmozott energiamennyiség a mezőgazdaság energetikai alapja, ugyanis a felszínre jutó geotermikus energia önmagában nem védené meg a talajban lévő magokat, organizmusokat az elfagyástól. A Földre érkező napenergia intenzitása alapvetően a Nap és a Föld aktuális távolságától függ. Ez a távolság, az úgynevezett naptávolság 152 millió km (aphelion) és 147 millió km (perihelion) között változik. A Földet elérő napsugárzás intenzitása így 1325 W/m^2 és 1412 W/m^2 közötti fajlagos teljesítményt jelent. Az átlagos napenergia értéket a bevezetett napállandó (solar constant) fejezi ki, melynek értéke: 1376 W/m^2 .

A földfelszínre elérő napsugárzás a fenti értéknél jelentősen kisebb, ezt a visszaverődés, az elnyelődési és a szóródási jelenségek befolyásolják. A felszínre elérő évi összes

2. Szakirodalmi áttekintés

energiamennyiséget az úgynevezett éves globálisugrázással (annual global radiation) jellemzik, amely kWh/m² dimenziójú. Az egyenlítő környékén nagyságrendileg 2300 kWh/a,m², Dél-Európában 1700 kWh/a,m², míg Németországban átlagosan 1040 kWh/a,m² az átlagos éves globálisugrázás értéke. Magyarországon az Országos Meteorológiai Szolgálat, továbbiakban OMSZ adatai szerint 1244 kWh/a,m² sugrázási átlagérték adódik (Bella, 2006) és jellemzően 1200 - 1300 kWh/a,m² közötti értékek várhatók. A 2006-ban végzett OMSZ vizsgálatok eredményeképpen az 1990-es régebbi globálisugrázás térképnél pontosabb és részletesebb új térképek állnak rendelkezésre.

Az éves átlagos napfénytartam 2.4. ábra az egy éven belüli azon összesített időtartam, amikor a felszín a direkt sugrázás 120 W/m²-nél nagyobb mérhető intenzitással éri el. Értékét a csillagászatilag meghatározott lehetőség mellett leginkább a domborzat valamint a felhőzet befolyásolja. Érdekes, hogy Magyarországon a magasabban fekvő „hegyvidéki” zónák másfélszer annyi napsütésben részesülnek télen, mint az Alföldi területek, tekintve, hogy a felhők közül a magasabb régiók jellemzően kiemelkednek. Fotovillamos autonóm rendszer létesítésére így a hegyvidéki régióink alkalmasabbak, mint az Alföld, mivel autonóm rendszert a téli energiatermelési lehetőségekre kell méretezni. Nyáron viszont az alacsonyabb fekvésű sík területeken közelítően 10%-kal magasabb a napsütötte órák száma, így az egységnyi napelemmel megtermelhető éves összes villamosenergia mennyisége itt nagyobb (OMSZ, 2015).



2.4. ábra: Az évi átlagos napfénytartam (óra) Magyarországon 1971-2000 között

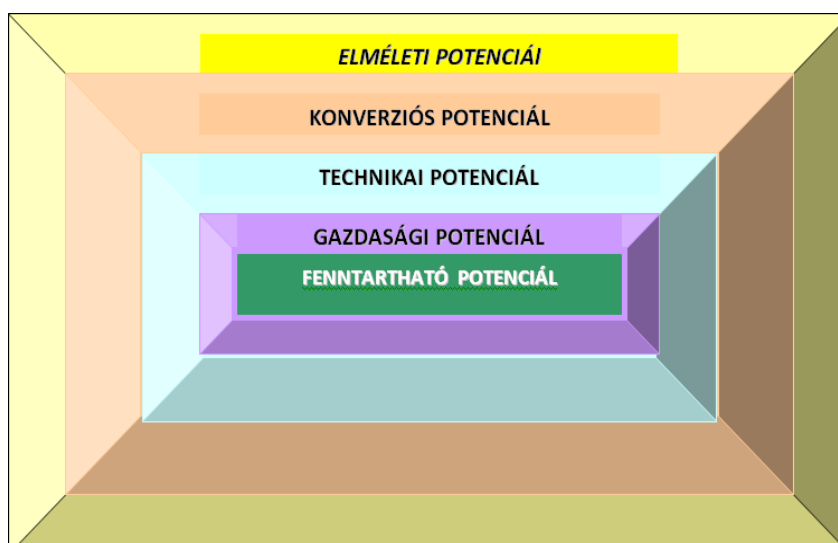
Megújuló energiaforrások azok, amelyek hasznosítása közben a forrás mennyisége nem csökken, hanem azonos ütemben újratermelődik, vagy megújul (Energia Központ Kht, 2008). A fogalom napjainkban is változik. Az EU 2009/28/EK megújuló energetikai irányelvében új típusú megújuló energiaforrások is megfogalmazódtak, így a légtermikus és a hidrotermikus energia is, melyek leggyakoribb energiaforrása ugyanakkor valójában a napenergia. A passzív napenergia hasznosítás mérnöki módszerekkel kimutatható értéke szintén jelentős potenciált jelentenek,

ezek viszont az EU jog szerint nem számítanak megújuló energiahasznosításnak. A hazai „közel 0” épületenergetikai elvárások 7/2006. (V. 24.) TNM rendelet 6. melléklete szerint a 25%-os megújuló energia elvárt részarányba viszont már a passzív napenergia hasznosítás is elszámolható. A fenntartható módon hasznosítható biomassa átfogó újraértékelése is folyamatosan napirenden van.

A potenciálszintek meghatározása nem csak a már elfogadott definíciók változásai, újra értelmezései miatt nehéz, maga a potenciál fogalmának értelmezése, szintjeinek meghatározása is összetett feladat. Az energiapotenciál ismerete ahhoz szükséges, hogy a fenntartható fejlődés alternatív lehetőségei közül olyan fejlődési irányt lehessen kiválasztani, amely a lehetőségek és a szükséges erőforrások mérlegelésén nyugszik. A potenciál értelmezéséhez és vizsgálatához célszerű behatárolni nem csak a megújuló energiaforrás lehetőségeket, hanem azokat a műszaki megoldásokat is, amelyek fejlődési lehetőségeit értékelnünk kívánjuk.

A Földön a napsugárzás energetikai viszonyai eltérőek. Az OMSZ megállapításai szerint a Föld 47. szélességi foka mentén az energiadeficit a jellemző ($-37 \text{ MJ/m}^2/\text{nap}$ energiaveszteség átlagban), mivel itt éves átlagban már jellemzően nagyobb az űrbe sugárzott veszteség, mint az adszorbeált szoláris nyereség. Magyarország esetében viszont ez a deficit jelentősen kisebb, mindösszesen $-2,76 \text{ MJ/m}^2/\text{nap}$. A fentiek szerint a napenergia elnyelődésének mértéke (elsősorban talajban, talajvizekben) Magyarország területén jellemzően nagyobb, mint ami a földrajzi fekvés alapján várható lenne, így a természetesen, vagy mesterségesen tárolt napenergia hasznosításnak is relatíve nagyok a lehetőségei. Az ország felszíne által elnyelt energia átlagosan 142 W/m^2 . Ha ebből csak az így eltárolt energiamennyiség 1%-át tekintjük az ember által villamos energiává alakítható fenntartható olyan napenergia potenciálnak, mint ami villamosenergia formába környezeti kockázatok nélkül átalakítható akkor ez a $93\,000 \text{ km}^2$ területű Magyarország számára 132 GW_e átlagos hasznos éves teljesítményt jelent, amiből tehát 1156 TWh/év fotovillamos elméleti villamosenergia termelési potenciál következhet.

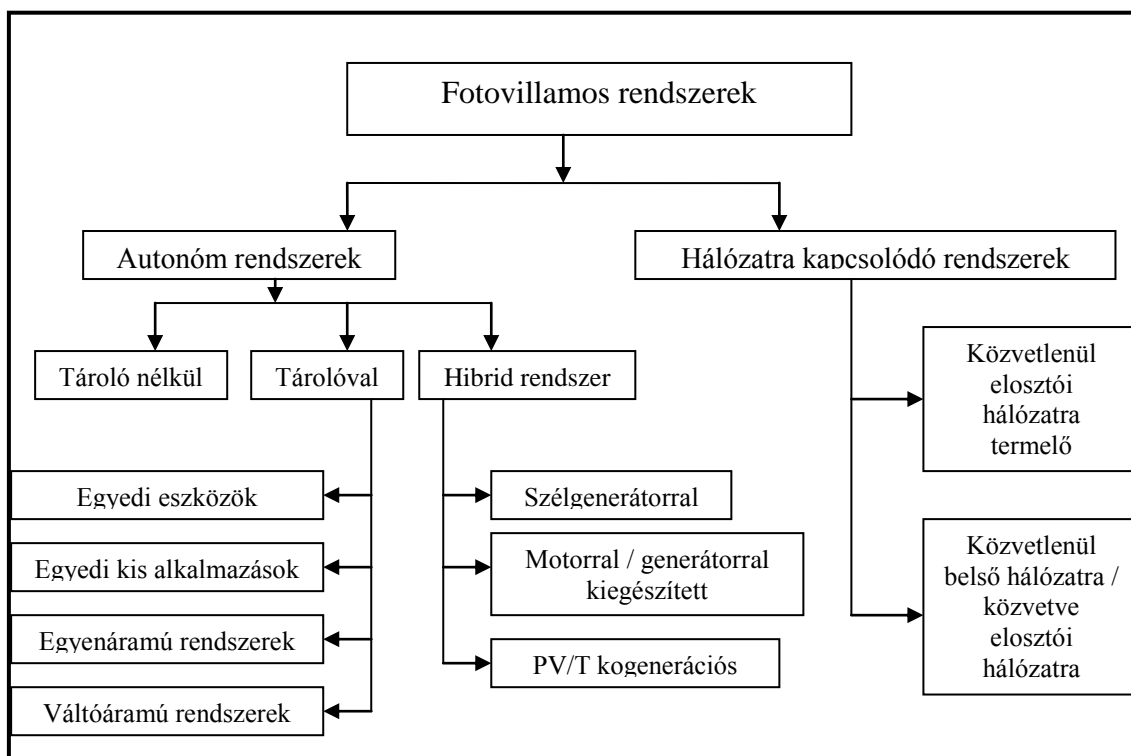
Az elméleti potenciál a fizikai értelemben rendelkezésre álló energiamennyiségeket jelenti. Ez magában foglalja az átalakítható vagy más néven konverziós potenciált, amely az adott elérhető legjobb technológiák alkalmazásával elméletileg kiaknázzható energiákat összegzi (Dinya, 2010). Ezekben belül megkülönböztetünk továbbá technikai, gazdasági és fenntarthatósági potenciálszinteket 2.5. ábra.



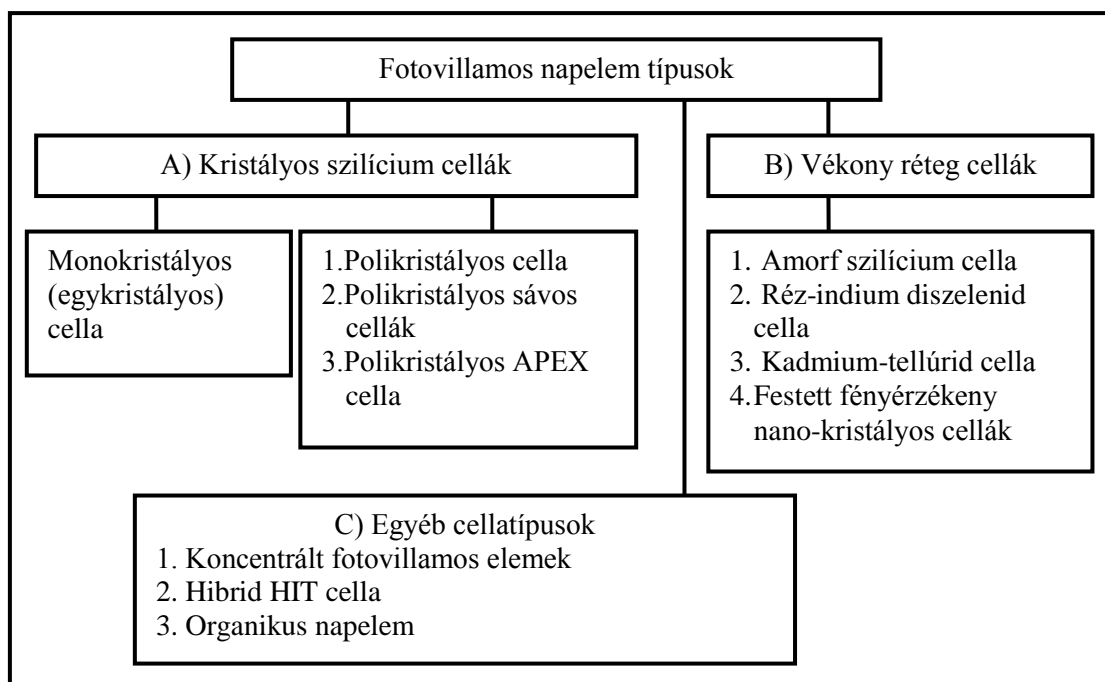
2.5. ábra: Megújuló energia potenciálszintek strukturális rendszere

2. Szakirodalmi áttekintés

A *technikai potenciál* a vizsgálatok leggyakoribb célja. Úgy definiálható, mint a nagytávon, strukturális korlátok között, műszakilag reálisan kiaknázható és optimálisan hasznosítható energiamennyiségek összege (Unk Jné és tsai., 2010). A technikai potenciál értelmezésével és vizsgálatával számos nemzetközi publikáció is foglalkozik (Domínguez Bravo, 2007; Lopez, 2012; Šuri, 2007). A fotovillamos rendszereket különféle megközelítési módok szerint lehetséges csoportosítani. A rendszerek telepítése szerinti felosztásomat a 2.6. ábra, míg a fotovillamos napenergia cellák jellemző technológia típusait a 2.7. ábra szemlélteti (Earthscan, 2008).



2.6. ábra: Fotovillamos rendszerek típusai



2.7. ábra: Fotovillamos napelem típusok csoportosítása gyártástechnológia alapján

A *gazdasági potenciál* a műszakilag reális hasznosítások mértékét a gazdaságosan megvalósítható mennyiségekre csökkenti. Ezen a potenciál szinten kell történnie az EU tagállamokra bontott klímavédelmi feladatok racionális meghatározásának. Egy ehhez szükséges költség-haszon elemzés pozitív megítélésénél a pozitív és negatív externáliák figyelembevétele is számít. Így az, ha egy technológia elterjesztése támogatásra szorul a feltárható piaci és politikai akadályok között, annak racionális energiatermelési lehetőségei még nem feltétlenül záródnak ki a gazdasági potenciálnál figyelembe venni szükséges mennyiségek közül. A gazdasági potenciál meghatározására újabban már fuzzy logika alapú értékelésre (Suganthi, 2015) is található publikált módszer, de az életciklus költség-elemzésen nyugvó elemzéseken alapuló megközelítés is komoly múltra nyúlik vissza. (Broesamle, 2001). Az utóbbi években viszont a térinformatikai alapú megközelítések kerülnek fókuszba a gazdasági potenciál meghatározásánál (Sun, 2013, Ossenbrink, 2013, Huld, 2014), melynek kutatási eredményeit például a PV GIS szoftvercsalád is alkalmazza.

A megújuló energetika terén eddig a legátfogóbb hazai potenciálvizsgálatot az MTA Megújuló Technológiák Albizottsága végezte 2006-ban a mind jobban előtérbe kerülő alternatív energiaforrások alkalmazási lehetőségeinek és az ezekhez szükséges feltételek reális megítélése céljából. Az MTA potenciál felmérés a technikai potenciálok értékelése terén mintát teremtett. Jellemzően a ma már elérhető műholdas potenciálemzésekkel is hasonló módszertanok követhetők a pontosabb és részletezettebb elemzést lehetővé tevő új eszközök segítségével. Egy hasonló, korszerű eszközökkel megismételt tudományos vizsgálat időszerű volna.

A fotovillamos technikai potenciál megállapításánál részletesen elemezték a különböző beépítési lehetőségeket, beépítési módokat, így az épületeken, vagy például az autópálya mentén elhelyezhető napelem mennyiségekre is szakmai becslések születtek. A napenergia technikai potenciál értékei az MTA vizsgálat szerint (MTA, 2006.) a 2.3. táblázatban összesítem. A felmérés szerint hazánkban napelemmel kedvező helyzetben beépíthető felület: 4051,48 km², a teljes magyarországi fotovillamos technikai energetikai potenciál a 2006-os technológiai színvonalon így 1746 PJ/év, ami megfelel 485 TWh/a mennyiségnek.

2.3. táblázat: Fotovillamos napenergia technikai potenciál Magyarországon

Megnevezés	Beépíthető napelem [MW _p]	Éves villamos energia- termelés [GWh/a]
Lakóépületek összesen	2 184	2 514
Intézmények összesen	287	332
Gazdasági épületek összesen	949	1 122
Szabad területek	399 731	479 677
Vasútvonalak mentén	1066	1279
Autópálya mentén	45	50
Összesen	404 262	484 974

A beépíthető 404 GW_p napelemmel termelhető közel 490 TWh/a villamosenergia azt jelenti, hogy az országban a földfelszín által átlagosan elnyelt napenergia éves mennyiségének közelítően már csupán a 0,4%-a is elegendő a fotovillamos technológiai potenciál kiaknázásához. Tekintettel viszont a 2006-óta megfigyelhető határfokjavulásra a potenciál kiaknázása azt okozná, hogy a korábban elnyelt energia közel 0,5%-a elnyelődés helyett átalakításra, hasznosításra kerül, ami viszont természetvédelmi, környezetvédelmi illetve mezőgazdasági szempontokból is egyaránt még elfogadható aránynak tűnik.

2. Szakirodalmi áttekintés

A társadalmi-ökológiai tényezőkkel összhangban kiaknázható potenciál a *fenntartható potenciál*. Fotovillamos és szélenergia rendszerek esetében a fenntartható potenciál meghatározásának lényeges eleme a villamos energetikai rendszer egyensúlyának és biztonságának megőrzése mellett integrálható kapacitások mértéke. Ahhoz, hogy a megújuló energiák felhasználása bővülhessen, a potenciálszintek mindegyikén szükséges kutatni, fejleszteni.

A potenciálok vizsgálata a Magyarország Nemzeti Megújuló Energetikai Cselekvési Tervének kidolgozása során (2010) az általam végzett modellszámításokhoz alapvetően szükséges volt. A modellezési munka során a változatok mindegyikében az egyes figyelembe vett technológiák fenntartható potenciál értékei a számítások alapparamétereit képezték. A fotovillamos napenergia hasznosítás különböző szintjeinek a Cselekvési Tervhez készített becslését a 2.4. táblázat mutatja (Unk Jné és tsai., 2010).

2.4. táblázat: Fotovillamos rendszerek potenciálszintjeinek becslése Magyarországon (2010-es értékelés)

Energetikai potenciálszintek	Éves villamos energiatermelés [PJ/a]
Elméleti potenciál	420 000
Konverziós potenciál	70 000
Technikai potenciál	1 746
Gazdasági potenciál	25
Fenntartható potenciál	0,9

A fotovillamos energiatermelés esetében csak olyan mértékű fenntartható potenciált lehetett figyelembe venni, aminek a megvalósítása 2020-ig elképzelhető és az átviteli rendszerirányító megítélése szerint, az aktuális technológiai színvonal mellett az elektromos hálózat üzembiztonságát és fenntarthatóságát akkori ismeretek mellett biztosan nem veszélyeztetette. Így a gazdasági potenciálként megállapított 25 PJ/év helyett végül mindösszesen 0,88 PJ/év lett fenntartható potenciálként figyelembe véve. Az így alacsonyra becsült, előírt (korábban még 4,84 PJ/a-ben meghatározott) potenciál a fotovillamos hasznosítás lehetőségeit a cselekvési tervhez kidolgozott számítási módszertan alkalmazásával alulértékelt.

2010 óta, mind a gazdasági potenciál, mind a fenntarthatósági potenciál megnövekedett (a napelemes rendszerek vártnál jelentősebb árcsökkenése és az időjárásfüggő rendszerek integrálhatóságának bővülő szakmai tapasztalataival). A fenntarthatósági potenciál érték emelkedésének okairól és az emelkedés lehetőségeiről, feltételeiről, a nemzetközi tapasztalatokat is figyelembe véve lehet megalapozott véleményt alkotni. A napenergia fotovillamos hasznosítása ugyanakkor nem csak energiatermelési, hanem energiahatékonysági kérdés is. Az olyan jövőbeli kötelezettségek miatt, amelyek szerint a közel nulla energiaigényűnek minősülő házak követelményeinek teljesítése már a közeljövőben kötelezővé válik, az aktív és passzív helyi vagy ház-közeli napenergia hasznosításokat már az energiahatékonyság körébe is lehet sorolni. Ez a fotovillamos rendszerek mérnöki tervezésénél új elvárásokat támaszt, hiszen a napelemes rendszer kialakításakor a tervezett éves energiatermelés éves energiafogyasztással való összhangját a tervezőnek gondos modellezéssel kell tudni garantálnia, és nem a minél nagyobb teljesítményű, annál kedvezőbb megtérülés szemlélet marad a kizárólagos szempont.

A Magyar Energia Hivatal 2010-es statisztikai évkönyvében még 5.135.452 db lakossági fogyasztó szerepelt, akik 11 136 GWh/a villamosenergia mennyiséget fogyasztottak az egyetemes szolgáltatás keretei között. A Villamosenergia-ipari társaságok 2016 évi adatai között viszont látható, hogy 6 év alatt a lakossági fogyasztóknak értékesített mennyiség 9 426,5 GWh/a-ra csökkent. A lakossági épületek technikai napelem potenciálja így a lakossági fogyasztás közel 25%-át tudná mindösszesen fedezni. Az intézményi és szolgáltatás (egyéb fogyasztók) 2010-es 4 035 GWh/év fogyasztása a 2004-es éves energiamérleg alapján 7 646 GWh/év-re emelkedett. Így az intézmények illetve szolgáltatási szektor épületeinek villamosenergia igényei közel 5%-ban lehetnek biztosíthatók a helyben (az adott épületen) fotovillamos rendszerű megtermelt villamos energiából Magyarországon. Ezek a feltárt potenciális értékek jelzik, hogy a lakóépületek, intézmények tetejére telepíthető fotovillamos rendszerek esetében adottak a korlátok és pontosan felmérhetők a racionális lehetőségek.

A fenti arányok jelzik továbbá, hogy a villamosenergia igény szempontjából önellátó lakóépületek tömeges elterjedése jelenleg technológiailag nem teljesíthető vízió. Ugyanakkor a napelemes rendszerek energiahatékonysági szempontból fontos szerepet töltenek majd be. Abban az esetben, ha 2020-ig csupán a lakossági összes villamosenergia igény közel 2%-át tekintenénk az épületre szerelt rendszerekkel kiaknázható gazdasági potenciálnak a potenciál 200 GWh/a körüli érték lehetne, amiből 2015-ig 73 GWh/a már teljesült (MEKH, 2016). A 0,7 PJ/a körüli érték így már elfogadható lehet, mint az épületre telepített fotovillamos energiatermelés rövid időtávon belül elérhető célértéke. Az épített környezetben hosszabb távon elérhető napelem technikai potenciál értékére az MTA vizsgálat eredményeire alapozva ma is el lehet fogadni a lakóépületek és intézmények beépítésével együttesen telepíthető 2 471 MW_p által termelhetőnek vélt 2 846 GWh/a értéket, ami 10,25 PJ/a-nek felel meg. A napelemek cellahatásfok javulására tekintettel azonban a lakó és intézményi épületeken létrehozható, jellemzően kisméretű elosztó hálózatokra kapcsolódó mikro erőművek hazai technikai potenciálja már többre, 3-3,2 TWh/év körüli értékre (közelítően 11 PJ/a) becsülhető, ami az ország teljes villamosenergia felhasználásának (2016-ban 40 016 GWh/a) közel 8%-át jelenti (IEA, 2017).

Az energiahatékonyság mindenkor alapkérdése a korszerűsítés mélysége. Minél nagyobb mélység elérése a cél, annál nagyobb a fejlesztések elvárt megtérülési ideje, és annál inkább racionális eleme egy épületenergetikai korszerűsítésnek a helyi fotovillamos rendszer telepítése. Aktuális eseti vizsgálatok eredménye lehet, hogy 30%, 50%, vagy nagyobb mélységű felújítási mélység esetén milyen feltételekkel válik gazdaságos eszközzé a fotovillamos rendszer kiépítése.

A célok kitűzésénél fontos rögzíteni, hogy a napenergia-hasznosítás a műszaki potenciál feltárhatósága mellett gazdasági és társadalmi oldalról csak olyan komplex vizsgálatokkal becsülhető, amely figyelembe veszi a klímapolitikai célkitűzéseket, a környezeti hatásokat, ugyanakkor magában foglalja az energiatermelés költségeit és hozadékát is (Farkas, 2010).

2.3. Az időjárásfüggő rendszerek integrálásának nehézségei

Az integrálási szint három fokozatát érdemes megkülönböztetni attól függően, hogy az időjárásfüggő (továbbiakban VRE) rendszerek által termelt nem autonóm villamosenergia a teljes (bruttó) villamosenergia fogyasztás mekkora százalékának felel meg. Ha ez az arány a jelenlegi magyarországi helyzethez hasonlóan alacsonyabb mértékű, azaz 2-3% alatti érték, az elfogadott

2. Szakirodalmi áttekintés

nemzetközi szakmai vélelmek szerint gyakorlatilag tényleges akadály nem jelentkezik. Második fokozatot jelent, amikor a VRE villamosenergia termelés aránya ennél magasabb, de 5-10%-nál alacsonyabb érték. Ekkor néhány alapelv érvényesítése mellett a rendszerek integrációja komolyabb ráfordítás illetve átalakítás nélkül kezelhető. A három fő, a további bővítés lehetőségét is biztosító alapelv a következő (Hodge et al., 2012 és Müller et al., 2014):

1. El kell kerülni az úgynevezett „hot spot”-ok kialakulását. A területileg kontrolálatlan létesítési lehetőségek olyan koncentrált telepítéseket eredményeznek, amelyek mellett a VRE rendszereket meghatározó változékonyság és bizonytalanság koncentráltan terheli a hálózati rendszereket. Ez a VRE rendszerek további növelésének komoly akadálya lehet.
2. A VRE rendszerek által termelt villamosenergia korlátlan átvétele komoly nehézségeket okoz. Biztosítani szükséges annak a lehetőségét, hogy a VRE rendszerek, amikor szükséges, kötelezően részt vegyenek a hálózati rendszerszabályozásban, viszont átlátható és tiszta feltételek mellett. A rendszerszabályozásban való részvétel-elvárás azonban nem keverendő össze a piaci szempontú korlátozással, például az alaperőművek zsinórtermelésének piacellenes védelmével.
3. Szükséges feltétel, hogy az átviteli illetve elosztó hálózati rendszerirányítók saját meteorológiai előrejelzési rendszert építsenek ki és működtessenek, Szélenergia esetében lehetőleg 2, de maximum 5-6 órával az adott időpontot megelőzően volna szükséges előrejelzéseket készíteni, míg napenergia esetében hosszabb időtartam is megengedett.

A 10%-nál nagyobb VRE részesedés célul tűzése mély, összetett, átfogó változtatásokat és jelentős hálózati fejlesztéseket jelent. Az, hogy mi a maximális elérhető részarány alapvetően függ a rendszer többi eleme által meghatározott rugalmasságtól. Azonban még a rugalmatlanabb hálózati rendszer esetében is elérhetőnek tartott a 25%-os VRE részarány. Ez Magyarország esetében is releváns cél lehetne, azzal együtt is, hogy a nemzeti energiastratégia az erősen centralizált villamos energia rendszer fenntartását célozza. A rugalmasabb viszonyok esetén (amire Németország is törekszik) a 45%-os részarány is vállalható célnak tartott érték.

A fejlett, stabil, kis növekedési potenciállal rendelkező rendszerek esetében az időjárásfüggő erőművek arányának növekedésénél meghatározó rendszerszintű akadály az úgynevezett „utilization effect”. Ennek hatása, hogy a menetrendtartásra szabályozható erőművek nagy részét továbbra is üzemben szükséges tartani az energiatartam diagram kicsúcsosodó megváltoztatása miatt, miközben ezek kihasználási óraszámában jelentősen csökken (Müller et al., 2014). Így még az alaperőművek is időnként arra kényszerülhetnek, hogy menetrendtartó erőműként üzemeljenek illetve rendszerszintű szolgáltatást vállaljanak, ami műszaki és üzleti alkalmazkodóképességet igényel. Ezért a már kialakult stabil villamosenergia ellátó rendszerek esetében az erőművi mixben lehetőleg az alaperőművek arányának csökkentésére és ugyanakkor a rugalmas, menetrendadásra, csúcsüzemi üzemeltetésre, kiegyensúlyozásra képes erőművek növelésére javasolt törekedni. A spanyol, német angol, ír, svéd, dán és portugál rendszerirányítói tapasztalatok illetve fejlesztési programok alapján az Nemzetközi Energia Ügynökség (IEA) vonatkozó tanulmánya 3 fejlesztési pillérét határozza meg az integrációnak (Hodge et al., 2012):

1. A villamosenergia hálózati rendszer kiegyensúlyozását segítő, rendszer-barát VRE rendszerek telepítése;
2. A rendszerszabályozási gyakorlat, szemléletmód és a villamosenergia szabadpiaci lehetőségek tudatos fejlesztése, célirányos alakítása;
3. A hálózat rugalmasságának növelése.

Egy elkészített IEA modell (Müller et al., 2014) esetében egy hagyományos fosszilis erőműi portfólióból ellátott rendszerre a 86-94 USD/MWh fajlagos villamosenergia költség a jellemző (ha ebből 16-20 USD/MWh a fosszilis energiatermelés CO₂ emisszió költsége). Míg 45%-os VRE energiatermelési arány elérése esetében 97-119 USD/MWh olyan fajlagos villamosenergia költség modellezhető, amely tartalmazza az integrálás összes hálózati (fejlesztés, üzemelés) terheit is. Ez alapvetően a fenti három pillér minőségének, hatékonyságának illetve a kibocsátott CO₂ beárazásának a függvénye.

A nemzetközi modellezési eredmények azt sugallják, hogy 5-15%-os rendszerfejlesztési költségnövekedés mellett a magas (20-25%-os) VRE arány akár a magas nukleáris energia arány megtartása mellett is biztosítható 10-20 éven belül (akár Magyarországon is). Nem kizárt viszont, hogy a szükséges fejlesztések elmaradása esetén a most megtakarított rendszerfejlesztési költségek 5-10-év múlva jelentősebb mértékű villamosenergia áremelkedést okoznak (a villamosenergia piaci árát ugyanis jellemzően nem az alaperőművek önköltsége határozza meg, hanem sokkal inkább a legdrágább, de az igények kielégítéséhez még szükséges változó költségű erőmű piaci ára). A szükséges szabályozói feladatok elsősorban elosztói szinten jelentkeznek, de az átviteli hálózatra is kihatnak (Volk, 2013). Az elosztó hálózat üzemeltetése nem csak passzív feladat, hanem aktív tevékenység, amelyben az információcsere és együttműködés kulcskérdés. Az átviteli hálózati rendszerirányító (TSO) és az elosztó hálózati rendszerirányító (DSO) közötti kapcsolat és információátadás javítása, erősítése szintén szükséges feltétele a rendszerintegrációs képesség növelésének.

További korlátot jelenthetnek a szinkronüzemű és az aszinkron üzemű generátorok együttműködésének szabályozás oldali korlátai. A VRE rendszerek aszinkron generátorok. Egy Írországra lefolytatott modellvizsgálat szerint (EIRGRID/SONI, 2010), az aszinkron üzemű generátorok maximum 50%-os részt adhatnak jelenleg a szigetország hálózatában (ide tartoznak a szél és a naperőművek, valamint a DC interkonnektor). Mindezekre tekintettel olyan fejlesztési programot készítettek, mely alapján ez az arány elméletileg 70%-ra is növelhető lenne, de ez a korlát nem küszöbölhető ki teljesen.

A „PV Parity” nevű EU finanszírozott nemzetközi projekt az EU-ban 480 GW napelem telepítés 2030-ra történő kiépítését modellezte (PV Parity, 2013). Az átviteli hálózati költségek a modell szerint 0,5 EUR/MWh-tól 2,8 EUR/MWh-ig nőhetnek. Viszont az elosztó hálózati fejlesztés igények miatt további 9 EUR/MWh többletköltség várható illetve szükséges. Ez azt sejteti, hogy a növekvő számú időjárásfüggő erőművek integráláshoz szükséges hazai hálózatfejlesztési költségek legalább 3 Ft/kWh körüli értékre becsülhetők átlagosan a mai deviza árfolyamviszonyok mellett. Mindazonáltal az IEA GIVAR III. (The Grid Integration on Variable Renewables) projekt szerint (Elzinga, D., 2013), ha az átlagos lakossági napelemek telepítése 2,5 kW/háztartás teljesítmény körül maradna, akkor 1 USD/MWh többletköltség is elegendő lenne a szükséges elosztó hálózati fejlesztésekre. viszont ha ez 4 kW/háztartásra nő, akkor 9 USD/MWh-ra van szükség. Ennek oka, hogy 2,5 kW teljesítmény átlagosan csupán 60%-át fedezi egy háztartás éves fogyasztásnak, míg 4 kW teljesítmény jellemzően már 100%-át. Ezek szerint a 4 kW/háztartás egy szakirodalomban már rögzített határszám, illetve megállapítható, hogy ha olyan kis teljesítményű rendszerek épülnének csupán, amelyek nem táplálnak a hálózatba (Pálffy Miklós által Magyarországon bevezetett fogalom szerint kvázi autonóm rendszerek, IMNTP, 2009) az elosztó hálózati többletköltségek elhanyagolhatók lennének.

2. Szakirodalmi áttekintés

Bár az értékelések gyakran együtt kezelik a szél és a naperőműveket, mint időjárás függő rendszereket, azért a meghatározó különbségekre is fontos felhívni a figyelmet, melyeket a szakirodalom részletesen tárgyal (Nicolosi, 2012, Müller et al., 2014 és Hirth, 2015).

Magyarországon ma a lakossági napelemes rendszerek jellemzően 3,5 kW_p névleges teljesítményűek, míg intézmények, társasházak esetén a 10-15 kW_p névleges teljesítményű rendszerek kezdtek elterjedni. Az ország egy nagy ívű fejlődési szakaszba lépett, ezért a jogszabályalkotóknak nagy a felelősségük olyan szabályozói rendszer kialakításában, amelyek összességében biztosítják a minél nagyobb megújuló energia használatot és megelőzik az elosztói rendszerköltségek növekedésének elszabadulását.

2.4. A háztartási méretű fotovillamos rendszerek integrációs kérdései

Németországban közel 1 millió kisteljesítményű, hazai fogalmak szerint háztartási méretű kiserőmű dolgozik kiefeszültségű elosztó hálózatra. A fejlesztések és telepítések az elosztó hálózatok szerepének, funkciójának és elvárható tulajdonságainak átgondolását tették és teszik szükségessé. A szakmai anyagok felhívják a figyelmet arra, hogy a napelemes rendszerek bővülésének igényét, már a hálózati tervezési szakaszában is figyelembe kell venni. Míg korábban a csúcsfogyasztás igényeire méretezték a rendszereket, ma már a fotovillamos rendszerek figyelembevételével, a fogyasztási és termelési igények együttes kielégítésére törekedve ajánlott a szükséges fejlesztéseket már a tervezési fázisban megalapozni.

A rendszer-barát fotovillamos rendszerek létrehozása iránti esetleges elvárások ugyanakkor nehezen fogadtathatók el társadalmi, környezetvédelmi szervezetekkel, hiszen vagy drágítják az egyes rendszereket, vagy csökkentik a helyi adottságok szerinti villamosenergia termelés lehetőségét. A napelemek ideális elhelyezésétől eltérő tájolásának vizsgálatával keleti és nyugati irányba 15-15 fokkal az ideális helyzettől elforgatott helyzetű, összességében ezért éves viszonylatban 20%-kal kevesebb villamosenergia előállítására képes összehangolt rendszertelepítés hatását vizsgálták (Troester és Schmidt, 2012). Ebben az esetben megfigyelhető volt, hogy egy nehezen kezelhető és az elosztóhálózat aktuális fogyasztási szintjét gyakran meghaladó napi csúcsterhelés helyett elcsúszott haranggörbék keletkeztek, amelyek 9-13 óra között közel egyenletes (kvázi zsinóráram) villamosenergia termelést biztosítottak a fogyasztási hely közvetlen közelében. További megfigyelt kedvező hatás volt, hogy a hálózatra adott teljesítmény reggeli felfutásának illetve délutáni csökkenésének intenzitása jelentősen mérséklődött. Összességében az egyes napelemek kisebb éves átlagteljesítményét ellensúlyozza, hogy az elosztó hálózati rendszerhez nagyobb számban csatlakoztathatók napelemes rendszerek. Ez a nagyobb befogadóképesség növeli az integrálható megújuló energia mennyiségét.

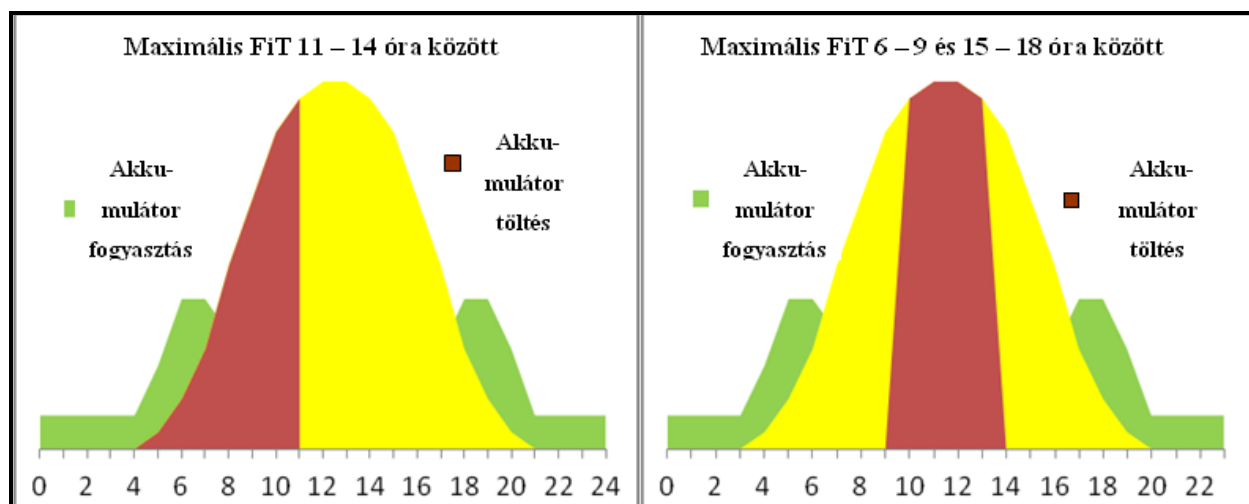
Ez a példa is mutatja, hogy a közös érdekek, a közjó erősítése, a saját egyedi villamosenergia termelési lehetőségek visszafogását teszik racionálissá, mert összességében a valóban hasznosítható fotovillamos villamosenergia termelés megnövelhető. A jövedelemorientált egyéni érdekek érvényesülése esetén bezáródási (lock in) hatás következhet be, azaz a napenergiából előállított villamosenergia termelés gyors felfutását a további rendszerek befogadásához szükséges költséges fejlesztési igények miatt a „bezáródás” szakasza követheti.

A PV Grid nemzetközi kutatási program a kisméretű napelemes rendszerek által okozott hálózati problémák feltárását és megoldási javaslatok összefoglalását vállalta (PV GRID, 2014). A konzorcium feltárta azokat a fő technológiai lehetőségeket, amelyekkel a kiefeszültségű elosztó

hálózaton a hálózati operátor vagy a villamosenergia-termelő külön-külön vagy együttesen egymással együttműködve biztosíthatják a nagyobb mértékű integrációt. Az ajánlott PV-GRID megoldásokat négy fő csoportba tudom osztani a fogyasztással le nem fedett villamosenergia termelés kezelése szempontjából:

1. Hagyományos feszültség szabályozó eszközökkel a többlettermelést a rendszer hővé, hálózati illetve átalakítási veszteséggé alakítja. A hálózatra adott és akár szaldóelszámolással támogatott villamosenergia jelentős része így csak a hálózati veszteséget növeli.
2. A többlettermelés megszüntetése érdekében a fotovillamos rendszereket hosszabb-rövidebb időszakokra lekapcsolják a hálózatról, annak ellenére, hogy a rendszerek jellemzően akkor rendelkeznek a legmagasabb villamosenergia termelő képességgel.
3. Energiatárolók alkalmazásával elraktározzák a termelt többletenergiát. Ez akár a villamosenergia termelőknél, akár a hálózati operátornál is telepíthető megoldás. A tárolási veszteség viszont ekkor is csökkenti a hasznosított villamosenergia nagyságát.
4. Elosztó hálózati megerősítéssel, a transzformátorok fejlesztésével, átalakításával lehetővé tehető az áram utak megfordítása. A kisméretű közép- és nagyfeszültségűre feltranszformálás a költséges beruházási igény mellett viszont további átalakítási energiaveszteséggel jár és a decentralizált ellátást támogató filozófia feladását jelenti.

A kisméretű elosztóhálózatra csatlakozó fotovillamos mini erőművek rendszerbarát jellege a túltermelési problémák megelőzését szolgálja. Egy megfelelően kialakított időzónás átvételi támogatási rendszerrel (FiT) például ösztönözhető a fotovillamos rendszer tulajdonosok arra, hogy kisebb, akár csak 1-2 órás energiatermelésre méretezett helyi akkumulátor telepítése mellett a rendszer hálózatbarát módon üzemeljen. A 2.8. ábra a Fraunhofer Institute vizsgálata szerint (Mateo et al., 2014), ha a nyári időszakban 9-15 óra között minimális vagy zéró átvételi árat alkalmaznának, akkor a csúcsterheléssel 40%-kal csökkenthető a hálózati csúcsterhelés (power peak), és 66%-kal több az integrálható PV rendszerek száma.



2.8. ábra: Támogatás politikák és tárolási stratégiák hatása egy napelemes rendszer adott napi teljesítményváltozása mellett

A villamosenergia tárolás hagyományos technológiai megoldásai az akkumulátoros megoldások. A tárolás lehetőségeinek mérlegelése során meghatározó szempont a töltési ciklusokban kifejezett élettartam és a tárolással elérhető energiasűrűség. A legelterjedtebb műszaki megoldásokat a 2.5. táblázatban szemléltetem (MacKay, 2009). A hagyományos tárolási megoldások mellett egyre inkább elérhetővé válnak továbbá az úgynevezett 'power-to-gas'

2. Szakirodalmi áttekintés

megoldások, amikor a változékonysággal termelt villamosenergia egy részét tárolható, energetikailag hasznosítható gázzá, például hidrogénné vagy metánná alakítják.

2.5. táblázat: Akkumulátor típusok és főbb jellemzői

Típus megnevezés	Energia sűrűség [Wh/kg]	Élettartam [ciklusszám db]
nikkel – kadmium	45-80	1500
NiMH	60-120	300-500
ólom savas	30-50	200-300
lítium ionos	110-160	300-500
lítium ion - polimer	100-130	300-500
újratölthető alkáli	80	50

Az időszakok szerint változó átvételi energia díjak a rendszerszinten optimális dőlésszögek és tájolások kialakítását segíthetik elő (Rhodes et al., 2014). Egy a villamosenergia piaci modell átalakítására az igényt és a lehetőségeket összefoglaló tanulmány (Wassermann et al., 2015) is megállapítja az új, „közbülső szereplő” szükségességét. Többféle modellt vázolnak fel arra, hogy mi lehet ez a közbülső szereplő. Így új települési közműszolgáltató (aggregátor), új internacionális közműszolgáltató, „zöld” villamosenergia szolgáltató vagy energiapiaci kereskedő is közbülső szereplővé válhat (Edelenbos, 2015).

Az aggregátor saját kifizetésű körzetére (transzformátor körzetében) egyszerre végezhet kiegyensúlyozó és kereskedelmi tevékenységet. Rendszerszintű szolgáltatásokkal is megjelenhet e közbülső szereplő a nagykereskedelmi piacon, sőt akár az energiatőzsdén is, de vételi oldalon szövetkezeti típusú közös fogyasztói csoport irányítójaként szervezheti is a hálózati villamosenergia beszerzését.

Az aggregátor rendszer kialakítására hazai kezdeményezés a Bükk-térségi LEADER egyesület fejlesztési programja, melynek 1 Falu 1 MW program első ütemeként (Nagy és Kádárné, 2014) 24 db 3-5 kW_p/db névleges teljesítményű fotovillamos mini erőmű, 1 db 1,7 kW névleges teljesítményű szélgenerátor, és 5 db 5-15 kW névleges teljesítményű növényolajos kapcsoltan termelő mikro generátor jött létre. A második ütemben tervezett Makrovirka Központ már egy aggregátor típusú szolgáltatás gyakorlati megvalósítását célozza.

2.5. A fotovillamos energiatermelés előre jelezhetősége

Az előző pontban felvázolt integrálhatósági lehetőségek kezelésének egyik kulcseleme az energiatermelés előre jelezhetősége.

2.5.1. Az előrejelzés tudományos alapjai

A már megfelelőnek tartott szabályozási, kiegyensúlyozási tevékenységeknél szükségesnek vélt feltétel, hogy az energiatermelés rövid távú előrejelzésének relatív hiba értéke 10% alatt legyen (Wu and Xia, 2015). Az előrejelzés megbízhatósága és a megbízható előrejelzés feltételeinek kialakítása a napelemes erőművek hálózati integrációja szempontjából meghatározó kulcstényezőnek tekinthető (Lorenz and Heinemann, 2012). A megbízható hálózatüzemeltetés különböző időhorizontú előrejelzéseket tesz szükségessé (Kostylev and Pavloski, 2011). A tipikus előrejelzési feladatokat abból a megközelítésből, hogy miért és mikor szükségesek az előrejelzések, a következőkben összesítem:

1. az erőmű tervezéséhez, létesítési paramétereinek optimalizálásához, a hálózati hatások felméréséhez, költség-haszon elemzéshez, alternatívák értékelésének vizsgálatához teljes életciklust átfogó előrejelzési feladatokhoz;
2. 15 perces mérlegkörü menetrendadáshoz a villamosenergia-kereskedő illetve mérlegkör felelős részére;
3. rövid idővel az adott menetrendi periódust megelőzően a menetrend pontosságának javításához a mérlegkör felelős költséghatékonyságának érdekében;
4. a 15 perces menetrend vége előtt néhány perccel nagy pontosságú előrejelzés az adott időszakra vonatkozóan a fogyasztásoldali válaszingedések megvalósíthatósága érdekében;
5. perces vagy akár rövidebb időszakra szolgáló előrejelzések az elosztó hálózati operátók kiegyensúlyozási tevékenységének segítésére.

Az előrejelzési módszerekhez a lehető legpontosabban kell ismerni a várható meteorológiai, földrajzi és egyéb, a termelhető energiaátalakítások hatásfokát meghatározó jellemzőket. A lokalitásból eredő eltérések meghatározása a különböző vizsgálatok hosszú távú mérési adatai alapján történhet, mely a jellemzően adott földrajzi szélességi fokon, a jellemző időjárás szerinti klímátípuson (például kontinentális), a városias és vidéki környezet eltérő viszonyainak vizsgálatán alapulhat. Az előrejelzés kialakult klasszikus kulcsterületei: a sugárzási viszonyok alakulása, a fotovillamos rendszerek hatásfokát meghatározó meteorológiai paraméterek előrejelzése illetve a fotovillamos rendszerek hatásfokának fizikai alapú elemzése. A fizikai alapú elemzések és modellezések mellett ugyanakkor napjainkban már az előrejelzést sztohisztikus folyamatként leíró (Kaplani és Kaplanis, 2012, Fernandes-Peruchena et al, 2015, Scolari, 2015) és más numerikus megközelítésű modellek is meghatározó szerepet töltenek be.

A nappálya által meghatározott periodicitás határozza meg alapvetően a hasznosítható napenergia mennyiségét és adja meg az előre jelezhetőség kereteit. A Föld 365,26 nap alatt kerüli meg a Napot a földpályán. A földpálya síkja az úgynevezett ekliptika. A Föld forgástengelye az ekliptikára nem merőleges, így az egyenlítői sík és a Föld-Nap egyenes között az év során változó szög, az úgynevezett deklináció (δ) figyelhető meg.

A napéjegyenlőség idején teljesül, hogy a $\delta=0$, míg a két szélsőérték $+23,45^\circ$ illetve $-23,45^\circ$ az északi és déli napforduló idején fordul elő. Ekkor a ráktérítő, illetve a baktérítő vonalán teljesül az, hogy a Nap eléri a zenitét. A Nap helyzetét a Földközéppontú, úgynevezett lokocentrikus világkép alapján írjuk le. A szemléletmód által meghatározott szögek jó táppontot nyújtanak a nap mozgásával és a fényviszonyokkal kapcsolatos méretezésekhez, például a napelemek elhelyezésénél különösen fontos beárnyékolás elkerülésének a megállapításánál. A meghatározó szögek a következők (Szokolay, 1996):

- napmagasság (altitude vagy solar zenith angle) jele: α_s . A napmagasság a nap iránya és a vízszintesnek vett földfelszín közötti szöget jelöli.
- irányyszög (azimuth) jele: ϕ_s , legáltalánosabban az északi irány és a nap irány közötti szöget jelöli. Így a nap déli helyzetében értéke 180° , míg a pont keletre lévő nap esetén értéke 90° . Az irányyszög építészeti megközelítésével ellentétesen az energetikai modellezésénél viszont rendszerint az azimuth értéke déli helyzetben 0° , keleti helyzet esetében -180° , nyugati helyzetben $+180^\circ$ (Goss, B. el al, 2014).

2. Szakirodalmi áttekintés

- zenit szög (zenith) jele: Θ_z . A zenit szög a napmagasság kiegészítő szöge, azaz a nap iránya és a függőleges közötti szög.

$$\Theta_z = 90^\circ - \alpha_s. \quad (2.1)$$

- óra szög (hour angle) jele: ϖ

$$\varpi = 15 \times (t [\text{óra}] - 12). \quad (2.2)$$

ahol $t := 1 \dots 24$. Az óraszög jellemzi a nap irányát egy választott időpontban a délkörhöz viszonyítva. Értéke délelőtt negatív, délután pozitív, délben 0° . (a Föld óránkénti szögelfordulása 15°). Értéke 9 órakor: $\varpi = 15 \times (9-12) = -45^\circ$; Más források szerint az értéke 0-órakor 0° és éjfélre éri el a 360° -ot (Farkas, 2003).

- a földrajzi szélességi kör (latitude) jele: ϕ_{lat} .

A napmagasság és az irányszög helyzete a deklináció és a szélességi kör ismeretében minden óra szöggel jellemezhető időpontra előre számítható. A napmagasság és az irányszög ismeretében minden dőlésszögű (β) sík esetében minden időpontra meghatározható a direkt sugárzás beesési szöge, más szóval az inklináció (i).

$$\cos i = \sin \alpha_s + \cos \beta + \cos \alpha_s + \sin \beta + \cos \varpi. \quad (2.3)$$

ahol i a napmagasság a deklináció, az óraszög és a földrajzi szélesség függvényében az alábbiak szerint adódik:

$$\sin \alpha_s = \sin \delta \sin \phi_{lat} + \cos \delta \cos \phi_{lat} \cos \varpi. \quad (2.4)$$

Az év egy tetszőleges napjára a deklináció az alábbi összefüggéssel számítható:

$$\sin \delta = -\cos [2\pi (n+1) / 365] \sin 23,45^\circ. \quad (2.5)$$

A fentiekből a napkelte és napnyugta ideje is pontosan meghatározható:

a napkelte időpontja:

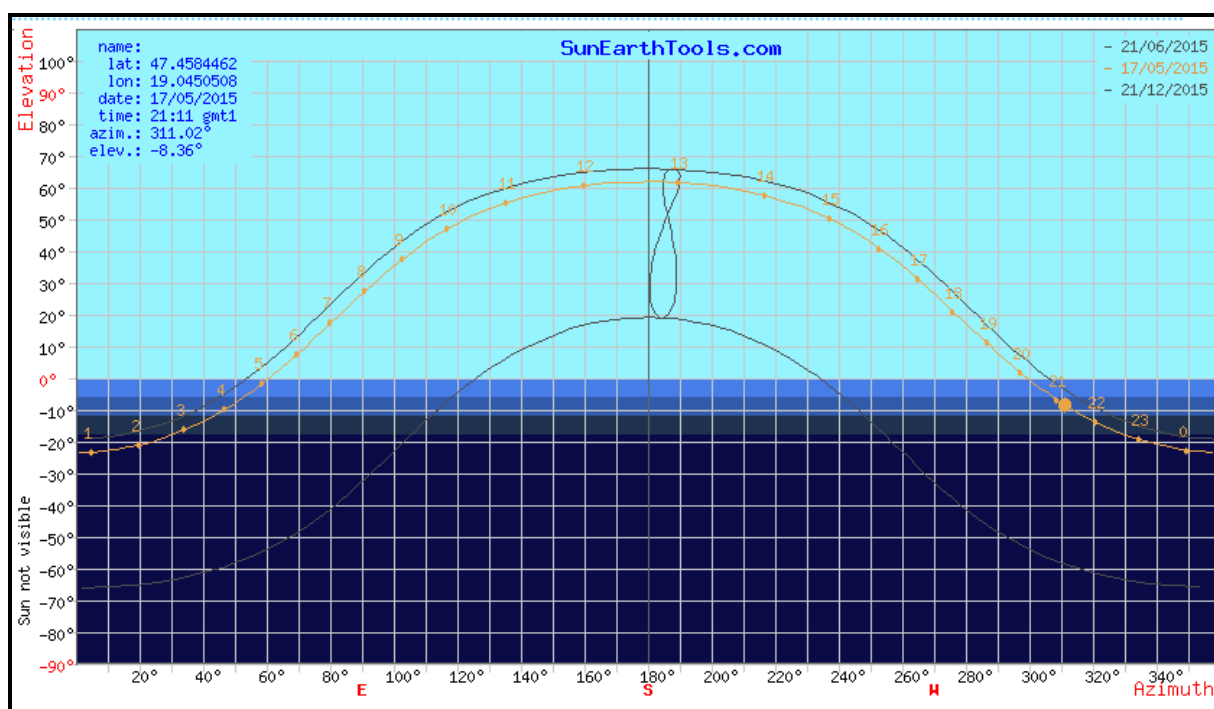
$$\text{SRT} = 12 - (\arccos (-\tan \delta \times \tan \phi_{lat}) / 15). \quad (2.6)$$

a napnyugta időpontja:

$$\text{SST} = 12 + (\arccos (-\tan \delta \times \tan \phi_{lat}) / 15). \quad (2.7)$$

A Nap folyamatosan változó helyzete a nappálya diagram (sun-path diagram) segítségével ábrázolható. Az ingyen elérhető több alkalmazás közül a SunEarthTools programot emelném ki, mellyel a Föld bármely pontjára, bármely napra előállítható a nappálya.

A 2.9. ábra szemlélteti a Kalotaszeg utcabeli budapesti mérési helyszínre vonatkozó nappálya diagramot a napmagasság és irányszög megadásával. A diagram egy aktuális napi pálya mellett a legnagyobb illetve legkisebb napmagassághoz tartozó nappálya-diagramokat is ábrázolja.



2.9. ábra: Nappálya diagram, Budapest, Kalotaszeg utca.
(http://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php, 2015.07.25.)

A földfelszín elérő sugárzás részben direkt, közvetlen sugárzás, részben szórt sugárzás. A sugárzások közötti arány az év során jelentősen változik, ugyanis míg télen a szórt sugárzás csaknem teljes mértékben meghatározó, tiszta nyári napokon a direkt sugárzás aránya 70-80%-ot is elér. A légkör nem csak a beérkező sugár intenzitását, de spektrumát is befolyásolja. Az infravörös tartományban jellemzően a vízgőz és a szén-dioxid okoz jelentős elnyelődést, míg az alacsony hullámhosszú, nagy intenzitású sugaraktól (ultraibolya sugárzástól) alapvetően a légkör ózontartalma, az ózonpajzs nyújt védelmet.

A légkör hatásának jellemzésére az optikai légréteg (AM, Air Mass) fogalom a használatos (Farkas, 2003). Az AM_0 érték a légkörön kívüli napsugárzást, míg az AM_1 érték a tiszta időben, merőlegesen a tengerszintű felszínre beérkező napsugárzást jelöli. A nem derékszögben érkező sugárzás jelölésére az $AM[1/\cos\alpha]$ kifejezés használatos, ahol α a beeső fénysugár és a függőleges által bezárt szöget jelöli. A napelemeknél a szabványos minősítési teszt (Standard test condition) beállítási értékei közé az 1000 W/m^2 intenzitású függőleges besugárzás, és a 25°C hőmérséklet mellett a fény spektrumának az $AM_{1,5}$ értéke is előírt (IEC 60904 és DIN EN 6909). A beesési szög és a fény spektruma a fizikai modellek jellemző alapparaméterei. Egy fotovillamos rendszer által termelt villamosenergia mennyiségét az alábbi ismert összefüggéssel fejezik ki a hatásos globálisugárzás ismertében (Earthscan, 2008):

$$E_0 = I_{a,\beta} \times \eta_M \times A_{PV} \quad (2.8.)$$

Tehát a villamosenergia termelés a napelem síkjára merőleges hatásos közvetlen (direkt) és szórt (diffúz) napsugárzás fajlagos értékének, a rendszer hatásfokának és a hatásos felületnek a szorzata. Az fizikai alapú programokkal elérhető modellszámítások így részben a sugárzási értékek, részben a rendszer hatásfok értékeinek fizikai alapú meghatározására szolgálnak.

Habár a napelemek elhelyezésének optimális dőlésszöge a földrajzi szélesség függvényében (Kaushika and Rai, 2006) is meghatározható, a fotovillamos rendszer energiatermelésének

2. Szakirodalmi áttekintés

fizikai alapú meghatározásához a sugárzási és hőmérsékleti viszonyokat, az ezektől is függő jellemző napelem hatásfokokat, a rendszerre jellemző egyéb veszteségeit, illetve a napelem mező nagyságát, helyzetét kell ismerni. A jelenlegi ismeretek szerint bármely nap bármely időpontjában egyszerű közelítéssel számítható a globálsugárzás legvalószínűbb értéke a napkelte és napnyugta időpontjának ismeretében, feltéve, hogy ismerjük az aznapi globálsugárzás maximumát (Sinóros-Szabó, 2007):

$$G(t) = G_{gm}(N_{nap}) \times \sin(t - [5,63 + 1,9 \times \cos(N_{day} + 15 \times \frac{180}{12,17 + 1,9(\sin\{N_{day} - 75\} - \cos\{N_{day} - 75\})}] (2.9)$$

A $G_{gm}(N_{nap})$ napi maximális globálsugárzás intenzitás sztohisztikus meghatározására jellemzően havi átlagos globálsugárzás értékekből, Gauss-féle normál elosztást feltételezve, a nyári napforduló globálsugárzást maximális értéknek tekintve készítene becslést.

Az átlagos cellahatásfok fizikai alapú modellezésénél a globálsugárzás értékének becslése szintén nem nélkülözhető. Az átlagos cellahatásfok meghatározására szolgáló összefüggés (Tian et al., 2007):

$$\eta_m = \eta_r (1 - \beta(T_C - T_a) - \beta(T_a - T_m) - \beta(T_m - T_r) + \gamma \log_{10} I). \quad (2.10)$$

ahol β egy hőmérsékleti együttható, I intenzitási együttható. Az egyenletben a logaritmikus tag az alábbi módon határozható meg:

$$(\log_{10} I) = 0,64 - 0,732 K_T, \quad (2.11)$$

ahol

$$K_T = \frac{B}{B_0 \times \cos \alpha_s}. \quad (2.12)$$

A napsütéses órák alatti átlaghőmérséklet és a havi középhőmérséklet különbségére alkalmazott közelítés szerint:

$$(T_a - T_m) \approx 3^\circ C. \quad (2.13)$$

A cella hatásfok számításával, a hőmérsékleti adatok elemzésével minden jellemző időszakra meghatározható egy átlagos cellahatásfok érték az aktuális globálsugárzás adatok ismeretében. A várható energiatermelési értékek a fenti módszerek alapján meghatározhatók.

A jobb elemző programok által alkalmazott számítások a diffúz és a direkt sugárzás változó arányával számolnak, ahol a diffúz sugárzás meghatározására a napmagasság és légnyomás adatok felvételével következtetnek. A Szent István Egyetem korábbi fejlesztése viszont jól hasznosítható más megközelítést alkalmaz. A kidolgozott SZIE numerikus modell alapvetően a derült időszak esetén határozza meg a várható direkt sugárzás maximális értékeit, melynek köszönhetően, minden perces és órás adatra jó közelítés számolható ((Farkas, 1999 és Farkas, 2006):

$$\hat{I}(\tau) = \begin{cases} I_m \cos[\beta(\tau - \tau_0)] \exp[-\frac{(\tau - \tau_0)}{\tau_h}]^2, & \text{if } |\tau - \tau_0| \leq t \\ 0, & \text{if } |\tau - \tau_0| > t \end{cases}, \quad (2.14)$$

ahol

$$\beta = 2\pi / 4\tau_h = \pi / 2\tau_h. \quad (2.15)$$

A felszint elérő napsugárzás napi intenzitásának változásának leírására itt egy koszinuszos és másodrendű exponenciális függvények kombinációjából álló közelítő függvényt fejlesztettek ki, ahol a maximális eltérések 36 illetve 33 W/m² között adódtak a mért és a számított értékek között. A függvényhez a meghatározó változó bemenő értéket a napi várható maximális sugárzási intenzitás érték adja. A maximális sugárzási értéket másodrendű polinomos kombinációval becsült közelítés adja meg:

$$\hat{I}_m = [c_1 N_{nap}^2 + c_2 N_{nap} + c_3] \exp\left[-\left[\frac{N_{nap} - c_4}{182,5}\right]^2\right], \quad (2.16)$$

ahol

$$\hat{t}_h = c_5 N_{nap}^2 + c_6 N_{nap} + c_7, \quad (2.17)$$

valamint

$$\hat{t}_0 = c_8. \quad (2.18)$$

A c változó értékei eltérőek a jellemzően borult vagy derült nap állapotától függően. A meghatározott numerikus értékek derült nap esetén:

$$\begin{array}{llll} c_1 = -0,007084 & c_2 = 3,7375 & c_3 = 216,8 & c_4 = 134,0 \\ c_5 = -0,0001319 & c_6 = 0,04587 & c_7 = 3,657 & c_8 = 11,50. \end{array}$$

A borultabb időszakra jellemző eltérő sugárzási viszonyok illetve a diffúz sugárzás arányának megnövekedése a modellben hibaként jelentkeznek. A matematikai közelítés és a valós mért értékek közötti eltérés az intenzitás maximum meghatározásánál csak néhány esetben érte el a 30-40 W/m² értéket, az eltérés általában 10-25 W/m² között volt. A megfelelően kidolgozott közelítő függvényekkel, napi meteorológiai előrejelzésekre támaszkodva az óránkénti beeső sugárzás mértékei tehát elfogadhatóan kicsi hibahatárral előre jelezhetők. A hatásos globálsugárzást a fentiek szerint a (2.19) egyenlet határozza meg:

$$G_{PV}(t) = F_G \times I_g(t). \quad (2.19)$$

A fizikai alapú napelemek-generátor modellek háromszintű modellrendszerből történő felépítésére (cella, modul, generátor) hazai szakirodalom jó összefoglalást nyújt (Hunyár, 2002). A generátor hatékonysága az egyenirányítótól is függ. Az inverter meghatározó jellemzője az átalakítás hatásfoka, mely értéke (2.20) egyenlet szerint számolható (Mellit et al., 2007):

$$\eta_{in} = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{ac} I_{ac} \cos(\vartheta)}{V_{dc} I_{dc}}. \quad (2.20)$$

A különböző típusú és teljesítményű rendszerekre vonatkozó előrejelzések összevetéséhez és tudományos értékű eredmények kialakításához az egyik alkalmas mutatószám az ekvivalens csúcskihasználási óraszám (Sharma és Tiwari, 2011), mely egy adott időpontra jellemző teljesítményjellegű csúcskihasználás értéket jelent. Az energetikában a csúcskihasználási óraszám, jellemzően óra/év dimenzióval szerepel, és azt jelenti, hogy a névleges illetve maximális teljesítmény melletti folyamatos üzemelés esetén, milyen hosszú időszakra lenne szükség ahhoz, hogy az egy év alatt ténylegesen megtermelt energiát a rendszer előállítsa. A csúcskihasználási óraszám így időtartamhoz kötődő, időszak alatti energiatermeléshez tartozó fogalom. Az ekvivalens csúcskihasználási óraszám viszont egy adott pillanat energiatermelő

2. Szakirodalmi áttekintés

képességét jellemzi, dimenziója önmagában az óra vagy kWh/kW. Jelentése, hogy ha a rendszer működését egy adott pillanatban egy adott ekvivalens csúcskihasználási óraszám jellemzi, akkor egy év alatt azonos elképzelt folyamatos teljesítmény mellett, ugyanakkora óra/év termelési érték adódna csúcskihasználási óraszámnak. Egy adott fotovillamos rendszer méretezésénél az ekvivalens csúcskihasználási óraszám a (2.21) egyenlet szerint definiált:

$$h_{ekv}(t) = \frac{\zeta_{real}(t)}{G_p}. \quad (2.21)$$

Az ekvivalens csúcskihasználási óraszámok értékei olyan viszonyítási pontot jelentnek, melyek egy-egy rövid időszakra vonatkozóan az egyes rendszerek névleges teljesítményének ismeretében meghatározhatók.

2.5.2. Az előrejelzési módszerek gyakorlati alkalmazásai

Az aktuális időjárási viszonyok meteorológiai vizsgálattal általában már néhány nappal előre meghatározhatók. A jellemzően derült illetve borult égbolt járulékos hatásának figyelembevétele olyan kétváltozatú modellek létrehozását teszik lehetővé, amelyek már-már elfogadható pontossággal képesek előre meghatározni a megtermelhető villamos energiát. Ennek köszönhetően a napenergia közvetlen hasznosítása az időjárás függőség ellenére is viszonylag jól prognosztizálható, de bizonytalanságtól nem mentes érték, ahol a változékonyság karakterisztikusnak tekinthető. A legegyszerűbb előrejelzés az intuitív módszer, amely tapasztalatokon és helyismereteken alapul. Tapasztalati és mérési adatok az elemzésekhez több évre visszamenőlegesen állnak rendelkezésre. A mai gyakorlat elsősorban a tipikus meteorológiai év sokparaméteresen meghatározott jellemzőire épít. Az így kapott tervezési értékek a hosszú távú élettartamot tekintve, összességében jó megközelítést adhatnak, viszont egy-egy adott évet tekintve jelentős eltérések lehetnek. További hátrány, hogy a múltbeli adatsorokkal dolgozva a globális és lokális környezeti változások hatásai nem épülnek be a számításokba. Ennek kezeléséhez további paraméterek nyomon követése, tendenciák felvázolása is szükséges. Ezek tesztelése azonban gyakorlatilag nem megoldható. Egy az arab térségre előállított tipikus meteorológiai év elkészítésénél például 18 paraméter hosszú idősoros adataira támaszkodtak. A meghatározott átlagértékek és ezek tendenciáin alapuló vizsgálat során külön tipikus fotovillamos energiatermelési értékeket állítottak elő az év egyes időszakaira külön-külön a polikristályos és a CdTe modulok esetére (Tuomiranta and Ghedina, 2015).

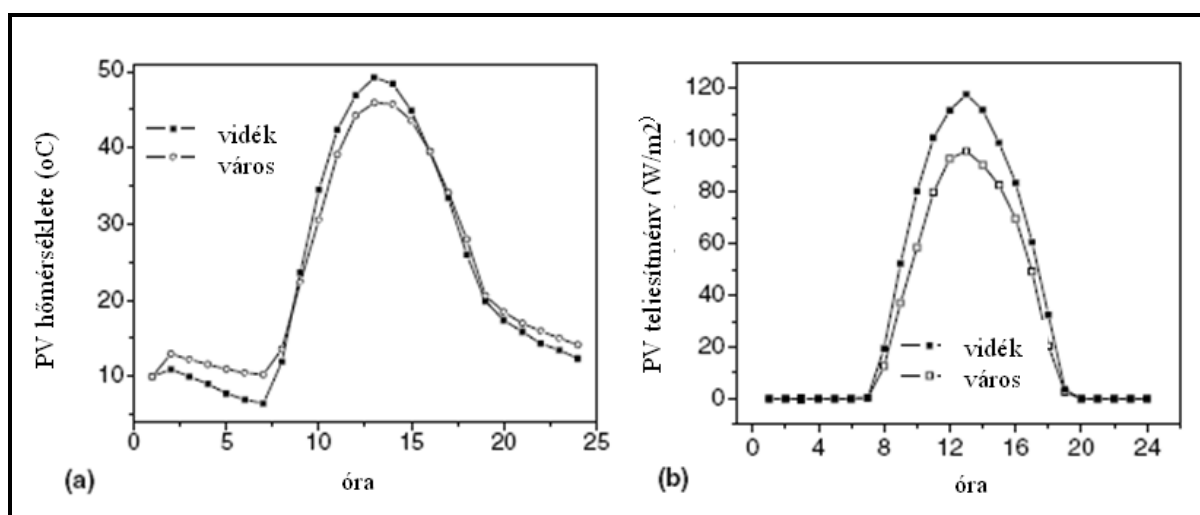
A neurális hálózatok módszerénél gyakori probléma az elemzések, illetve a paraméterek lokalitása, azaz eltérő együtthatók írják le a méretezési görbéket. Gyakran éppen azokon a helyeken nincsenek elérhető adatok, ahol a rendszerek megvalósítására az igény jelentkezik. Ez különösen az autonóm rendszerek méretezésénél okoz nehézségeket. A kutatások egyik iránya az újabb és módosított, variált, kiegészített algoritmusok használatával igyekszik pontosabb eredményt adni, illetve a bemenő paraméterek pontatlanságára kevésbé érzékeny megközelítéseket kidolgozni, vagy a szoftver tanulási folyamatát felgyorsítani, a hibalehetőségeket csökkenteni. Számos olyan éghajlati meteorológiai, időbeli és földrajzi paraméter létezik, mint a hőmérséklet, a relatív páratartalom, a szélesebbesség, a napfénytartam (SSD), az év adott napja, a szélességi kör, a hosszúsági kör vagy akár a magasság, amelyek hatással vannak a globálsugárzás modellezhető értékeire. Egy friss mesterséges neurális hálós

előrejelzés a globálsugárzás előrejelzésére a fenti paraméterek ismert és várható értékein alapul. (Al-Alili and Hussain, 2015).

Egy valós idejű komplex szabályozás modellezésénél, a napelemmel, szélgenerátorral és akkumulátor teleppel és elektromos autóval ellátott háztartás energetikai rendszerének optimális irányítását kellett megoldani óránként változó hálózati tarifák és rögzített teljesítmény korlátok között. A napelem előrejelzésére előző napi meteorológiai adatok és az átlagos körülmények között várható villamosenergia termelési adataira neurális hálós programozással készítették folyamatos teljesítmény előrejelzést, melynek a fotovillamos rendszer névleges teljesítményéhez mért pontossága az esetek 80%-ban 9% alatt maradt, amit már kielégítőnek minősítettek [Wu et al, 2016]. Egy olyan új előrejelzési módszernek, aminek a kidolgozása a kutatásom egyik célja, tehát ennél kell nagyobb megbízhatóságot elérnie ahhoz, hogy versenyképes lehessen.

A városi és a vidéki eltérő környezetre történő (főként a városi környezetben a magasabb léghőmérséklet, a nagyobb szmog, a kisebb szélsebességek) eltérő viszonyokat teremtenek. Egy 2007-ben publikált vizsgálat szerint ezek a különbségek a 2.10. ábrán szemléltetett eltéréseket okozzák a napelemek fajlagos teljesítményében (Tian, 2007). Az ábrán látható, hogy a tisztább levegő és a szélnek való nagyobb fokú kitettség alacsonyabb cellahőmérsékleteket okoz, ami így megnöveli a napelemek teljesítményeit.

A rendszer elemeinek fizikai alapú leírásán alapuló, már komolyabb informatikai háttérrel is igénylő módszerek a kilencvenes években terjedtek el. A tapasztalatok alapján a várt értékekhez képest azonban gyakran ezek a módszerek sem bizonyultak eléggé megbízhatónak. A méretezési eljárások legújabb generációját a numerikus módszerek és köztük is az adaptív mesterséges neurális hálózatokon (ANN) alapuló szimulációs technikák jelentik. A numerikus szimulációra alkalmazott szoftver háttérrel leggyakrabban a Pspice, a Matlab Simulink illetve a Labview. biztosítja.



2.10. ábra: Márciusi átlagos jellemző adatok városi és vidéki környezetre

A jellemző különféle méretezési típusokat áttekintve 7,14-9,1% közötti átlagos relatív hibákat tapasztaltak (Mellit, 2007) úgy, hogy a legmegbízhatóbb a fizikai és numerikus módszerekre együttesen építő hibrid módszer bizonyult. A fizikai alapú modellezési eredményeket, például egyszerűsített elemzésből előállított tipikus meteorológiai év adatait első közelítésként kezelve

2. Szakirodalmi áttekintés

és ezt a vizsgálat egyik bemenő paramétereként alkalmazva egyre több vegyes megoldás alkalmazására találni példát. Ilyenkor az elemzéseknél jellemzően a földrajzi elhelyezkedés által meghatározott Föld-nap geometria alapján várható adatok és az időjárási paraméterek által aktuálisan meghatározott dinamikus hatások együttesen adják a modell output adatait. Erre példa egy a Leeds Egyetemhez köthető kutatás, mely során a viszonylag könnyen és olcsón hozzáférhető óránkénti átlagos meteorológiai adatokra (szél sebessége, felhő magasság és légköri nyomás) építve 1 perces bontású idősort állítottak elő a globálsugárzás mennyiségére. A vizsgálat során előállított adatok értékelésénél 97,5%-os megbízhatósági szintet alkalmaztak (Bright et al., 2015).

A kutatások másik iránya a fentiekkel összhangban a lokalitás kérdéskörének megoldására irányul, azaz a lokális paraméterek változásának hatásait vizsgálják (például az 1981-ben bevezetett K_T index megadásával) a méretezési görbeseregre (Bird and Huldstrom, 1981). A derült idő, standard viszonyoknak való megfelelés, illetve az elméleti legkedvezőbb helyzet a tisztasági indexszel meghatározható. A K_T tisztasági index a napállandó és a fajlagos hatásos sugárzás közötti viszonyt jellemzi, meghatározásának módját a (2.12)-es egyenlet már bemutatta. Egy napenergiával besugárzott terület vonatkozásában viszont egy újabb meghatározás szerint (Bilionis et al., 2014) a tisztasági index a terület helyzetétől (szélességi és a hosszúsági körétől) és az időponttól függően is modellezhető és mérhető mennyiség (2.22) egyenlettel:

$$C_T(\phi_{lat}, \lambda_{lon}, \tau) = \frac{G(\phi_{lat}, \lambda_{lon}, \tau)}{I_{g0}(\phi_{lat}, \lambda_{lon}, \tau)}. \quad (2.22)$$

A módszerhez kapcsolódó időközönként ismételt monitoring vizsgálatok során a tisztasági indexet megállapítva egy olyan idősorozat nyerhető, amelyeket felhasználva a következő időszakokra alkalmas becslés készíthető (data driven determination). A rövidebb időtartamra vonatkozó előrejelzések kialakítására az igény legelőször a nagyobb fotovillamos erőművi rendszerek esetében jelentkezett. A nagyobb területi kiterjedésű erőművek esetében a felhővonulás és annak hatása az intenzitásváltozásokra jól nyomon követhető. Egy terület besugárzottsága megbecsülhető a sugárzási profilok mozgó átlagával (spatial smoothing effect) (Longhetto et al., 1989). A mozgó átlag jellegű vizsgálatoknál az időkeretre az olyan időszak a meghatározó, ami alatt egy felhő aktuálisan keresztülhalad a fotovillamos erőműrendszer területe fölött (sebességfüggőség). Tehát az, hogy mennyi időre lehet területre átlagolt sugárzási viszonyokra előrejelzést tenni a terület nagyságától és a felhőmozgás aktuális sebességétől függ.

A naperőmű változékonysága és bizonytalansága külön-külön definiálható összetett problémát jelent. A bizonytalanság csökkentésére alkalmas a 25 sugárzás mérő szenzort tartalmazó, nagyteljesítményű (30 MW) naperőmű esetére kifejlesztett Wavelet Variability Model módszere (Dyreson et al., 2014). Az egyes szenzorok által egyedileg mért kiegyensúlyozatlanság az egész mezőre kiterjesztve kevésbé érvényesül. A költséges megoldással rendszerint 2-5 perces időtartam alatt lehet az 5-300 MW közötti erőművekre ható átlagos sugárzási intenzitásra elfogadható pontossággal következtetni. A sugárzás intenzitás változékonyságára alapozva kifejlesztett más hasonló módszer szerint 15 szenzor is elegendő lehet 48 MW-os erőmű termelésének perces adatainak összegyűjtésén alapuló előrejelzésére. Az ilyen jellegű módszerek azonban az épületekre telepített kisebb rendszerek esetében is alkalmazhatók az együttesen várható villamosenergia termelés előrejelzésére (Lave et al., 2013). A több sugárzásmérő szenzor mérési adataira alapozott rövid időtartamú előrejelzéseket összevetve a 0,8-0,9 szenzor/MW sűrűség kezd általánossá válni (Dyreson et al., 2014).

Az előrejelzések pontossága javítható a csak földfelszíni mérésre alapozott vizsgálatokhoz képest, ha a földfelszíni sugárzási intenzitást mérő hálózat eredményeit kiegészítik műhold alapú felhőmozgás-figyelő rendszer adataiból képzett modellszámítással (Bilionis et al., 2014). A felhőmozgás vektorának intenzitása és iránya szerint képezett faktorok analízisével 30 perces előrejelzésre képes egy nagy erőművekre alkotott modell. A csak földre telepített mérőrendszerek esetén csak nagyon rövid időre lehet pontos előrejelzést készíteni, mivel a szélsőségek, a felhő mozgások intenzitása, esetleg iránya folyamatosan változik, az előrejelzés pontossága romlik. A csak műholdas felvételek alapján viszont a felhőzöttség mértékére, a felhők tömörségére, vagy a sugárzási viszonyok spektrális elosztására vonatkozó viszonyok meghatározhatatlanok. A bizonytalanság további forrása, hogy a kis felhők keletkezése, mozgása nem jelezhető előre. Jelenleg a leggyakoribb előrejelzési megoldások a műhold-alapú monitoring rendszerek. Egy ilyen rendszer esetében. 6500 darab PV mikro erőmű kumulált teljesítményére történő legjobb előrejelzés éves átlagos statisztikai hibája mindösszesen 8%-volt (Colantuono et al., 2014). Elosztó hálózati transzformátor körzetek esetében, ahol a rendszerek száma illetve a vonatkozó földrajzi terület ennél egyaránt kisebb nyilván nagyobb hibával kellene számolni.

Japán két szigetére vonatkozóan (Kyushu szigeten 52 db PV rendszer, míg Kanto régióban 62 db PV rendszer) egy nappal megelőzően elérhető meteorológiai adatok alapján készítették „day ahead” típusú menetrend előrejelzéseket és így átlagosan 86%-os pontosságot értek el. Modellezett eredményük alapján abban az esetben, ha 4,55 GW-ról 8,5 GW-ra nőne egy szigeten a fotovillamos rendszerek mennyisége a menetrendtartás pontosságát 83%-os pontossággal tudnák garantálni (Gari et al., 2015).

Összességében látható, hogy az előre jelzett átlagteljesítmények időjárás előrejelzésre alapozott menetrendi hibái alapvetően az vonatkozó időtartam hosszától (órás, 15 perce, esetleg rövidebb), illetve attól függenek, hogy mennyi idővel készül korábban. Az előrejelzési hiba mértéke a választott előrejelzési módszertől nagymértékben függ. Jelenleg nincs egyértelműen elfogadott, legjobb módszer. A hibák eloszlásai nem követik a normál elosztást, jellemzően paraméter nélküliek és a nagy eltérések elfordulása sem tekinthető jellemző gyakoriságúnak (ínfrequentált). Ellenben a nagyobb területekre kiterjedő összevont előrejelzések kisebb bizonytalansággal menetrendezhetők.

2.6. A fotovillamos energiatermelés közgazdasági értékelése

A GREEN-X egy olyan elemzési módszer, amely talán a leginkább alkalmas a villamosenergia fajlagos költségek élettartam szerinti, piaci viszonyok közötti értékelésre és így összehasonlíthatóvá teszi a különböző technológiákat. E módszert a Bécsi Műszaki Egyetem által vezetett konzorcium dolgozta ki azzal a céllal, hogy az eltérő jellegű és élettartamú technológiákkal termelt energia költségeinek meghatározására hiteles számítási rendszert alkosson. Az egyes technológiák értékelése projekt szemléletű vizsgálaton alapul, így az egyes típusberuházások, technológiák megvalósításának, üzemeltetésének és tökeköltségeinek összetett villamos energiatermelésre vonatkoztatott jellemző fajlagos költségeit meghatározva összehasonlíthatóvá, értékelhetővé teszi az egyes műszaki megoldásokat. A kutatás-fejlesztési program internetes elérhetősége: <http://www.green-x.at> (Huber, 2004).

2. Szakirodalmi áttekintés

A GREEN-X modell szerinti fajlagos összes villamosenergia költség az üzemelési költség és a tőkeköltségek arányos részeinek az összege. A fajlagos költséget a modell az energiatermelésre vetített változó költség valamint a projekt állandó költségének és az egy év alatt megtermelt energiamennyiség hányadosának az összege alapján számítja. A modell az állandó költségek között értékeli a dinamikus szemlélettel meghatározott beruházási költség fajlagos értékét is. A fajlagos termelési költségek meghatározása az alábbiak szerint történik hőértékesítés nélküli villamosenergia termelés esetén:

$$c_{EL} = c_V + \frac{F}{E_{VE}} = c_1 + c_2 + \frac{f}{h_{CS}} * 1000 + \frac{1000sCRF}{h_{CS}}. \quad (2.23)$$

A GREEN-X modellben alkalmazott 'capital recovery factor' (*CRF*) olyan speciális annuitás faktornak felel meg, ahol a belső kamatláb megegyezik a súlyozott átlagos tőkeköltségnek ('weighted average cost of capital'), amit a hazai terminológiában is *WACC*-nak jelölnek. A GREEN-X modell jelölésével a *CRF* faktor az alábbiak szerint írható fel.

$$CRF = \frac{z(1+z)^{PT}}{(1+z)^{PT} - 1}. \quad (2.24)$$

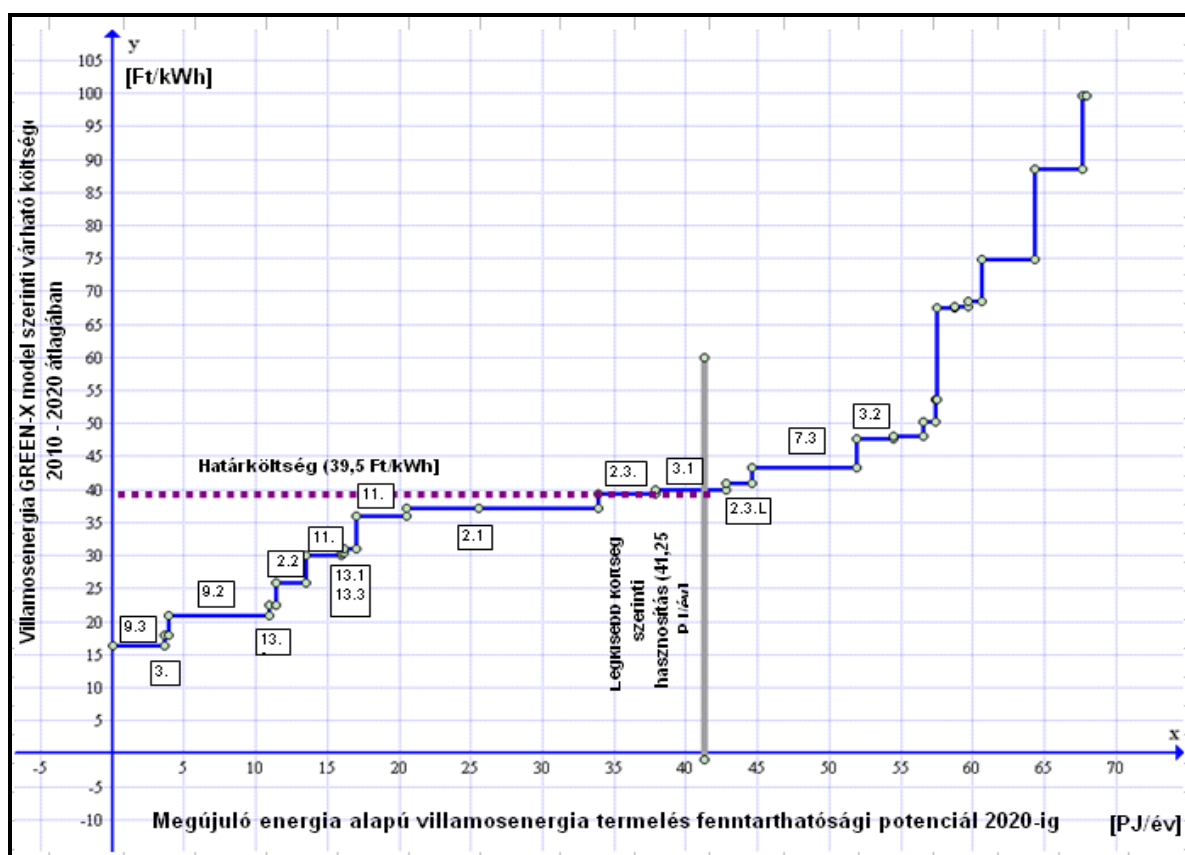
A *CRF*, tőkemegtérülés annuitás faktor jelentése tehát az, hogy a beruházási költséget ezzel az értékkel megszorozva megkapjuk azt az összeget, amit évente bevételként realizálnia kell a projektnek a beruházási költség elvárt időtartam alatti megtérüléséhez. Egy kötelező átvételi rendszer esetén igényelendő szükséges-elégséges támogatás mértéke meghatározható. Az eredeti egyenletet a maradványérték értékelésével egyedi módon kiegészítve a maximális támogatásra a következő képlet adódik:

$$FT_{\max} = b_{EL} + prt_{EL} = (c_V + \frac{1000f}{h_{CS}} + \left(1 - m \frac{h_{CS}}{1000*s}\right) \times \frac{1000sCRF}{h_{CS}}) - \left(\frac{B_{hő} + B_e}{E_{VE}}\right). \quad (2.25)$$

Egy kidolgozott műszaki-gazdasági értékelés alkalmas arra, hogy a különböző technológiákat sorrendbe helyezzük közvetlen pénzügyi alapon. A megújuló energiák potenciáljuk és GREEN-X szerinti költségük szerinti sorba rendezését szemlélteti a 2.11. ábra.

Az ábrán bemutatott sorrendiség önmagában nem alkalmas célérték optimalizálásra, hiszen így csak egy szempontú (költség szerinti) „extrém” változat állítható így elő. A Magyar Energia Hivatal megbízására kifejlesztett HUN-RES módszertan alapján ezért lényegiben más szempontok szerint (munkahelyteremtés, klímavédelmi hatás) is hasonló sorrendiség felállításával 3 extrém változat szerint értékeltem a megújuló energia technológiákat és e három változat numerikus kombinálásával előállított nagyszámú (közel 90 db) cselekvési terv változatot eredményindikátorok alapján értékelve állítottam elő a feltételek szerinti legkiegélítőbb legjobb 5 változatot a politikai döntéshozók számára.

A fentiek szerint megállapított energia költség és a valós piaci viszonyok között elérhető (például energia tőzsdén történő értékesítéssel) piaci ár között különbség alkalmas arra, hogy az egyes technológiák esetében jellemző támogatásszükségletek hitelesen meghatározhatók, illetve a nyújtott támogatások indokoltságai szükség esetén igazolhatók legyenek. Így a GREEN-X akár prémium rendszerű, akár tarifa jellegű támogatási formák esetén is alkalmazható.



2.11. ábra: Legkisebb költség szerinti technológiák kiválasztásának szemléltetése

2.7. Szakirodalmi áttekintés összefoglaló értékelése

A napelemmel történő villamosenergia termelés napjainkban zajló, korábban elképzelhetetlen mértékű növekedését szemléltettem. A technológia a jövő fenntartható energiaellátásának meghatározó elemévé vált. A tudományos élet és a mérnök társadalom számos komplex kihívással szembesül. Látható, hogy átgondolt és komplex fejlesztés szükséges ahhoz, hogy a fotovillamos energiahasznosítás minél nagyobb penetrációval és hasznossággal történjen.

A fotovillamos rendszerek integrálása a nemzetközi kutatások fókuszpontja. Ezen belül az energiatermelés előre jelezhetősége olyan kiemelt kutatási terület, amelyek főbb irányait bemutattam. Az előrejelzések céljai bár eltérőek lehetnek és vannak már jó gyakorlatok, de nincs kialakult és egyértelműen elfogadott legjobb megoldás. Az épületintegrált illetve épületeken elhelyezett napelemes rendszerek rövid időszaki megbízható teljesítmény előrejelzése tekinthető a legkevésbé megoldottnak. Az igény az épületenergetikai prediktív szabályozási feladatokra már ma is megvan, azonban ennek a jelentősége növekszik és a fotovillamos rendszer költséghatékonyságának egyik alapvető feltételévé válhat a jövőben. A valóban megbízható rövid időtartamú teljesítmény előrejelzés hiánya így jelenleg akadályt jelent a technológia további fejlődése előtt. Megoldást találni erre aktuális kihívást jelentett számomra is.

A kisteljesítményű fotovillamos rendszerek fejlődési irányait tekintve erős az igény, hogy ezek helyi, virtuálisan összekapcsolt rendszerek részeivé válhassanak. Biztosítani szükséges viszont, hogy a helyi energiatermelők és fogyasztók szervezett közösségei a közös érdekek szerint szervezzék a piaci körülmények között költséghatékonnyá váló decentralizált energiatermelést, az energiaértékesítést és a centralizált rendszerekre is támaszkodó fogyasztást. A decentralizált energiafogyasztás és energiatermelés menetredezhető összhangjának biztosítása szükséges

2. Szakirodalmi áttekintés

feltétel, így a fotovillamos rendszerek menetrendi periódusokra vonatkozó, adott perióduson belüli átlagteljesítmény előrejelzésre is igény van. A kisteljesítményű fotovillamos rendszereknél azonban erre nincs a termelt energia értékét tekintve arányos költségű előrejelzési megoldás, így indokolt volt a kutatási feladataim között azt célként meghatároznom.

A települési szinten, elszórtan, különféle típusú és helyzetű napelemekből álló kisteljesítményű rendszerek együttes energiateljesítményének rövid időszaki előrejelzése tekinthető a legkevésbé megoldottnak. A nagy fotovillamos erőművek esetében beválni látszó előrejelzési megoldások az eltérő típusú, helyzetű és kivitelezésű napelemes rendszerek együttes teljesítményére nem költséghatékonyak, míg a megfizethető, közvetlen előrejelzési módszerek megbízhatósága nem kielégítő. Egy aggregátor feladatai közé tartozik ugyanakkor a fotovillamos rendszerek energiatermelésének előrejelzése, ehhez kapcsolódó időjárás figyelő szolgáltatások megrendelésével menetrendek kialakítása, tervezése. Szükség van ezért a rövid időtávú előrejelzési technikák innovációjára nem csak az egyedi rendszerek, hanem virtuális rendszercsoportok esetében is. Megoldandó tudományos feladatként azonosítottam ezért egy olyan megfizethető és elfogadhatóan pontos előrejelzési módszer kialakítását, amelyek alkalmas a fotovillamos virtuális csoportok együttes teljesítményének rövid idejű előrejelezhetőségére.

A fotovillamos rendszerek közüzemi hálózatba integrálhatósága korlátozott. Ez a korlát a hálózat befogadóképességének függvénye, azonban az is akadály, hogy jellemzően a rendszerszintű hasznosíthatósági szempontok figyelembevétele nélküli történik a napelemes rendszerek tervezése, létesítése és ezek a szempontok a rendszerek működtetésénél sem elvárások. A megtermelt, de nem hasznosítható villamosenergia tehát nem csak az autonóm rendszereknél értelmezhető, hanem minden fotovillamos rendszer esetében. Ez a kiterjesztett értelmezés és értékelés ma alapvetően hiányzik az ösztönző és szabályozó intézkedéseknél, ami rendszerszintű torzulásokat, és várhatóan általános, korlátozásokat is okoz még a működő rendszerek esetében is. A nemzetközi kutatások egy része már keresi az olyan jó példákat és megoldásokat melyekkel a minél nagyobb hálózatra termelés és a minél nagyobb fotovillamos technológiával előállított villamosenergia részarány elérhető, de a gyakorlatban igazolt piaci minták valójában még hiányoznak. Arra a következtetésre jutottam, hogy szükség van egy olyan értékelési, minősítési rendszer módszerszintű kifejlesztésére, ami segíti a rendszerszinten kedvező létesítési megoldásokat és elősegíti a decentralizált és centralizált rendszerek hatékony együttműködését.

A megújuló energiatermelésre irányuló célok és elképzelések már léteznek, de ezek jellemzően nem a társadalmi és környezeti előnyök és hátrányok objektív értékelésén alapszanak. Szükséges a klímavédelmi intézkedések multiplikatív hatásainak feltárása és ezek fejlesztési prioritásokban való figyelembevétele a globális, nemzeti és regionális döntések esetében egyaránt. Olyan hiteles és objektív fejlesztési célokra van szükség a megújuló energia hasznosítás területén, amely alkalmas a minél nagyobb egyetértés és összefogás megteremtésére, mert ez a fejlődés biztosításának kulcseleme. Ez motivált egy numerikus döntéstámogató rendszer kifejlesztésére.

A rövid időtartamú előrejelzés megoldatlansága, a virtuális fotovillamos erőművek költséghatékony előre jelezhetőségének a hiánya, a különféle napelemes telepítési megoldások komplex értékelhetőségének hiánya és a különböző megújuló technológiák társadalmi, gazdasági hatások szerinti objektív értékelhetősége valódi kihívást jelent a tudományos élet, a gazdaság megerősítése és a technológia iránt elkötelezett mérnöki társadalom számára. A fenti hiányok feltárása segített a dolgozat célkitűzésének pontosításában és a vállalt kutatási feladatok időszerezésének biztosításában.

3. ANYAG ÉS MÓDSZER

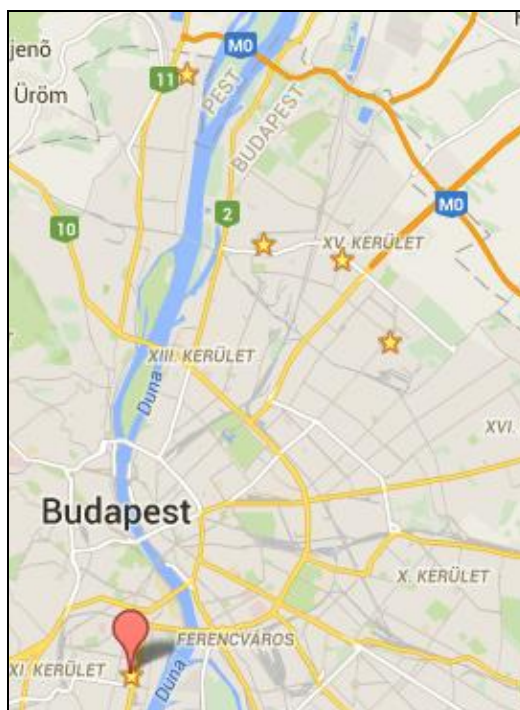
A fejezet célja a kutatási eredményeimet megalapozó kísérleti mérések, a vizsgálatba bevont rendszerek és főbb jellemzőik ismertetése, valamint a célok eléréséhez alkalmazott módszertani ismeretek összefoglalása. A kutatás eredményeként létrejövő és tesztelt előrejelzési és értékelési komplex módszerek a 4. Eredmények fejezetben kerülnek összességében ismertetésre, de az ezek kidolgozásánál alkalmazott meghatározó mérnöki-tudományos módszereket ebben a fejezetben ismertetem.

3.1. A vizsgálatok helyszínei

A kutatásom során lehetőséget kaptam, hogy a Budapesti Távhőszolgáltató Zrt. (Főtáv Zrt.) székhelyén létesülő napelemes rendszert, valamint a cég által lakótelepi házigyári lakóépületek tetején létrehozó rendszereket megismerjem és működésüket megfelelő mérési gyakoriságok mellett nyomon követhessem. A napelem hasznos kiadható teljesítményének rövid távú előre jelezhetőségéhez kapcsolódó kutatásaim ezekhez a mérésekhez kapcsolódnak. A vácrátóti napelemes rendszer tervezői koncepciójának kialakításában is részt vettem, ami így lehetővé tette, hogy a kutatási célokhoz illeszkedő elrendezésű rendszer jöjjön létre. Ebben a pontban a rendszerek telepítési helyeit ismertetem.

3.1.1. Főtáv napelemes rendszereinek telephelyei

A vizsgálatba bevont fotovillamos kiserőművek elhelyezkedését a 3.1. ábra szemlélteti.



3.1 ábra: Főtáv Zrt. kísérleti fotovillamos rendszerek helyszínei

A méréseket főként a Főtáv Zrt. Budapest Kalotaszeg utca 31. számú székhelyén a D épületre telepített fotovillamos rendszeren végeztem. A rendszer 6+2 inverteres erőmű, melynél minden egyes inverterhez 2-2 db string csatlakozik. Azonos tájolású és azonos dőlésszög mellett hat esetben 19 db illetve kettő esetben 18 db napelem energiatermelése tartozik egy-egy inverterhez. A FŐTÁV Zrt. ezeken kívül 4 lakótelepi panel épület tetején is rendelkezett a mérési időszakban

3. Anyag és módszer

más kisebb rendszerekkel, melyek elérhető adatai az elemzés során felhasználhatók voltak. A kisebb rendszerek a Hadriánusz u. 7., a Leibstück Mária u. 50., a Rákos út 10. és a Nyírpalota utca 13. cím alatt találhatóak. Az értékelés során a kiválasztott időszakban a kellő minőségű mérési adatok a Hadriánusz utcai illetve a Leibstück Mária utcai rendszerek esetében álltak rendelkezésre, így a Kalotaszeg utcai rendszer mellett még ezek mérési adataira támaszkodhattam. A fotovillamos rendszerek telephelyei egy 10 km-es sugarú körben helyezkednek el. A telephelyek között mért legnagyobb távolság 18 km.

3.1.2. Vácrátót botanikus kert látogatóközponti napelemes rendszer

A vácrátóti Magyar Tudományos Akadémia MTA ÖK Ökológiai és Botanikai Intézete a Norvég Finanszírozási Mechanizmus keretei között valósított meg egy komplex megújuló energetikai – energiahatékonysági beruházást (<http://www.geoterm-vacratot.hu>). A fejlesztés része volt egy új, passzív ház elvek szerint épülő látogató központ építése úgy, hogy az épület éves villamosenergia fogyasztásának 80-100%-át naperőmű rendszer állítsa elő. A rendszer tervkoncepciójának kialakítása jó lehetőséget teremtett, a rendszerbarát telepítési lehetőségek átgondolására illetve kísérleti modellezésére is. A megvalósuló rendszer tervezői koncepciójának kialakításával segítettem a rendszer megvalósulását. A látogatóközpont látványtervét a 3.2. ábra mutatja.



3.2. ábra: A vácrátóti MTA látogató központ látványterve

A vácrátóti rendszer összehasonlító értékelésére továbbá egy Szentendrén telepített, szabad hozzáférésű adatgyűjtési rendszerrel rendelkező napelemes rendszer adatait is felhasználtam.

3.1. A vizsgált rendszerek és jellemzőik

Ebben a pontban az előzőekben bemutatott rendszerek főbb műszaki adatait ismertetem.

3.2.1. Főtáv napelemes rendszerek jellemzői

A telephely (Budapest Kalotaszeg utca 31.) központi irodaépületének (úgynevezett D épületének) a tetejére 150 db 250 W_p névleges teljesítménnyel rendelkező napelem került telepítésre. A telepítés során 16 db stringet hoztak létre, melyek kettesével párhuzamosan kapcsolva 8 db inverteren keresztül kapcsolódnak a közüzemi hálózatra. Az inverter és a modul adatok

figyelembe vételével az 5 kW-os inverterekre 6 esetben egy 10 napelemből álló és egy 9 napelemből álló párhuzamos string csatlakozik, illetve 2 esetben két darab 9 napelemből álló string csatlakozik 3.1. táblázat szerint. Az inverteres mérési adatok alapján így 8 db függetlennek tekinthető rendszer esetében tudtam összehasonlító vizsgálatokat végezni. A telepítés főbb technológiai adatai a következők. Koordináták: Szélességi fok: 47,4584°, Hosszúsági fok: 19,0450°. A modulok típusai: AS-60P 250 W ECO polikristályos szilícium napelemek. Egy modul névleges teljesítménye 250 W_p. A telepített modulok száma: 150 db. A telepítés irányszöge (tájolás): +10,7 fok (DDNY) (térkép alapján saját méréssel megállapítva), dőlésszöge: 20 fok. Az inverterek száma 8 db. A névleges csatlakozási teljesítménye: 40 kW. A FŐTÁV fotovillamos rendszerek összehasonlító adatait a 3.2. táblázat foglalja össze.

3.1. táblázat: Kalotaszeg utcai naperőmű DC termelési adatai

	10-es string	9-es string
Minimum DC feszültség	259 V DC	233 V DC
Maximum DC feszültség	438 V DC	395 V DC
Tipikus DC feszültség (25C)	284 V DC	255 V DC
Maximum DC áram	8 A	8 A
Maximum DC rövidzár áram	8.5 A	8.5 A

3.2. táblázat: A Főtáv Zrt. üzemeltetett napelem rendszerei 2014-ben

Naperőművek	Kalotaszeg utca 31	Hadriánusz u. 7.	Leibstücker Mária u. 50.	Rákos út 10.	Nyírpalota utca 13
Szélességi fok	47,4582°	47,6037	47,5626	47,5589	47,5391
Hosszúsági fok	19,0461°	19,0651	19,0926	19,1211	19,1378
A szilícium polikristályos napelemek típusai	AS-60P 250 W ECO	ET SOLAR ET-P660240	ET SOLAR ET-P660240	Hymon 250W-60P	AS-60PR-240
A modulok névleges teljesítménye, W _p	250	240	240	250	240
A telepített napelemek száma, db	150	9	9	8	10
Irányszög, fok	+ 10,7 (DDNY)	0 (D)	0 (D)	0 (D)	0 (D)
Dőlésszög, fok	20	35	35	33,5	30
Inverterek száma, db	8	1	1	1	1
Stringek száma, db	15	1	1	1	1
Erőmű csatlakozási teljesítménye, kW	40	2	2	2	2

3.2.2. Vácrátót botanikus kert látogatóközponti napelemes rendszer jellemzői

A létrehozott rendszer érdekessége, hogy a létesítést több olyan körülmény befolyásolta, ami az ideálisnak tartott napelem elhelyezéstől eltérő módú és összetételű telepítést tett indokolttá:

1. A tetőfelület nagy részén zöld tető létesült, így csak egy keskeny, enyhe dőléssel rendelkező két tetőrész maradt az árnyékmentes beépítésre.

3. Anyag és módszer

2. A beépíthető tetők tájolása délkeleti illetve délnyugati irányultságú. A tetőre szerelt napelemek déli tájolása nem biztosítható.
3. A tetősíkból való kiemelés műszakilag megoldható lett volna, de a kapcsolódó tervezői modellezések szerint 30 fokos dőlésszög mindösszesen csak 2% többlet villamosenergia termelést tudott volna biztosítani. Ennek legfőbb oka az volt, hogy a DNY-i tájoltság mértéke jelentős, közel 70 fokos irányszögű, így a nappalok egy részében a tetősíkból kiemelt modulokat hátulról sütötte volna a nap, ezért a kedvezőbb dőlésszöggel elérhető nyereség nagyobb része elveszett volna.
4. A látogató központ két oldalról egybe épült a botanikus kert házhoz kapcsolódó üvegházaival. A DK-i tetőre tervezett két napelem sor alsó sorára ez különösen téli időszakban jelentős árnyékhatast gyakorol.

A bemutatott problémák mellett nem jellemző, hogy fotovillamos rendszer építésére kerül sor. A projekthez elért magas támogatási arány és a létesülő látogató központtól megkövetelt passzív épületelvárások viszont lehetővé tették a kutatáshoz kapcsolódó innovatív célú létesítést. A megvalósult összesen 7,75 kW_p névleges teljesítményű napelemes rendszer villamosenergia termelő képessége így bár elmarad egy rendszerint optimálisnak tartott telepítésű azonos névleges teljesítményű rendszer villamosenergia termelő képességétől, viszont összességében a közüzemi hálózathoz sokkal kevesebb problémát okozva csatlakozik, amivel elősegíti a hálózathoz csatlakoztatható megújuló energiatermelő rendszerek teljesítményének növelését.

A napelemes hálózatra tápláló rendszer 3 különálló összeállítás eredménye. Az egységekből kettő a délkeleti tetőfelületen, egy pedig a délnyugati tetőfelületen kapott helyet, így:

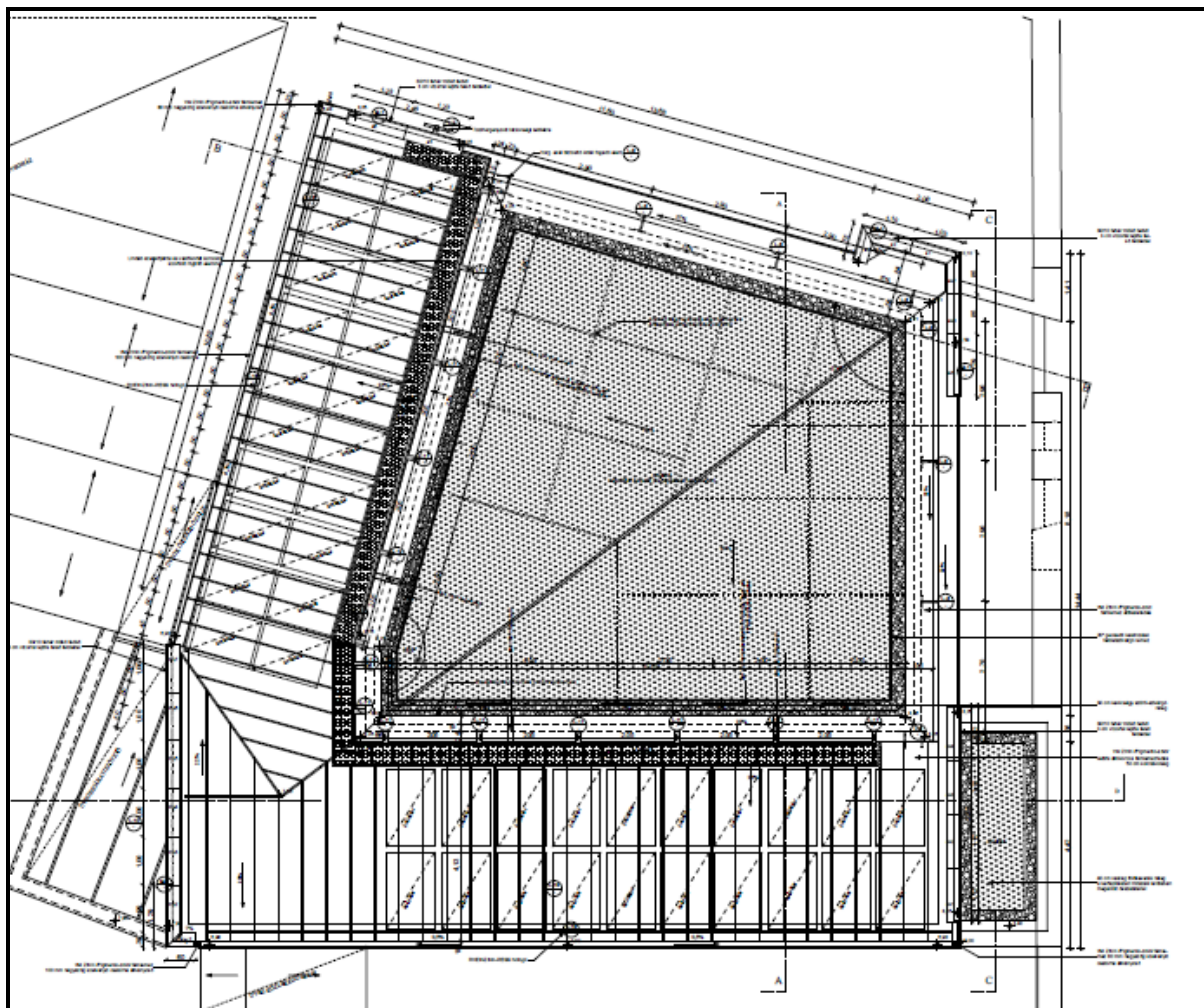
- I. a) D-K-i tető, felső sor, összesen 2 kW_p polikristályos napelem modul (200 W_p egységmodulokból),
- I. b) D-K-i tető, alsó sor, összesen 1 kW_p amorf napelem modul (100 W_p egységmodulokból),
- I. c) D-Ny-i tető, összesen 4 kW_p polikristályos napelem modul. (200 W_p egységmodulokból).

A létrejött rendszer a hálózati egyensúlyra való kihatás szempontjából a telepítéskori várakozásom szerint igazolható módon kedvezőbb egy hagyományos, az éves maximális energiatermelésre optimalizált rendszer változathoz képest. Ennek a „rendszerbarát stílusú” telepítésnek az okai a telepítés három fő sajátosságából erednek:

1. A PV mező egyszerre tartalmaz DK-i illetve DNY-i tájolással telepített napelemeket, így összességében a leadott teljesítmény napi lefutása eltér a hagyományos módon telepített rendszerek kumulálódó haranggörbétől, így egy adott kiefeszültségű hálózati hasznosítás szempontjából kedvező, hogy a napi teljesítmény csúcserőértéke kevésbé kiemelkedő (csúcslövágás).
2. A napelemek épületintegrált stílusban, az épületsíkból nem kiemelve épültek, így a villamosenergia termelés jelleggörbéje emiatt is eltér azon más rendszerekétől, mint amik a jellemző dőlésszögek szerint épültek. Összességében ez az eltérő jelleg szintén a csúcscsökkenések csökkentését segíti elő.
3. A rendszer nem csak a direkt sugárzást nagyobb hatásfokkal hasznosítani képes polikristályos modulokból épül fel, hanem a szórt sugárzásnál kedvezőbb, árnyékoló hatásra jelentősen kevésbé érzékeny amorf szilíciumos rendszer is része a mikro erőműnek.

Az integrálhatóság szempontjából kedvező hatás még tovább lett volna erősíthető, ha a homlokzaton vékony rétegű (vagy éppen organikus) napelem rendszer is megjelenhetett volna,

de árnyékmentesen csak az ÉK-i illetve ÉNY-i rész jöhetett volna számításba, aminek a homlokzati beépítését ésszerűtlennek tekintettük. A helyszín felülnézeti vázlatát a 3.3. ábrán mellékelem.



3.3. ábra: Tervezői felülnézeti vázlat
(zöldtető + a napelem rendszer létesítésére rendelkezésre álló terület)

Az összehasonlító vizsgálatoknál referencia rendszerként választott szentendrei rendszer 30 kW_p névleges teljesítményű SANYO gyártmányú napelemekből áll. A napelemek által termelt áramot 3db SMA 7000HV és 3db 2100TL inverter juttatja a hálózatra. A szentendrei Conference-center erőművét a www.sunnyportal.com nyilvánosan elérhető adatbázisból a vácrátóti rendszerhez, mint földrajzilag közeli telepítésű rendszert választottam összevetésre alkalmas rendszerként.

3.2. A vizsgálatok módszerei

Ebben a pontban a kutatásaim során felhasznált módszertani elemeket ismertetem. Ez a pont hat részből áll. Az első négy rész a fotovillamos rendszerek teljesítményének előre jelezhetőségével kapcsolatos kutatási eredményeimhez hasznosított módszertani alapokat ismerteti. Az ötödik rész a napelem rendszerek telepítésének értékelésére eredményként kidolgozott módszertan alapjait tartalmazza. A hatodik rész a megújuló energetikai technológiák azon költség-haszon szempontú értékelésének módszertani alapjait ismerteti, melyre a kapcsolódó eredményeimet építhettem.

3. Anyag és módszer

3.3.1. A várható időjárási körülmények szerinti teljesítmény

A háztartási méretű napelemes rendszerek várható teljesítményének közel valós idejű előrejelzése a komplex háztartási energia menedzsment rendszerekhez illetve okos hálózati rendszerekhez köthető prediktív szabályozási technikák számára szükséges. A prediktív előrejelzés itt vagy részletes adatgyűjtésen alapuló fizikai alapú módszerekre vagy a sztochasztikus folyamatokra épülő, meghatározóan numerikus modellezési technikákra építhetők. A háztartási méretű mikro rendszerek, vagy akár a néhány száz kilowattos kis rendszerek esetében jelentős költségű, piaci viszonyok között vállalhatatlan megoldás a fizikai alapú megközelítéshez szükséges széleskörű mérés, adatgyűjtés és valós idejű adatfeldolgozás kiépítése. A gyakorlatban így a sztochasztikus megközelítésű modellezéseknek van létjogosultsága. Fontos azonban visszautalni arra, hogy a fotovillamos energiatermelés változékonysága, ellentétben a szélenergiával, nem követ jól leírható elosztást. A normál vagy más eloszlásra épülő sztochasztikus modellezések így a több órás, vagy leginkább a napos, vagy még hosszabb időszakra vonatkozó átlagos előrejelzések esetén biztosítanak elfogadott pontosságú előrejelzést.

A szakirodalmi feldolgozás során korábban említett egy 2016-ban publikált kutatás szerint a neurális hálózatos modellezésre épülő prediktív szabályozás kialakítására van tapasztalat, melynek bemenő paraméterei az átlagos körülmények között várt (tapasztalt) villamosenergia termelés, valamint a hőmérsékleti viszonyok egy napos meteorológiai előrejelzési adatai.

A kutatásom során azonban nem a neurális hálós megközelítés mellett döntöttem, tekintve hogy egy folyamatosan változó okos hálózati rendszerben, vagy egy folyamatosan degradálódó napelem esetében is a neurális hálós megközelítés folyamatos korrigálásra, illetve rendszeres újra tanításokra szorul. Továbbá nem feltétlenül elegendő az átlagos hőmérséklet viszonyok ismerete, hiszen egy fotovillamos rendszer határfokát egyéb külső körülmények (pld. a fénysugárzás spektrális viszonyai, a felhők átmeneti árnyékoló hatásai, stb.) illetve az adott rendszer egyéb jellemzői is meghatározzák. Ezek pontos és ismétlődő felmérése nagy költségigényű a kis rendszerek esetében, elhanyagolásuk esetén viszont a szabályozás megbízhatósága gyengébb, sőt a megbízhatóság időben változó értékű is lehet

A fentiek miatt a napelemes előrejelzések során már elfogadott módon alkalmazott genetikus algoritmus módszerét alkalmaztam újszerű megközelítés mellett. A módszer elméleti alapjait John Holland 1975-ben dolgozta ki, de mint energetikai problémamegoldó eszköz csak 1989-ben került gyakorlati alkalmazásra egy disszertációban gázszállítási folyamatok szabályozására. A genetikus algoritmus megközelítés alkalmazásának a főbb előnyei a következők (Haupt, 2004, Sharma and Siddhartha, 2012):

- a. Nem csak diszkrétén változó értékek esetében alkalmazható;
- b. Nem igényel analitikus összefüggésekből származtatott derivatív információkat;
- c. Egyidejűleg széles tartományban lehet optimalizációs feladatokat végezni, így alkalmas a lokális minimum értékek elkerülésére;
- d. Nagyszámú változók kezelésére alkalmas;
- e. A módszer kompatibilis a numerikusan generált adatok, a tapasztalati adatok és az fizikai alapú modellezési funkciók komplex alkalmazásával;
- f. Nem csak egy megoldást ad, hanem az egyes lehetséges megoldásokat valószínűség alapon képes értékelni.

A genetikus algoritmus megközelítés a genetikai populációkra vonatkozó megfigyelt szabályszerűségek matematikai alkalmazását jelenti. Ezek szerint egy kiinduló helyzet elemzésével a megfigyelhető adottságok ismeretében a valószínűségi tér minden egyes lehetséges pontjára egy adott valószínűségi érték határozható meg. A napelem teljesítmény előrejelzésénél így egy fizikailag és technikailag pontosan behatárolt és definiálható lehetőségek adott halmazán belül meghatározható a legnagyobb valószínűséggel rendelkező érték.

Az eredmények fejezetben bemutatott új módszertani megközelítés alapfelgondolása, hogy a közelmúlt tapasztalati (mért mintavételezési időszak) értékei alapján, a mért teljesítmény értékek kódolásával a kódolt értékek minimum és maximális értéktartománya alapján a valószínűségi tér meghatározható. Hirtelen megjelenő extrém időjárási változásokra való esély így elhanyagolt akkor, ha a mintavételi időszakban nem történt hasonló extrém változás. Viszont a hosszabb mintavételezési időszak egy határon túl bár növeli a valószínűségi tér meghatározásának teljességét, de rontja az előrejelzés pontosságát. A lehatárolást követően a kódolt értékek alapján azok eloszlását feltételezve és tesztelve határoztam meg a legvalószínűbb teljesítmény értéket, de ezen kívül értelemszerűen a leszűkített valószínűségi téren belül minden egyes ponthoz egy valószínűségi érték is illeszthető, ha szükséges.

A mintavételi időszakban a teljesítményérték kódolását illetve az előre jelzett időpontokban a dekódolást az egy-egy adott pillanatban tipikusan várható és a mért értékek közötti eltérések alapján végeztem. A kutatásom során kidolgozott előrejelzési módszertan meghatározó részét képezi tehát a napelem várható tipikus teljesítményértékeinek az előrejelzése. Ennek meghatározására ismert és viszonylag kevés információ alapján alkalmazható összefüggéseket és ingyen elérhető adatokat alkalmaztam. Az eredményként kapott, az év minden egyes percére meghatározott várható értékek meghatározása így reprodukálhatók más rendszerek esetében is. Ebben a pontban a tipikus teljesítménykészlet meghatározására alkalmazott módszert ismertetem részleteiben.

A fizikai modell felépítése során célom volt, hogy a tipikus teljesítményérték a kísérleti időszak minden egyes mért percére meg határozható legyen. A számításokhoz szükséges napgeometriai adatok: napkelte időpontja, napnyugta időpontja a vizsgált napra és helyre vonatkoztatva, valamint az óraszög, napmagasság és az irányszög (azimuth) perces értékeinek meghatározása. A fenti értékek közvetlenül számolhatók a korábban bemutatott egyenletekkel, de ezt számos ingyenesen elérhető szoftver is biztosítja GPS koordináták megadása esetén. Ezek közül az elemzéshez a Sunearthtools szoftvert használtam a fenti adatok meghatározásához (<http://www.sunearthtools.com/>) az óraszög kivételével, melyet közvetlenül számoltam. Az óraszög meghatározásánál illetve a program alkalmazásánál is figyelemmel kellett lenni a nyári időszámításra, amely miatt a számolt napgeometriai hatások 1 órás elcsúszással jelentkeztek. A számítás a következő továbbiakban részletezett főbb lépésekből tevődik össze:

- a. Egységnyi vízszintes felületre érkező globálsugárzás perces intenzitás értékeinek meghatározása;
- b. Direkt sugárzás és diffúz sugárzás várható arányának meghatározása;
- c. Direkt sugárzás hatásos komponensének meghatározása a napelem orientációja és dőlésszöge ismeretében;
- d. A várható cellahatásfok és egyéb veszteségek felmérésével a várható perces átlagos teljesítmények modellezése;
- e. Az adott teljesítmények várható értékeit kifejező ekvivalens óraszám perces értékeinek meghatározása.

3. Anyag és módszer

a) Globálsugárzás perces intenzitás értékeinek meghatározása

Bármely időpontban a légkör hatását figyelmen kívül hagyva a (3.1) egyenlet alapján az I_0 napállandó, a zenit szög (a nap és a horizont között aktuálisan bezárt szög) és az adott nap (éven belüli sorszám) ismeretében meghatározható a vízszintes felületre érkező napsugárzás (globálsugárzás) mennyisége (Bartha, 2009).

$$I_{g0}(t) = I_0 \left(1 + 0,033 \cos\left(\frac{360d_n}{365}\right)\right) \cos \Theta_z(t). \quad (3.1)$$

A fenti egyenlet április 1-re például a következőképpen írható fel a napmagasság (2.4) egyenlet szerint meghatározható ismeretében (3.2) a egyenlettel.

$$I_{g0}(t) = 1353 \frac{W}{m^2} \left(1 + 0,033 \cos\left(\frac{360 \times 91}{365}\right)\right) \cos(90^\circ - \alpha_s(t)). \quad (3.2)$$

Egy négyzetméterre időegység alatt jutó teljes napsugárzás energiamennyiség az adott napra jellemző napfénytartam és a csillagászatilag lehetséges adott napi legnagyobb napfénytartam (N_0) hányadosával az Angström - Dobosi formula (Szász G., 1997) alapján számolható a (3.3) egyenlet szerint.

$$I_g(d_n, t) = I_{g0}(d_n, t) \times \left(0,28 + 0,72 \frac{N(d_n)}{N_0(d_n)}\right). \quad (3.3)$$

A napsütéses órák jellemző tapasztalati értékének $N(d_n)$ megállapításához a Wetteronline (www.wetteronline.de) nyilvánosan elérhető adatbázisát használtam, ahol több Budapestre vonatkozó havi szintű átlagos meteorológiai adat is kereshető évekre visszamenőlegesen. Az átlagértékeket a 3.3. táblázat összesíti.

A fenti számítással adódó érték nyilván sztochasztikus jellegű hibával terhelt egy adott pillanat esetében, ami csökkenthető lehet a globálsugárzás folyamatos mérésével, pontosabb napi szintű előrejelzésével. Erre több elfogadott megoldás is létezik. Azonban a tipikus év várható értékeinek meghatározásánál elvből kerültem, hogy ezek az értékek folyamatos mérés eredményeképpen legyenek előállíthatók az aktuális időpontra és helyre. Így az alkalmazott megoldással az év minden percére előre meghatározott referencia adatsort tudtam felállítani, ami a kódolási feladathoz kielégítő referencia adatot biztosít.

b) Direkt sugárzás és diffúz sugárzás várható arányának meghatározása

A globálsugárzás direkt és diffúz sugárzás közötti megoszlás jellemző értékének meghatározásához az ingyen elérhető meteorológiai statisztikai adatokra támaszkodtam. Budapestre vonatkozóan rendelkezünk olyan publikált adatsorral, amely a globálsugárzás két összetevőjének (direkt és diffúz sugárzás) megoszlását havi átlag szintjén értékeli a 3.4. táblázat szerint.

3.3. táblázat: Átlagos napsütötte órák száma Budapesten (2015. augusztus 15-ei állapot szerint)

Év	Április [óra]	Május [óra]	Június [óra]	Július [óra]	Augusztus [óra]
2015	9,7	8,2	9,3	10,2	11,2
2014	6,2	7,9	10,5	9,5	8,8
2013	8,6	8,6	9,4	12,3	9,7
2012	7,9	9,1	10,8	10,3	11,4
2011	7,8	10,3	8,8	8,3	11,0
2010	6,9	5,2	8,3	9,9	9,1
2009	9,7	9,4	8,3	11,5	8,9
2008	7,0	9,5	9,2	8,9	11,0
2007	10,6	9,2	10,5	11,1	8,9
2006	6,4	7,6	9,7	11,2	7,3
2005	7,0	9,9	9,9	9,1	6,3
2004	4,5	8,0	8,0	9,0	10,3
2003	6,6	9,6	10,8	9,4	10,8
2002	6,5	8,3	9,3	9,2	6,6
2001	6,7	9,8	8,1	8,4	9,8
2000	7,2	11,0	12,3	8,5	10,2
1999	6,5	8,7	7,3	9,2	8,9
1998	5,3	8,4	9,4	9,4	10,2
1997	7,6	9,1	9,1	8,1	8,9
Átlag	7,3	8,8	9,4	9,7	9,4

3.4. táblázat: A globálsugárzás két összetevőjének átlagos százalékos megoszlási arányai, átlagos borultsági viszonyok mellett.

[%]	I.	II.	III.	IV.	V.	VI.	VII.	VIII.	IX.	X.	XI.	XII.	Év
Direkt (r_b)	27	35	39	42	44	47	48	48	46	46	26	29	44
Diffúz (r_d)	73	65	61	58	56	53	52	52	54	54	74	71	56

(http://www2.sci.u-szeged.hu, 2015. 08.16)

A direkt (I_{dir}) és a diffúz (I_{diff}) sugárzási intenzitások (egységnyi felületre jutó teljesítmény) számítására alkalmazott összefüggéseket a (3.4) és (3.5) egyenlet szemlélteti.

$$I_{dir}(d_n, t) = I_g(d_n, t) \times r_b(d_h). \quad (3.4)$$

$$I_{diff}(d_n, t) = I_g(d_n, t) \times (1 - r_b(d_h)). \quad (3.5)$$

c) Direkt sugárzás hatásos komponensének a meghatározása

A déltől eltérő tájolással telepített napelemek esetében a tájolás síkjába eső direkt sugárzás intenzitása (Bartha, 2009) a (3.6) egyenlet szerint számítható a napelem síkjára húzott merőleges és a déli irány közötti α irányszög függvényében.

3. Anyag és módszer

$$I_{dir,\alpha}(d_n,t) = I_{dir}(d_n,t) \times \cos \alpha. \quad (3.6)$$

A napnak a különböző nappálya helyzeteit az ϖ óraszög segítségével felvázolva $I_{dir,\alpha}$ meghatározására a következő összefüggéseket határoztam meg a 3.5. táblázatban.

3.5. táblázat: Direkt sugárzás orientációra merőleges komponense meghatározása (nyugati tájolás)

		Szögek viszonya	Óraszög előjele	$I_{dir,\alpha}$ [W/m ²]
1.	A direkt napsugár a modul hátát éri	$\varpi < (-90^\circ) + \alpha$	$\varpi < 0$	0
2.	A direkt napsugár már éri a modulokat, de a nap még nem érte el a horizontot	$\alpha < (-\varpi) < 0$	$\varpi < 0$	$I_{dir} \sin(90^\circ + \varpi - \alpha)$
3.	A nap a horizonton van	$\varpi = 0$	$\varpi = 0$	$I_{dir} \cos \alpha$
4.	A nap a horizontot elhagyta, de a tájolásra merőleges irányt még nem érte el	$\alpha > \varpi > 0$	$\varpi > 0$	$I_{dir} \cos(\alpha - \varpi)$
5.	A nap merőleges helyzetben van a napelem tájolására	$\varpi = \alpha$	$\varpi > 0$	I_{dir}
6.	A nap túlhaladt a merőleges helyzeten	$\varpi > \alpha$	$\varpi > 0$	$I_{dir} \cos(\varpi - \alpha)$

A napelem síkjára merőleges közvetlen és szórt napsugárzás együttes fajlagos intenzitása a tájolás síkjába eső direkt sugárzás komponense ($I_{dir,\alpha}$) ismeretében a Nemzetközi Napenergia Társaság (ISES) zsebkönyv kiadványában rögzítettek szerint a (3.7) egyenlettel határoztam meg (Martin, 2005).

$$G_{PV} = RI_{dir,\alpha} + I_{diff} \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) + (I_{diff} + I_{dir})\rho \sin^2\left(\frac{\beta}{2}\right). \quad (3.7)$$

Az egyenlet első tagjában szereplő R dőlési tényező segítségével meghatározható a napelem dőlésének függvényében a napelem felületet elérő közvetlen sugárzás felületre merőleges komponense. Az egyenlet második eleme az égboltozaton szóródó diffúz fénynek a hatásos összetevőjét adja. A harmadik tényező a napelem környezetében lévő felületeken szóródó és a napelemre hatásos fényösszetevőt becsüli, ahol a reflektív tényező a környezet függvénye szerint táblázatból választható érték. A modellezésnél a vizsgált helyszínnek megfelelő bitumenes tetőfelületre ajánlott 0,13 értéket vettem figyelembe reflektív tényezőként (Martin, 2015).

A napelem R dőlési tényező a következő szögfüggvény szerint számolható a telepítés helyének szélességi köre, a napelem dőlési szöge, az óraszög és a deklináció függvényében a (3.8) egyenlet alkalmazásával:

$$R = \frac{\cos(\Phi_{lat} - \beta) \cos \delta \sin \omega + \omega \sin(\Phi_{lat} - \beta) \sin \delta}{\cos \Phi_{lat} \cos \delta \sin \omega + \omega \sin \Phi_{lat} \sin \delta}. \quad (3.8)$$

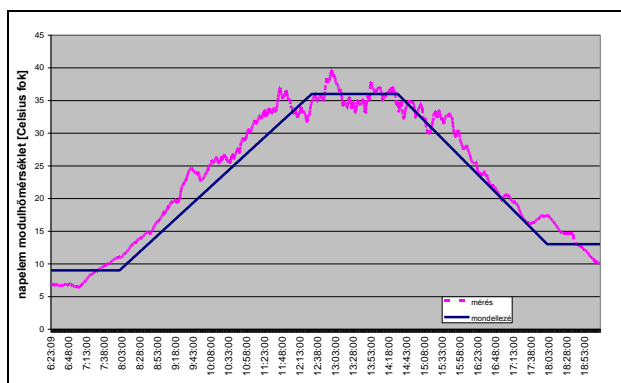
Az egyenletben a deklinációs szög a (3.9) egyenlet szerint adódik.

$$\delta = 23,45^\circ \sin\left(\frac{360(284 + d_n)}{365^\circ}\right). \quad (3.9)$$

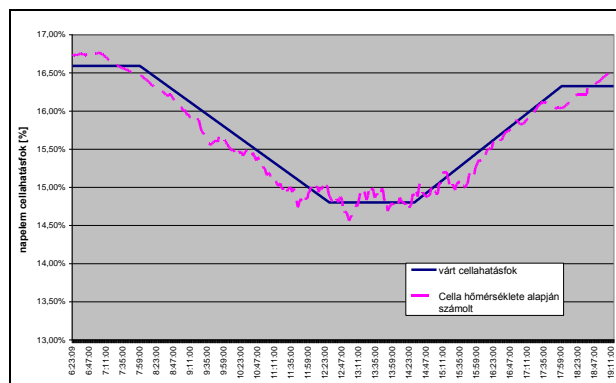
d) A cellahatásfok és egyéb veszteségek becslése és a várható perces teljesítmények modellezése

A várható hatásos sugárzási teljesítmények fizikai alapú meghatározása mellett a villamosenergia termelés hatékonyságának, a rendszer hatásfokának közelítő becslése is szükséges. A cellahatásfok a napelem névleges modul hatásfok és a napelem teljesítményének hőmérsékleti együtthatójából számítható. A Kalotaszeg utcai fotovillamos rendszer *AS-60P 250 W ECO* napelemekből áll, melynek jellemző adatai: $\eta_M=15,53\%$, $P_{mpp}=-0,427\%/^{\circ}C$.

A cellamodul hőmérséklete tehát meghatározó a cellahatásfok szempontjából. Mivel viszont a várható referencia értékeket kellett létrehozni, így az aktuális mérési adatokra nem építhettem. A várható cellahőmérsékletre így egy olyan egyszerűen közelítő függvényt alkalmaztam, amelyet egy adott hónapra jellemzőnek tekintettem. A közelítő függvény helyességét utólagosan a napelemének mért jellemző hőmérsékleteivel összevetve utólagosan ellenőriztem. A 3.4. ábra szemlélteti a mért cellahőmérsékletek és a modellezett cellahőmérséklet különbözőségét, míg a 3.5. ábra ennek hatását a modulhatásfokra az első vizsgálati napon, az 1. számú string esetében. Látható, hogy jellegében az alkalmazott függvény egy napsütéses nap viszonyait jól közelíti.



3.4. ábra: Cellahőmérséklet 2014, 04 01. mérés és modellezés - 1. string



3.5. ábra: Modellezett és mér hőmérsékletből számolt cellahatásfok adatok különbségei

A cellahatásfok mellett a hálózatra kiadható egyenáram (DC), illetve váltóáram (AC) tipikus teljesítményeinek meghatározásához a rendszer egyéb veszteségeit is szükséges értékelni. A Green Rhino Energy illetve Photovoltaic Software weblapok értékeléseit alapul véve a 3.6. táblázat szerinti veszteségeket vettem figyelembe várható értéként a G_{PV} függvényében.

A telepítés bizonytalanságai nem csak a rendszerelemek esetleg nem tökéletes minőségéből, hanem például a napelemek elhelyezésénél elkövetett kisebb pontatlanságokból is eredhetnek. Az inverterek hálózatról való biztonsági okból történő automatikus időszakos lekapcsolódása Magyarországon még nem olyan gyakori jelenség, mint ott, ahol már a háztartási méretű kiserőműveknek nagyobb az előfordulása, de már jelenleg is érdemes a lekapcsolás esélyét veszteségi tényezőként megjelölni. Az inverter veszteségei a méretezési teljesítmények és a valós igények összefüggéseire megadható tipikus jelleggörbéből becsülhetők. További megbecsülhető veszteségek a vezetékrendszeren, a kapcsolókon, a töltésszabályozón illetve mérőberendezésen is keletkeznek.

A veszteségek modellezésénél olyan általánosítható értékek megállapítására törekedtem, amelyek más rendszerek esetében is közelítően feltételezhetők. Látható a már hivatkozott táblázatból, hogy a becsült tipikus teljesítménytényező (performance ratio) a hatásos sugárzás mértékétől függve jellemzően 72,4% és 84,5% között változhat. Így a fentiek szerint egyenáram

3. Anyag és módszer

előállításánál 8-17% közötti veszteségeket, míg a hálózatra termelt váltakozó áram esetében 15,5-27,6% közötti veszteségeket vettem számításba a várható, minden egyes percre egyedileg meghatározott AC várható teljesítmény értékek meghatározásánál.

3.6. táblázat: Veszteségek illetve teljesítménytényező értékei a hatásos sugárzás függvényében

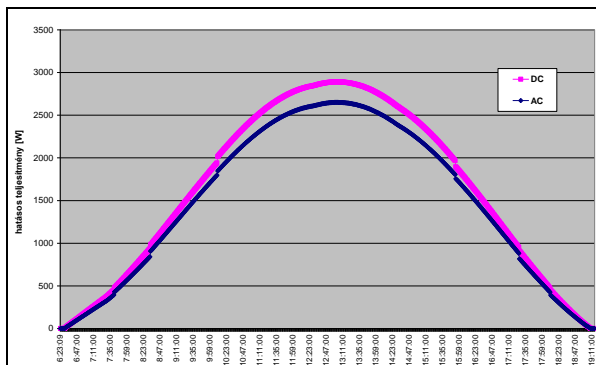
Hatásos sugárzás, W/m ²	Egyen-áram rendszer (DC kör + MPP) veszteség, %	Telepítés bizonytalanságai, %		PR tényező egyenáram rész, %
>500	6%	2%		92%
240 – 499	9%	2%		89%
120 – 239	12%	2%		86%
< 119	15%	2%		83%
Hatásos sugárzás, W/m ²	Inverter veszteség, %	Egyéb váltakozó áram veszteség, %	Inverter hálózati szabályozási veszteség, %	PR tényező váltakozó áram rész, %
>500	5%	3%	0,5%	92%
240 – 499	4%	3%	0,5%	93%
120 – 239	6%	3%	0,5%	90%
< 119	9%	3%	0,5%	87%
Hatásos sugárzás, W/m ²	PR tényező egyen-áram rész, %	PR tényező váltakozó áram rész, %		Teljesítmény tényező (PR)
>500	92%	92%		84%
240 – 499	89%	93%		83%
120 – 239	86%	90%		77%
< 119	83%	87%		72%

A vizsgált napelemek hatásos felületei (PV mezők) ismeretében a teljes rendszerre vonatkozó DC és AC perces energiatermelési és átlagteljesítmény adatokat előállítottam. Egy inverter mögötti string a vizsgálatban önálló PV generátort képezett. Például az egyes számú vizsgált rendszer esetében a következő adatok álltak rendelkezésre: 1 cella hatásos felülete: 0,024336 m², 1 modul hatásos felülete: 1,46016 m², modulszám: 19 db, PV mező: 27,74304 m², névleges teljesítmény: 4,75 kW_p.

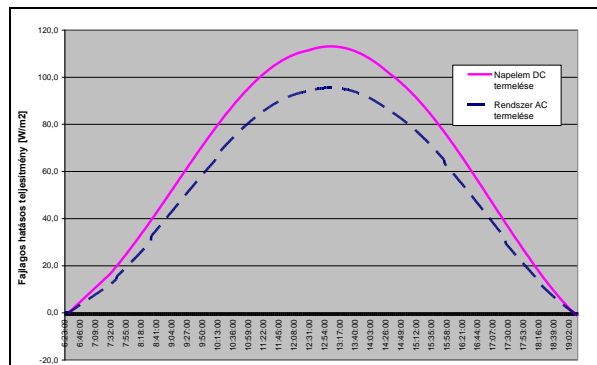
A fajlagos sugárzási és a jellemző veszteségek értékei a fentiek szerint tehát minden egyes percre előállíthatók, Egy MS Excel programozás segítségével a vizsgált napok minden egyes percére elkészítettem a tipikus energiatermelés várható teljesítményértékeit, melyeket az inverterre jutó egyenáramra és hálózatra kiadható váltakozó áramra is meghatároztam adott rendszerek esetében.

A kapott eredményeket tekintve két nehézség adódott. Egyrészt a napelemes rendszer egyes veszteségeit nem folyamatos görbesereggel írtam le, hanem a hatásos sugárzás függvényében különböző diszkrét értékekkel. Emiatt a nap során várható modellezett teljesítményadatok görbéje nem lett folyamatos, hanem törésekkel terhelt. Másrészt az adatsor fizikai alapú függvénnyel való leírása nem volt biztosított. A fentiek kiküszöbölése érdekében a várt DC és AC perces teljesítmény görbéket 4 fokozatú polinommal közelítve állítottam elő a vizsgált

napokra jellemző várt teljesítményértékeket. A polinom készítéséhez a GRAPH nevű függvényelemző programot használtam. A percenkénti teljesítmény adatokból negyedórás átlagokat készítve a várható menetrendi teljesítményadatok is könnyen előállíthatók voltak. A modellezés polinom nélküli eredményét a 3.6. ábra, míg a polinommal előállított eredményeket a 3.7. ábra szemlélteti.



3.6. ábra: DC és AC várható perces teljesítmény 2014.04.01.



3.7. ábra: Modellezett várható fajlagos teljesítményadatok 2014.04.01. mérés és modellezés

e) Az adott teljesítményekre jellemző ekvivalens óraszám perces értékeinek meghatározása.

Az előzőek szerint megállapított várható perces teljesítmény értékek és a mért adatok közötti hiba adja azt a kódolt információtartalmat, amire az előrejelzési módszertan épül. Az egyes napelem mérettől függő [kW] dimenziójú teljesítmény helyett olyan egyenértékű megfelelő formulát kellett találnom, amelyek kielégítik az alábbi szempontokat:

- olyan relatív értéket kifejező szám legyen, amivel különböző névleges teljesítményű rendszerek összehasonlítása is megoldható;
- olyan relatív érték legyen, amelynek nevező és hányados értékei az év adott időszak viszonyait és a különböző rendszereket összevethető módon egyszerű átláthatósággal jellemzi.

A legegyszerűbb lehetőség a relatív teljesítmények különbsége és a várt teljesítmény hányadosaként képezni egy jellemző relatív hiba faktort, azonban a számláló és nevező értékek ekkor egyszerű ránézésre semmit sem mondanak a rendszer kihasználtságáról. Szakirodalmi vizsgálatok során talákoztam az ekvivalens csúcskihasználási óraszám definíciójával (Sharma and Tiwari, 2011), mely egy adott időpontra jellemző teljesítményjellegű csúcskihasználás értéket jelent. Így használatával az aktuális teljesítmény a rendszer kihasználtságához viszonyítva szemléltethető.

Egy t időpontban az átlagos várt teljesítményadatok meghatározásával jellemezhető egy adott pillanat üzemállapota. A pillanatnyi teljesítményt egyenértékű ekvivalens csúcskihasználási óraszámokban kifejezve a várható érték a (3.10) egyenlet szerint írható fel:

$$h_{ekv}(t) = \frac{(G_{PV}(t) \times \eta(t) \times A)}{G_p}. \quad (3.10)$$

Az ekvivalens csúcskihasználási óraszám tehát a fotovillamos rendszer hatásfokától, hatásos felületétől és a hatásos sugárzási intenzitástól függő aktuális teljesítmény és a névleges teljesítmény hányadosa. Az előzőek szerint előállított perces átlagteljesítmény adatokból a

3. Anyag és módszer

(3.11) és (3.12) egyenletek alapján az ekvivalens csúcskihasználási óraszám percenkénti értékei az egyes számú rendszerként kezelt inverter mögötti 4,75 kW_p névleges napelemes rendszer teljesítményre egyen és váltóáramra egyaránt előállíthatók voltak a következők szerint:

$$h_{ekv,DC}(t) = \frac{P_{DC}(t)}{4,75[kW] \times 1000 \left[\frac{W}{kW} \right]} \times 8760[h] \quad (3.11)$$

$$h_{ekv,AC}(t) = \frac{P_{AC}(t)}{4,75[kW] \times 1000 \left[\frac{W}{kW} \right]} \times 8760[h] \quad (3.12)$$

Az év minden egyes percére várható ekvivalens csúcskihasználási óraszám értékek meghatározásával ismert fizikai alapú módszertani elemek felhasználásával előállítottam azt a referencia adatbázist, amelyekhez egy megelőző mintavételezési periódusban teljesítmény mérés alapján megállapított valós ekvivalens csúcskihasználási óraszámokat viszonyítani tudtam. Így a genetikus algoritmusra épülő előrejelzés szempontjából fontos, az adott viszonyok vártnál eltérő jellegét megjelenítő kódolt információk előállítását meg tudtam alapozni.

3.3.2. Kisteljesítményű napelemes rendszer perces teljesítményének előrejelzése

Ebben a pontban a napelem rövid periódusú teljesítmény előrejelzése kidolgozásához kapcsolódó méréseimet ismertetem. Az előrejelzési módszertant megalapozó méréseket részletesen a korábban bemutatott Budapest Kalotaszeg utcai naperőmű rendszer invertereiből hálózatra kiadott teljesítményekre végeztem. Az inverter a következő mérési adatokat rögzítette: hálózati frekvencia, termelt váltakozó áram áramerőssége és feszültsége, a napi, heti, havi és éves termelt villamosenergia mennyiségek, a két string esetében külön-külön a napelemek által termelt egyenáram áramerőssége, feszültsége és teljesítménye.

A mért adatok a folyamatos adatgyűjtéssel, percenkénti adatrögzítéssel kerültek tárolásra, melyekhez kutatási célra a Főtáv Zrt. engedélyével hozzáférhettem. Az átadott adatok több hónap mért értékeit tartalmazták, így lehetőségem volt arra, hogy az előrejelzési számításokat és a modell tesztelését több kiválasztott napon, eltérő időjárási körülmények között is elvégezzem. Ennek köszönhetően az előrejelzés megbízhatóságára is lehetséges volt értékelést készíteni. Az előrejelzési módszertan ellenőrzését hét különböző, véletlenszerűen kiválasztott nap adatai alapján végeztem. Az egyes napok főbb adatait a 3.7. táblázat ismerteti.

Az előrejelzésekhez az egyes napokon eltérő számú adat állt a rendelkezésre, de egy-egy napi adatsor legkevesebb 695 db és legtöbb 815 darab olyan perces adatból állt, amikor tartósan mérhető kiadott villamosenergia termelési értékek jelentkeztek. Mivel a kidolgozott és a következő pontban bemutatott dinamikus előrejelzési módszer az 5-10 perccel korábbi mérési adatokat használja, így öt darabbal kevesebb előrejelzési adat volt előállítható minden esetben. Ezek közül az első előrejelzési adatot nem értékeltem, mivel az csak egy darab 0-tól eltérő mérési adat figyelembevételével volt előállítható. Tehát az egyes egész napra vonatkozó előrejelzés tesztelése során 689-809 db/nap teljesítmény előrejelzési adatot állítottam elő ekvivalens csúcskihasználási óraszámokban kifejezve.

3.7. táblázat: Az előrejelzési módszer tesztelésére kiválasztott napok és ezek jellemzői

Sor sz.	Elemzés időpontjai 2014-ben	A nap sor-száma (d_n)	Napkelte (SRT) (GT+1)	Napnyugta (SST) (GT+1)	Írányszög nap-keltekor (AZI_{SRT})	Írányszög nap-nyugatakor (AZI_{SST})	Lehetséges napfénytartam (N_0) [h]
1.	IV. 1.	91	6:23:09	19:13:13	-97,58°	97,89°	12,84
2.	IV. 20.	110	5:46:32	19:39:56	-108,07°	108,37°	13,89
3.	V. 1.	121	5:27:32	19:55:15	-113,55°	113,89°	14,16
4.	V. 20.	140	5:01:25	20:20:01	-121,36°	121,58°	15,31
5.	VI. 1.	152	4:50:58	20:32:51	-124,80°	124,96°	15,69
6.	VI. 14.	165	4:46:12	20:42:09	-126,86°	126,91°	15,93
7.	VI. 20.	201	5:07:10	20:32:34	-122,58°	122,38°	15:42

A mérések kiértékelésénél az egy egész napra vonatkozó értékelések mellett külön kezeltem a jellemzően intenzívebb napsugárzás időszakát, így a 10:00-16:00 óra között vizsgálati naponként 360 darab perces ekvivalens óraszám előrejelzési adatot állítottam elő. Adathiba, adatvesztés a mérések során minimális esetben fordult elő, összesen 0 és 3 db közötti esetekben egy-egy napot tekintve. Ezekben az esetekben az megelőző és a követő perces értékek átlagaiból képeztem azokat a „kvázi” mért adatokat, amelyeket mért adatként kezeltem.

3.3.3. Kisteljesítményű napelemes rendszer menetrendtartásának előrejelzése

Az adott pillanatokra érvényes teljesítmény előrejelzések mellett az adott időszakra (menetrendi periódusra) szóló előrejelzési sorozatokat is elkészítettem. A menetrendtartás előrejelzés lehetőségeinek vizsgálatát külön pontként kezelem az eredmények között, így az előző ponttól való eltéréseket itt foglalom össze.

A menetrend tartási előrejelzés alapját értelemszerűen az előző pont szerinti teljesítmény, illetve ekvivalens csúcskihasználási óraszám előrejelzések adják. A tesztelés során az előrejelzést 5 perccel készítettem el a 15 perces szakaszok vége előtt. Egy előrejelzési folyamatnál jelentős holtidőt is betervezve csupán öt darab mért teljesítmény értéket és tíz darab a genetikus algoritmust alkalmazó fentiek szerint előre jelzett teljesítmény értéket alkalmaztam. Egy 15 perces szakasz energiatermelése így a 15 rendelkezésre álló percenkénti teljesítményadatból lett előállítható. A mérési helyszín, a tesztelésre kiválasztott napok és a felhasznált mérési adatok is megegyeznek a 3.7. táblázatban ismertetettekkel. Az egyes tesztelési napokon a legelső előrejelzést az első olyan negyedórás periódusra készítettem el, amelynek minden egyes percében volt mért energiatermelés. Így az egyes napokon napi 45 db és 52 db közötti negyedórás menetrendtartási előrejelzést készítettem el.

3.3.4. Kisteljesítményű virtuális napelem mérlegkör együttes teljesítmények előre jelezhetősége

Az előző pontok szerinti előrejelzéseket egyedi kis teljesítményű rendszerekre alkalmazhatóan készítettem el. Jelentős azonban az innovációs igény a kisteljesítményű naperőmű rendszerek virtuális vagy valós összekapcsolásával képzett csoportok együttes várható teljesítményének

3. Anyag és módszer

előrejelzésére. A mérési helyszín adottságainak köszönhetően, valamint a FŐTÁV Zrt. más-más épületeken telepített naperómű rendszerek adatainak köszönhetően lehetőségem volt csoport szintű előrejelzésre kiterjeszteni a fenti előrejelzéseket:

1. Adott kifestésű hálózati vezetékre csatlakozó összes naperómű következő perces, vagy akár még rövidebb időszak múlva várható együttes hálózatra adott teljesítménye (kiegyensúlyozási tevékenység érdekében történő előrejelzés);
2. Egy adott ellátási régióan belül képzett virtuális mérlegkör 15 perces átlagteljesítményének előrejelzése (kereskedelmi menetrend adott tolerancia melletti tartásának előrejelzése érdekében)

A csoportszintű előrejelzés alapja nem az, hogy minden egyes mikro erőmű közel valós időben elérhető mérési adatot szolgáltatson. A kísérletek során egyetlen rendszer mérési adataira alapozott együttes teljesítmény előrejelzés elégségességét is teszteltem. A minden egyes rendszerre kiterjedő közel való idejű monitoring csak jelentős költségekkel és megfelelő jogszabályi környezet mellett képzelhető el elviekben. Az okos mérés kiépítésének műszaki lehetősége adott, de az adatok folyamatos kezelése, továbbítás és az adatok azonnali feldolgozása nagyszámú mikro erőmű rendszer esetében nehezen és feleslegesen nagy költségekkel valósítható meg. Például a magyarországi elosztók által szervezett okos mérés lehetőségét vizsgáló kísérleteknél is a mérőberendezésekben gyűjtött adatok napi egyszeri tömörített adatsomagként való kigyűjtése volt a jellemző gyakoriság bizonyos változó arányú adatvesztések mellet.

Egy virtuális mérlegkör üzemeltető számára ugyanakkor valós idejű előrejelzésekre van szükség, amelyekre például fogyasztásoldali intézkedésekkel azonnal lehetséges reagálni. Az információk értékére az adatok rendelkezésre állásának a gyorsasága meghatározó. A több különböző típusú, tájolású, dőlésszögű és névleges teljesítményű fotovillamos erőművekből álló együttes teljesítmény előre jelezhetősége azonban referencia erőmű bázison is alapulhat. Ebben a pontban több PV generátor alkotta csoport együttes teljesítményére szolgáló előrejelzéssel kapcsolatos mérési tevékenységemet foglalom össze.

Az előrejelzéseket két különböző, eltérő változati összeállítású PV generátor csoport esetében végeztem el. A valós idejű méréssel nyomon követett PV generátor (mint referencia rendszer) minden esetben az előzőek szerint részletesen vizsgált FŐTÁV Kalotaszeg utcai fotovillamos rendszerének 1. számú inverter mögötti rendszere volt. A vizsgálatnál Homogén csoportnak a Kalotaszeg utcai fotovillamos rendszer egészét tekinttem úgy, mint amit 8 önálló egységnek tekintett PV generátor alkot. Heterogén csoportnak egy olyan PV generátorokból álló rendszer együttesét tekinttem, amely a Kalotaszegi utcai rendszer 1. számú, 3. számú és 7. számú inverteréhez kapcsolódó, független kiserőműnek tekintett 3 darab rendszer mellett a Hadrianus utcai, valamint a Leibstück utcai háztartási méretű kiserőmű rendszereket is tartalmazta.

A Homogén csoportot azonos típusú, azonos telepítésű, egyéb eszközöket tekintve is azonosnak tekinthető fotovillamos panelekből felépülő kiserőművek alkották, így azonos viselkedésű rendszerek alkotják. A Heterogén csoport esetén viszont közel 24%-ban eltérő típusú, eltérő telephelyű, sőt eltérő dőlésszögű (35 fok) és eltérő tájolású rendszereket vettem figyelembe, ami miatt részben ez eltérő viselkedésű PV rendszerekből áll. A kizárólagos valós idejű méréssel modellezett referencia rendszert minden esetben a csoport részének tekinttem, így teljesítményét a teljes csoportszintű teljesítményekbe beleszámítottam.

A Kalotaszeg utcai rendszer esetében a mérés és adatgyűjtés megegyezett a korábban az egyedi rendszer esetében már bemutatottakkal. A Hadriánusz utcai és a Leibstück utcai rendszer esetében az a PV generátorok egyenáramú teljesítményei és feszültségei és az inverteren kiadott váltakozó áramú teljesítmények és feszültségek kerültek rögzítésre. Hátráltatta az elemzést, hogy itt csak 5 perces mérési adatok kerültek tárolásra, így az előrejelzés pontossága a Heterogén csoport esetében csak nagyobb bizonytalanságok mellett volt ellenőrizhető.

A méréseket és az előrejelzés kiértékelését négy, jellegében eltérő, véletlenszerűen kiválasztott napi adatok alapján végeztem el 2014-ben (április 1-én, május 20-án, június 1-én és július 20-án). A napokat a 3.7. táblázatban bemutatottak közül úgy választottam, hogy egy erősen változékony, egy kevésbé változékony illetve két kedvezőnek tűnő nap legyen kiválasztva. A csoportok összeállítását a 3.8-as táblázatban foglaltam össze.

3.8. táblázat: A Homogén csoport és a Heterogén csoport összetétele

Homogén csoport	Helyszín	Névleges teljesítmény	Heterogén Csoport	Helyszín	Névleges teljesítmény
Inv. 1	Kalotaszeg u.	4750 W _P	Inv. 1	Kalotaszeg u.	4750 W _P
Inv. 2	Kalotaszeg u.	4750 W _P	Inv. 3	Kalotaszeg u.	4750 W _P
Inv. 3	Kalotaszeg u.	4750 W _P	Inv. 7	Kalotaszeg u.	4500 W _P
Inv. 4	Kalotaszeg u.	4750 W _P	HADR	Hadriánusz u.	2160 W _P
Inv. 5	Kalotaszeg u.	4750 W _P	LEIB	Leibstück u.	2160 W _P
Inv. 6	Kalotaszeg u.	4750 W _P			
Inv. 7	Kalotaszeg u.	4500 W _P			
Inv. 8	Kalotaszeg u.	4500 W _P			
Összes teljesítmény		37 500 W_P	Összes teljesítmény		18 320 W_P

3.3.5. Mikro napelemes rendszerek hálózat integrálhatósági minősítésének kísérleti adatai

Az egyes fotovillamos rendszerek eltérő telepítési megoldásainak a közüzemi hálózathoz történő integrálhatósági szempontból történő minősítésének megalkotott lehetőségét kísérleti mérésekkel, vizsgálatokkal szintén teszteltem. Az első részben a kiinduló megfontolásokat, a második részben a méréssel kapcsolatos információkat foglalom össze,

a) Kiinduló megfontolások

A napelem telepítés megfelelőségének jellemző paramétere a teljesítménytényező (performance ratio). A *PR* érték meghatározásánál azonban nem tekintik, nem veszik figyelembe az integrálási nehézségek miatti megtermelt, de nem hasznosított villamos energiát. Az esetleges hálózati problémák kezelésének sok módja ismert, akár az inverterek letiltása, vagy egyéb inverter funkciók szabályozása (mint a hatásos áram meddővé alakítása), vagy a hálózatra kiadott, de fogyasztással le nem fedett villamosenergia hálózati veszteséggé alakítása. A megtermelt, de nem hasznosított energia az autonóm rendszerek esetében fontos paraméter, de a hálózatra csatlakozó rendszerek esetében jelenleg jellemzően sajnos még nem értékelt.

3. Anyag és módszer

A fenti okból bevezettem a nettó teljesítménytényezőt, melynek meghatározási módját a (3.13) egyenlet tartalmazza:

$$PR_{net} = \frac{(E_{pr} - E_{grl} + E_{grw} - E_{ow} - E_{st} - E_{bl})}{E_{us}} \quad (3.13)$$

Az egyenletben a napelemek által közvetlenül megtermelt E_{pr} villamosenergiát, a teljesítménytényező hagyományos meghatározásánál figyelembe vett fotovillamos rendszer veszteségeit ($E_{\delta w}$), a centralizált termelés kiváltással elért hálózati veszteségcsökkentést (E_{grw}) figyelembe vettem. Továbbá tároló esetén a tárolási veszteségeket (E_{st}), az inverter egyes hálózatvédelmi funkciói miatti esetleges veszteségeket (E_{bl}) és a közüzemi hálózati szabályozás közben okozott hálózati veszteségnövekedést (E_{grw}) is figyelembe vettem. Az egyenletben E_{us} a valóban hasznosításra, elfogyasztásra kerülő villamosenergia és nem a hálózatra kiadott, vagy megtermelt statisztikailag könnyen mérhető villamosenergia. Az elemzés során egy olyan egyszerűen értékelhető értékelési rendszer megalapozására törekedtem, ami a javuló, javítható PR_{net} értékével összhangban van. A fentiek szerint tehát a bevezetett nettó teljesítménytényező és a megszokott teljesítménytényező közötti különbség főként a hálózati túlterhelések kezelése miatti hálózati veszteségek, valamint a termelt villamosenergia hálózatra juttatásának részleges vagy teljes kívülről vezérelt tilalmából ered, de egyéb hatások is figyelembe vehetők.

Ahhoz, hogy a várható hatásokat modellezni, értékelni lehessen olyan értékelési mintára van szükség, amely a napelemek telepítését követően a tervezési-létesítési szempontok szerint is képes előbb-utóbb szabványosított osztályokba sorolás szerinti minősítésre. Az értékelés során az osztályba sorolás lehetséges főbb mutatóit vizsgáltam meg részletesen nyilvánosan elérhető monitoring adatok alapján.

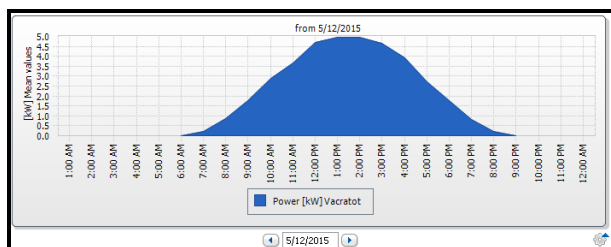
b) Rendszerbarát értékeléshez kapcsolódó mérések és adatkezelések

Az integrálhatóság szempontjából kedvezőbbnek tervezett, Vácrátóton létrejövő rendszert a 3.1.2 és 3.2.2 pontokban ismertettem. A 7,75 kW_p névleges teljesítményű napelemes rendszert kis részben ott, ahol az épület mellé telepített üvegház időnként leárnyékol, amorf szilíciumos vékony réteg napelem alkotja, míg nagyobb részt polikristályos napelemek kerültek telepítésre. A tájolás és dőlés a tetősíkok orientációjának és dőlésszögének megfelelően lettek kialakítva, délkeleti és délnyugati irányokkal. A rendszer működése az óránkénti teljesítmények és a napi villamosenergia-termelések rögzítésével a Sunnyportal adatbázisában nyomon követhető: <https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?page=b8393fee-4834-41f4-bdf9-10bb79430e8a&plant=5099749d-1fa4-496f-b6d3-5d15b2f7958f&splang=en-US>

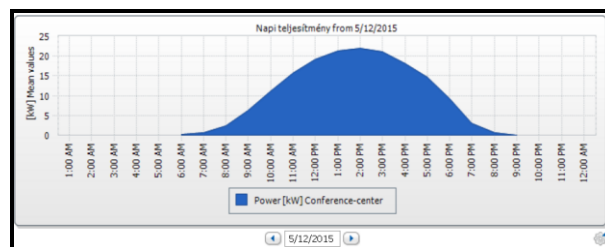
Az összehasonlításhoz nem fizikai alapú modellezésekkel, hanem a valós napi mért rendszerjellemzők összehasonlító kiértékelésére építettem. Itt ehhez egy az adott régióban hagyományos elvek szerinti optimális éves energiatermelésre méretezett, ismert és elismert kivitelező által telepített referencia rendszer biztosította a kísérleti összehasonlíthatóságot. A nyilvánosan elérhető adatokkal rendelkező, Solart-System Kft. által telepített 30 kW_p polikristályos szilíciumos referencia rendszer Szentendrén, egy konferencia központ tetején található. Az óránkénti teljesítmény adatok illetve napi energiatermelési adatok a Sunnyportal következő felületén érhetők el:

<https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?plant=995f6afc-07b2-477f-acbd-30714ba674e9&splang=hu-HU>

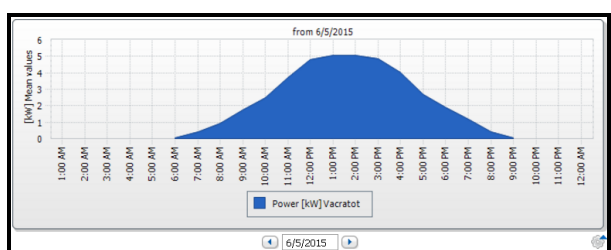
A vácrátóti és a szentendrei rendszer haranggörbe jellegű karakterisztikái közötti különbségeket a 3.8-3.15. ábrákkal szemléltetem. Itt megfigyelhető, hogy míg a szentendrei rendszeren tiszta időben tipikus haranggörbe látható, addig a vácrátóti rendszer esetében a haranggörbe némileg lelapított.



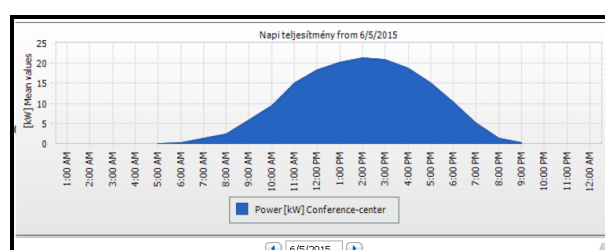
3.8. ábra: Vácrátóti PV rendszer órás teljesítmények (2015. május.5.)



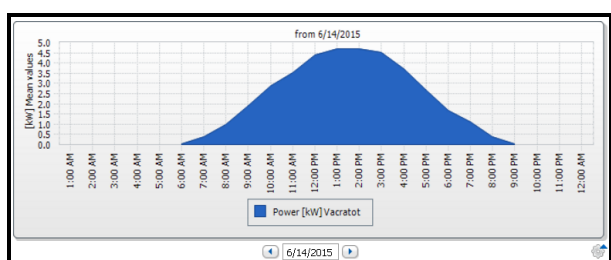
3.9. ábra: Szentendrei PV rendszer órás teljesítmények (2015. május.5.)



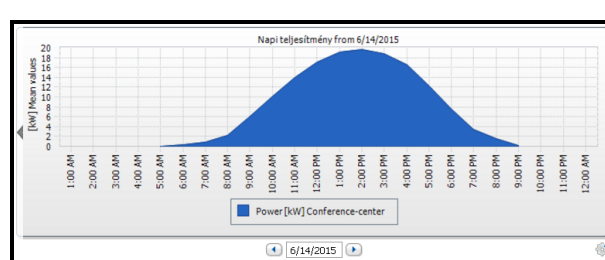
3.10. ábra: Vácrátóti PV rendszer órás teljesítmények (2015. június.6.)



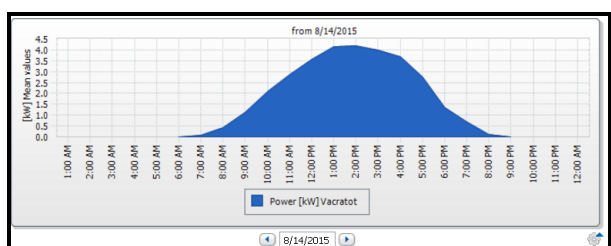
3.11. ábra: Szentendrei PV rendszer órás teljesítmények (2015. június.6.)



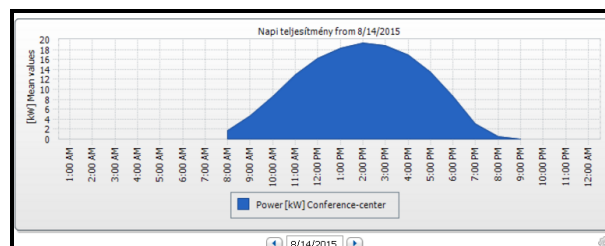
3.12. ábra: Vácrátóti PV rendszer órás teljesítmények (2015. június.14.)



3.13. ábra: Szentendrei PV rendszer órás teljesítmények (2015. június.14.)



3.14. ábra: Vácrátóti PV rendszer órás teljesítmények (2015. augusztus.14.)



3.15. ábra: Szentendrei PV rendszer órás teljesítmények (2015. augusztus 14.)

A 2014-15-ös évek májustól augusztusig tartó időszak adatait vizsgálva az elemzésre olyan napokat választottam ki, amelyekre teljesült az, hogy a 10-16 óra között mért 7 db órás teljesítmény adatai minden esetben meghaladják az adott hónap azonos óráiban mért legnagyobb teljesítményének 75%-át. Ennek a feltételnek megfelelő napokat olyan derült napoknak tekintetem, amelyek alkalmasak a hálózati terhelésekre leginkább kritikus hatások

3. Anyag és módszer

összehasonlító értékeléseire, így az ezeken a napon mért értékeket vizsgáltam meg részletesebben. A kiválasztott napi adatokból az integrálhatóságot négy újonnan létrehozott komplex értékelésre alkalmas indikátor alkalmazásával értékeltem.

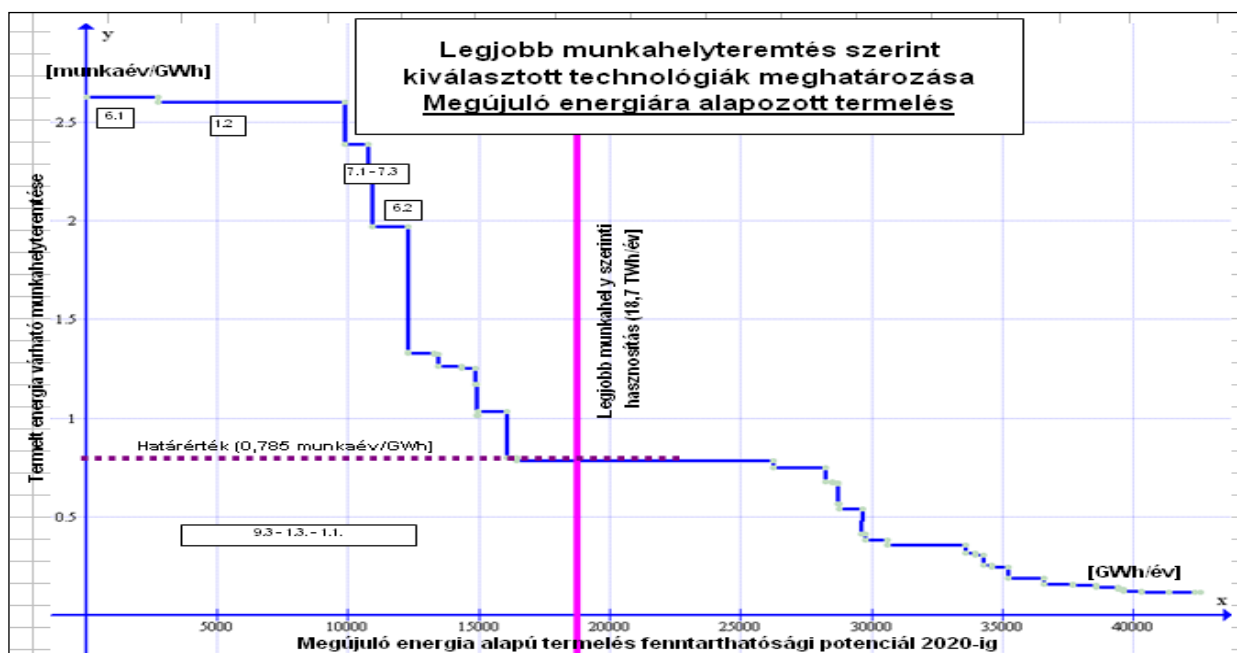
3.3.6. Társadalmi, környezeti, gazdasági érték szerinti numerikus döntéstámogatási rendszer

A 2010-ben kidolgozott Nemzeti Megújuló Energiahasznosítási Cselekvési Terv (továbbiakban NMCS) elfogott stratégiai dokumentum volt az elmúlt években. A kidolgozott célérték legnagyobb és jogos bírálata az időjárást követő megújuló energiatermelő rendszerek alulértékelése jelentette, amelynek fő oka az integrálhatósági korlátok kezdetleges felmérése volt, különösen napenergia esetében. A cselekvési tervhez egy szakértők bevonásával összeállított adatbázisra épülő numerikus optimumkeresési modellezést készítettem egyedi módszertan megalkotásával és alkalmazásával. Túl a hálózathoz kapcsolható időjárásfüggő rendszerek szabályozhatóság szempontjából kezelhető arányának alulbecslésén a szakértői munkával kialakított módszertan a doktori kutatási tevékenységem részét is képezi. Az optimalizációs értékelés alapja a piacképes megújuló energia technológiák főbb energetikai, gazdasági és társadalmi jellemzőinek feltérképezése és sorba rendezése. Alapvetően három különböző szempont szerinti rangsor felállítása jelenti a kiindulást:

- A. az előállított megújuló energia alapú végső energia teljes fajlagos költsége alapján képzett rangsorolás;
- B. a kedvező társadalmi hatások (főként helyi munkahelyteremtés, jövedelem régióban tartás) értékelése alapján képzett energiatermelés egységére képzett fajlagos indikátor érték alapján történő rangsorolás;
- C. környezetvédelmi szempontú értékelés (technológiához kapcsolódó üvegházhatású gázok csökkentése szempontjából, vízfelhasználás csökkentése, stb.) alapján képzett energiatermelés mennyiségére vetített fajlagos értékelés alapján.

A megújuló energiahasználat növekedésére előírt célok (területi, országos illetve nemzetközi szinten egyaránt) alapvetően elvárt megújuló energia alapú hő, villamosenergia és üzemanyag mennyiségek formában kerülnek meghatározásra. A három extrém változat a legkisebb költséggel előállított energia, a legkedvezőbb társadalmi hatások illetve a legjobb környezetvédelmi hatások alapján a legjobb szükséges megoldások halmazát tartalmazza a kiindulásként megjelölt célérték elérése érdekében. A célok által megjelenített korlátok között a három szempont szerint három szélsőséges megközelítésű változat ugyanakkor alkalmas arra, hogy az optimalizálás már elvégezhető legyen.

Az NMCS kialakítása során 2010-ben 38 db megújuló energiát hasznosító technológia került részletes szakértői értékelésre. Napelem hasznosítással kapcsolatosan 3-3 kategória került kialakításra a hálózathoz integrált rendszerek (20 kW_p alatti, jellemzően épületeken létrehozott rendszerek, 20 kW_p - 1 MW_p közötti rendszerek és az 1 MW_p fölötti rendszerek) illetve az autonóm rendszerek esetében (kis teljesítményű igényre, önellátó háztartásokra illetve gazdálkodási igényeket is kielégítő szél - pv hibrid rendszer). A fenti technológiák több szakértő bevonásával készített elemzéséből modellezéssel állítottam elő a három extrém alapváltozatot, amelyből a 2.11. ábra a legkisebb költség szerinti változatot szemléltette, míg a 3.16. ábra a munkahelyteremtés szerinti rangsorolást szemlélteteti.



3.16. ábra: Legtöbb munkahelyteremtés (társadalmi hatás) extrém alapváltozat értékelése

A technológiák költségének az értékelése a Bécsi Egyetem által vezetett és az Európai Bizottság Kutatási Főigazgatósága (DG Research) által támogatott konzorcium által kifejlesztet GREEN-X módszer szerint történt. A módszer leírása és kapcsolódó tanulmányai a <http://www.green-x.at> honlapon elérhetők. A technológiákra lebontott legjobb javaslatok meghatározásához a három extrém változat numerikus kombinációjával generált cselekvési tervváltozatok kidolgozásával és eredményindikátorok szerinti súlyozott értékelésével jutottam el.

4. EREDMÉNYEK

A kutatás során kidolgoztam egy előrejelzési módszert, amely alkalmas a kisteljesítményű fotovillamos rendszerek néhány perces előrejelzésére (dinamikus hibajel vezérelt előrejelzés). A kidolgozott előrejelzési módszer a genetikus algoritmus módszerek közé sorolható. Igazoltam e módszer megbízhatóságát és megvizsgáltam használhatóságának korlátait. A prediktív szabályozási feladatok ellátására is alkalmazható módszer alapját a fotovillamos rendszerek és környezeti rendszerek komplex fizikai összefüggései és ezen összefüggések sztochasztikus jellegű folyamatai biztosítják.

E fejezetben a kidolgozott teljesítmény előrejelzés módszerét ismertetem. Ismertetem továbbá a kidolgozott módszertan kísérleti tesztelésének és kiértékelésének eredményeit. A teljesítmény előrejelzés módszert alapelemként használva az egy adott perióduson belüli menetrendtartási célú előrejelzés lehetőségét is vizsgáltam, értékeltem. A kutatásom során felmerült, hogy a hasonló tulajdonságú és egymás közelében fekvő rendszerek adott teljesítményei és egy a rendszerek eltéréseit nagyrészt már figyelembe vevő modellezett teljesítményérték közötti különbség között erős korrelációs kapcsolatok lehetnek. A kísérletet így olyan napelem csoportszintű teljesítmény előrejelzésekre is kiterjesztettem, amiknek az alapja a csak egyetlen valós időben mért rendszer mérési adatai alapján képzett teljesítmény előrejelzés. Az egyéni fotovillamos rendszerre képzett genetikus kódok csoportszintű alkalmazhatóságának vizsgálatával kapcsolatos eredményeimet szintén e fejezetben ismertetem.

Kidolgoztam és teszteltem továbbá egy olyan értékelési rendszert, amely a különböző elvek mellett létesített fotovillamos rendszereket képes összehasonlítható módon jellemezni a hálózati integrálhatóság szempontjából. Az értékelési módszertan így alkalmas az egyes jellemző tervezési megoldások objektív értékelésére és hatékonyságuk mérésére.

A Nemzeti Megújuló Energiahasznosítási Cselekvési Terv kidolgozásában közreműködve a különböző megújuló energetikai rendszerek közötti súlyozott kiválasztás elősegítésére egy, a gazdaságosság mellett az egyéb társadalmi, környezetvédelmi szempontokat ötvöző, új numerikus döntéstámogató rendszert hoztam létre. A módszer előnye, hogy egyaránt alkalmazható a különböző szintű (települési, megyei, regionális, országos, globális) tervezéseknél és alkalmas objektív módon a döntési súlyok érvényesítésével optimális megoldásokat ajánlani a nagyszámú, számításba vehető átalakítási technológiák optimális arányainak meghatározására.

4.1. Napelemes rendszerek dinamikus teljesítmény előrejelzési módszere

Ebben a pontban a kutatási célként meghatározott előrejelzési módszertant, a módszertan tesztelésének eredményeit, a további javíthatóság felismerhető lehetőségeit, a módszer megbízhatóságát valamint a megbízhatóságnak a változékony sugárzási viszonyoktól való igazolt szignifikáns függését ismertetem. Az előrejelzések közvetlenül ekvivalens csúcskihasználási óraszámokban történtek, amiből azonban a névleges teljesítmények ismeretében a villamosenergia termelés teljesítménye egyértelműen adódik. Az ekvivalens csúcskihasználás szerinti értékeléssel a PV generátor nagyságától függetlenül összehasonlítható és így általánosítható eredmények születtek.

A genetikus algoritmusok során alkalmazott kódkészlet egyik fő eleme tehát a fizikai alapú modellezéssel megállapított várható ekvivalens csúcskihasználási óraszám. A kódoláshoz viszont az adott és változékony külső körülmények hatására jellemző, így a módszer megbízhatóságának értékelésére alkalmas paramétert kellett megalkotnom, amit ebben a pontban ismertetek. Az előrejelzés javíthatóságának modellezésére kialakított almodszert, amit egyszerű felhő monitoring rendszernek neveztem el, e ponthoz is kapcsolódóan az M.3. Mellékletben részletezem.

4.1.1. A dinamikus teljesítmény előrejelzési módszer meghatározása

A 3.3.1. pont szerinti fizikai alapon kiszámolt várható teljesítmény önmagában nyilvánvalóan pontatlan. A kialakított dinamikus, folyamatos mérési adatokra is építő előrejelzésnél (data driven determination) viszont ezt az előrejelzést vezérjelként kell használni. Az előrejelzés során így egy t_0 időpontra érvényes fizikai alapon előre jelzett teljesítményt (ekvivalens csúcskihasználási óraszámában meghatározva) a $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_n$, valós időben változó mintavételezési időpontokban rögzített mérési (monitoring) adatsor értékein alapuló számítással dinamikusan szükséges módosítani.

Ennek a folyamatos módosításnak az alapja az a kódolt adattartalom, amely kifejezi a mintavételi időszak működésére csak aktuálisan ható egyedi hatások eredőjét. Egy kialakítandó kódrendszer így alkalmas arra, hogy egy adott mintavételezési időszak adataira genetikusan értelmezhetően rögzítse a várhatótól eltérő viselkedéseket, mint az adott időszakra jellemző tulajdonságokat. Ennek a sztochasztikus fizikai folyamatok által meghatározott tulajdonsággal is értelmezhető, hogy a tényleges teljesítményérték eltér a fizikai alapú megközelítés alapján, az egy tipikus esetben várható teljesítményértéktől. A tulajdonságok kódrendszer segítségével történő definiálásával, a mintavételi időszakban rögzített tulajdonságokat mintegy szülői génállománynak tekintve, statisztikai alapon meghatározható az a legvalószínűbb kód, ami egy következő időpontban érvényesnek tekinthető.

Ennél a megközelítésnél van számítható valószínűsége a mintavételi időszakban kódokkal rögzített tulajdonságok által kijelölt tartományon belüli bármely érték újbóli megjelenésének, tehát lehetővé válik, hogy a különböző mértékű teljesítmény előrejelzésekhez különböző valószínűségeket lehessen társítani. Az energiatermelésre meghatározó időjárási viszonyok szélsőséges megváltozására mindig van esély. Ezek hatása genetikai értelemben a mutáció. A mutáció itt azt jelenti, hogy az előre jelzett időpontban olyan teljesítmény-eltérés valósul meg, amelynek a valószínűsége a mintavételi időszakot genetikai állományként értékelve nulla. A mintavételi időszak hossza, az időszak és az előrejelzési időszak közötti időtartam, az időjárási viszonyok aktuális változékonysága ebben a megközelítésben nyilván összefügghet e mutációk gyakoriságaival és a mértékeivel.

A fenti elvek szerinti megközelítéssel dolgoztam kis a napelem előre jelzésének új módszerét, mely során az energiatermelés nem megjósolható változékonyságára a genetikus algoritmusként rögzített változékonyságra való aktuális hajlandóságot tekintettem. A számítás illetve a kódolás alapja a $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_n$ időszakokra korábban fizikai alapon meghatározott várt ekvivalens csúcskihasználási óraszámok, illetve a mérés alapján megállapított tényleges értékek közötti különbségek, melyek a fizikai alapú előrejelzés hibáinak is tekinthetők. Valójában azonban az aktuális változékonyági hajlandóságot jelző kódok. Ezen hibák értékeiből (hibasorból) a t_0

4. Eredmények

időpontra közvetlenül a fizikai alapú előrejelzés várható hibájára kell képezni az előrejelzést, ami gyakorlatilag így egy mérési adatok szerint vezérelt pontosított előrejelzést jelent. Az adatok folyamatos rendelkezésre állásával t_0 időpontot követően is folyamatosan elkészíthetők az előrejelzések, aminek köszönhetően egy Δt_i időtartammal előre folyamatosan készíthető előrejelzés, például prediktív szabályozási feladatok számára.

A fentiek a következőkben írhatók fel. Egy $t-n$ múltbeli időpontra a várható ekvivalens csúcskihasználási óraszám (h_i^*) a fizikai alapú elemzés és modellezés alapján meghatározott. A fotovillamos rendszer mért teljesítmény értéke alapján a múltbeli tényleges ekvivalens csúcskihasználási óraszám (h_i) számolt érték. A két érték közötti eltérés a fizikai alapú előrejelzés hibája. A már ismert hibaértékből fajlagos hiba (H_i) a (4.1) egyenlet alapján állítható elő. A fajlagos hibának a nagysága és előjele adja meg azt a kódolt értéket, ami az előrejelzési módszer számára az irányadó genetikailag továbbadható tulajdonságot jelöli. Az egyenletben a fajlagos hiba ugyanakkor nem relatív hiba, mivel a hiba értékét nem a mért adatokra, hanem a várt értékre vetítem. Ennek oka az, hogy az előre jelzett időpontra csak a fizikai modellből várt ekvivalens csúcskihasználási óraszám az ismert, és a valódi adat még ismeretlen.

$$H_i(t) = \frac{(h_i^*(t) - h_i(t))}{h_i^*(t)}. \quad (4.1)$$

Definiálható továbbá (4.2) egyenletnek megfelelően a fajlagos hibáknak egy olyan sorozata a t időpontnál korábbi n és m időpont közötti mintavételi időszakban, ami alapján a fajlagos hiba értékének az átlagos dH/dt változása meghatározható. Az egyenletben az n és m időpont közötti időtartam SI mértékrendszer szerint másodpercben szerepel.

$$\frac{dH_i}{dt} \approx \frac{\Delta H_i}{\Delta t} = 60 \left[\frac{s}{\min} \right] \frac{(H_i - H_{i-1}) + (H_{i-1} - H_{i-2}) + \dots + (H_{m+1} - H_m)}{\Delta t_{n-m}}, \quad (4.2)$$

Az egyenlet feltétele, hogy a $H_i \dots H_m$ sorozat tagjaira vonatkozó időpontok között az időtartamok (4.3) egyenlet szerint megegyeznek.

$$t_i - t_{i-1} = t_{i-1} - t_{i-2} = \dots = t_{m+1} - t_m. \quad (4.3)$$

A fentiek ismeretében a várható érték és a tényleges érték közötti fajlagos hiba t időpontban prognosztizált előrejelzésére a (4.4) egyenletet határoztam meg.

$$H_i = H_{i-1} \left(1 + \frac{dH}{dt} \right) \approx H_i \left(1 + \frac{dH_i}{dt} \right)^{\frac{\Delta t_{i-n}}{60[s/\min]}} \approx H_i \left(1 + \frac{\Delta H_i}{\Delta t} \right)^{0,4 \frac{\Delta t_{i-n}}{60[s/\min]}}, \quad (4.4)$$

Az előrejelzés számítógépes vizsgálata során a (4.4) egyenletben szereplő időtartam kitevőnél 0,4-szeres szorzót alkalmazását találtam jellemzően a kedvezőbbnek. Az egyenlet alkalmazása azt jelenti, hogy a mintavételi időszakban rögzített H fajlagos hiba adatok nem tekinthetők egymástól teljesen függetlennek, így a mintavételi időszakban a fajlagos hiba értékek változásai mögött sztochasztikus folyamatok is feltételezhetők. A tört időtartam kitevőként való alkalmazásának oka, hogy a várható érték és a mért érték közötti fajlagos hibák n és m időszak közötti percenkénti változásait csak kisebb részben, illetve csak esetenként okozza olyan természeti hatás, amely a $t-n$ (mért adat nélküli) időszakban is hasonló ütemben jelentkezik. Így a kidolgozott előrejelzésnél az utolsó mért és figyelembe vett relatív hiba értéke nagyobb súllyal meghatározó, mint a relatív hibaértékek ezt megelőző időszakban jellemző kis mértékben

figyelembe vett átlagos változása. A fentiek ismeretében (4.5) egyenlet szerint írható fel az egy aktuális t időpontra vonatkozó korrigált, n időpontban elkészíthető κ_t dinamikus előrejelzés a dinamikus adatvezérléssel pontosított ekvivalens csúcskihasználási óraszámra.

$$\kappa_t = h_t^* + H_t \times h_t^* = h_t^* \times (1 + H_t). \quad (4.5)$$

A vizsgálat során a fenti előrejelzési modell teszteléséhez a meghatározó időtartamokat pontosan rögzítettem. Ezek alapján kísérletileg olyan elképzelt esetet vizsgáltam, amikor t időpontra vonatkozóan elegendő 5 perccel az időpontot megelőzően teljesítmény előrejelzési adatot előállítani. A mintavételi periódusnak a kísérlet során az előrejelzés időpontját 5 és 15 perccel megelőző időtartamot jelöltem ki. A kitevők értékeit a 4.1. táblázat foglalja össze.

4.1. táblázat: A bemutatott módszer tesztelésénél alkalmazott főbb paraméterek

Paraméterek	A dinamikus előrejelzés gyakorisága, [s]	A dinamikus előrejelzés érvényessége, [s]	Az előrejelzés adás és a vonatkozó időpont közötti időtartam, Δt_{t-n} , [s]	A fajlagos hiba értékek változásának figyelembevétele Δt_{n-m} , [s]
Értékek	60	60	300	600

4.1.2. A változékonysági tényező

Az előzőek szerinti előrejelzési módszer megbízhatóságát rontja a mintavételezési szakasz és az előrejelzési időpont időszakában a szórt sugárzás arányának, a hatásos sugárzás intenzitásának és spektrumának előre nem kiszámítható gyakoriságú jelentős változásai. Az előrejelzés megbízhatóságának értékeléséhez ezért olyan paraméter indikátort képeztem, amely az időjárási viszonyok eltérő jellegének kifejezésére úgy alkalmas, hogy közben korrelál az előrejelzési adatok átlagos relatív hibájával. A paraméter indikátor mérhetősége így lehetővé teszi azt, hogy az előrejelzés során az előrejelzés megbízhatósága is meghatározható legyen.

A tesztelést hét véletlenül kiválasztott, többnyire eltérő időjárásviszonyokkal jellemezhető napon végeztem. A vizsgált napok eltérő jellegét szemlélteti a 4.2. táblázat, amely a percnként mért ekvivalens óraszámok jellemző értékeit (átlagértékek, napi maximum érték, 10 és 16 óra közötti minimum érték) szemlélteti. Az egyes napokra vonatkozó előrejelzések megbízhatóságának matematikai értékeléséhez kidolgoztam egy indikátort, amely alkalmas az előrejelzés megbízhatósága és a különböző napok változékonysága közötti korreláció vizsgálatára. Az indikátor részben a nap illetve a napszak hosszán, részben a nap vagy a napszak során bekövetkezett ugrásszerűen nagy (előző perchez képest) teljesítményváltozások számán alapuló általam bevezetett változékonysági tényező értékén alapul. A változékonysági tényező meghatározását a 4.3. táblázat szemlélteti.

Az előrejelzés relatív hibájának értékelésekor külön kezelem az intenzívebb sugárzási időszakokat, hiszen a reggeli és késő délutáni időszakban a nagyobb relatív hibaértékek mennyiségileg jelentősen kisebb eltéréseket jelentenek. A 10:00 és 16:00 közötti időszakon belül a relatív hiba kisebb értéke ugyanakkor már nagyobb mennyiségű eltérést jelent, amiért ebben az időszakban nagyobb jelentőséget kap az előrejelzés relatív megbízhatósága.

4. Eredmények

4.2. táblázat: Az elemzési napokra jellemző ekvivalens csúcskihasználási óraszám értékek.

Az elemzett napok 2014	Egész energiatermelési időszak		10 óra és 16 óra közötti időszak		Fényviszonyok szövegszerű jellemzése
	Ekvivalens csúcskihasználási óraszám átlaga	Ekvivalens csúcskihasználási óraszám legnagyobb értéke	Ekvivalens csúcskihasználási óraszám átlaga	Ekvivalens csúcskihasználási óraszám legkisebb értéke	
	h	h	h	h	
IV.01.	3889	6766	5633	3427	derült, enyhén felhős, stabil fényviszonyok
IV.20.	3047	9360	4245	1187	változókéonyan felhős, ritkán derült
V.01.	2604	8310	4609	1522	közel egyenletesen felhős, de időnként derült
V.20.	4227	7679	6348	802	változóan felhős és derült, gyorsan változó fényviszonyok
VI.01.	2717	9528	4606	761	változókéony, jellemzően felhős, ritkán derült
VI.14.	4032	9089	5515	757	erős gyakorisággal változóan felhős és derült
VII.20.	4252	7031	6261	1557	derült, ritkán felhőátvonulás, de különben stabil

4.3. táblázat: Változókonysági tényező meghatározásának eredményei egyes napokra

	AC perces átlagteljesítmény 1 perc alatti változása, db/nap								Változókonysági tényező V_{nap} [db/nap]
	Csökkenés				Növekedés				
	55% feletti	35%-55% között	15%-35% között	5%-15% között	55% feletti	35%-55% között	15%-35% között	5%-15% között	
2014.	a_1	a_2	a_3	a_4	b_1	b_2	b_3	b_4	Nappal
IV.01.	0	1	2	55	0	0	9	51	131
IV.20.	8	8	40	71	16	11	40	76	460
V.01.	2	6	21	68	5	4	19	65	271
V.20.	11	6	10	47	19	3	10	34	268
VI.01.	3	7	34	108	12	9	38	106	466
VI.14.	20	19	29	61	35	10	29	54	538
VII.20	2	0	7	26	3	0	6	23	95

A változékonysági tényező meghatározásának eredményeit a csúcsidőszaki napszak egészére nézve a 4.4 táblázatban szemléltetem. A táblázatokban szereplő fajlagos tényezők meghatározását a (4.6) és (4.7) egyenletek mutatják:

$$V_{nap} = 4a_1 + 3a_2 + 2a_3 + a_4 + 4b_1 + 3b_2 + 2b_3 + b_4. \quad (4.6)$$

$$V_{nsz} = 4a_1' + 3a_2' + 2a_3' + a_4' + 4b_1' + 3b_2' + 2b_3' + b_4'. \quad (4.7)$$

4.4. táblázat: Változékonysági tényező meghatározásának eredményei egyes napszakokra

	AC perces átlagteljesítmény 1 perc alatti változása, db/ napszak								Változékonysági tényező V_{nsz} [db/ napszak]
	Csökkenés				Növekedés				
	55% feletti	35%- 55% között	15%- 35% között	5%- 15% között	55% feletti	35%- 55% között	15%- 35% között	5%- 15% között	
2014.	a_1'	a_2'	a_3'	a_4'	b_1'	b_2'	b_3'	b_4'	10:00 – 16:00 között
IV.01.	0	1	1	17	0	0	2	18	44
IV.20.	5	3	15	21	9	4	17	24	186
V.01.	2	6	12	22	5	3	10	28	149
V.20.	7	4	2	5	12	1	2	8	112
VI.01.	2	6	23	54	9	8	21	61	289
VI.14.	19	18	13	28	32	6	9	22	370
VII.20.	2	0	1	8	3	0	1	8	40

A becslési módszertan megbízhatóságának értékeléséhez a bevezetett fajlagos változékonysági tényezőt használtam, ami a fenti táblázatok szerint definiált változékonysági tényező egy órára vetített átlagértékét jelenti. Így a fajlagos változékonysági tényező alkalmas a különböző hosszúságú nappalokon történő összehasonlításra. Az indikátor meghatározását az egész napra vonatkozóan a 4.5. táblázat, míg az intenzív napszak esetében a 4.6. táblázat szemlélteti.

4.5. táblázat: Fajlagos változékonysági tényező indikátorok meghatározása egész napra

	Változékonysági tényező	Nappal hossza	Fajlagos változékonysági tényező
2014.	V_{nap} [db/ nap]	$\Delta t_{nap} = SRT - SST,$ [h]	$v_{nap} = V_{nap} / \Delta t_{nap},$ [db/h]
IV.01.	131	12,84	10,20
IV.20.	460	13,89	33,12
V.01.	271	14,46	18,75
V.20.	268	15,31	17,51
VI.01.	466	15,69	29,71
VI.14.	538	15,93	33,78
VII.20.	95	15,42	6,16

4. Eredmények

4.6. táblázat: Fajlagos változékonysági tényező indikátorok a csúcstermelési időszakra

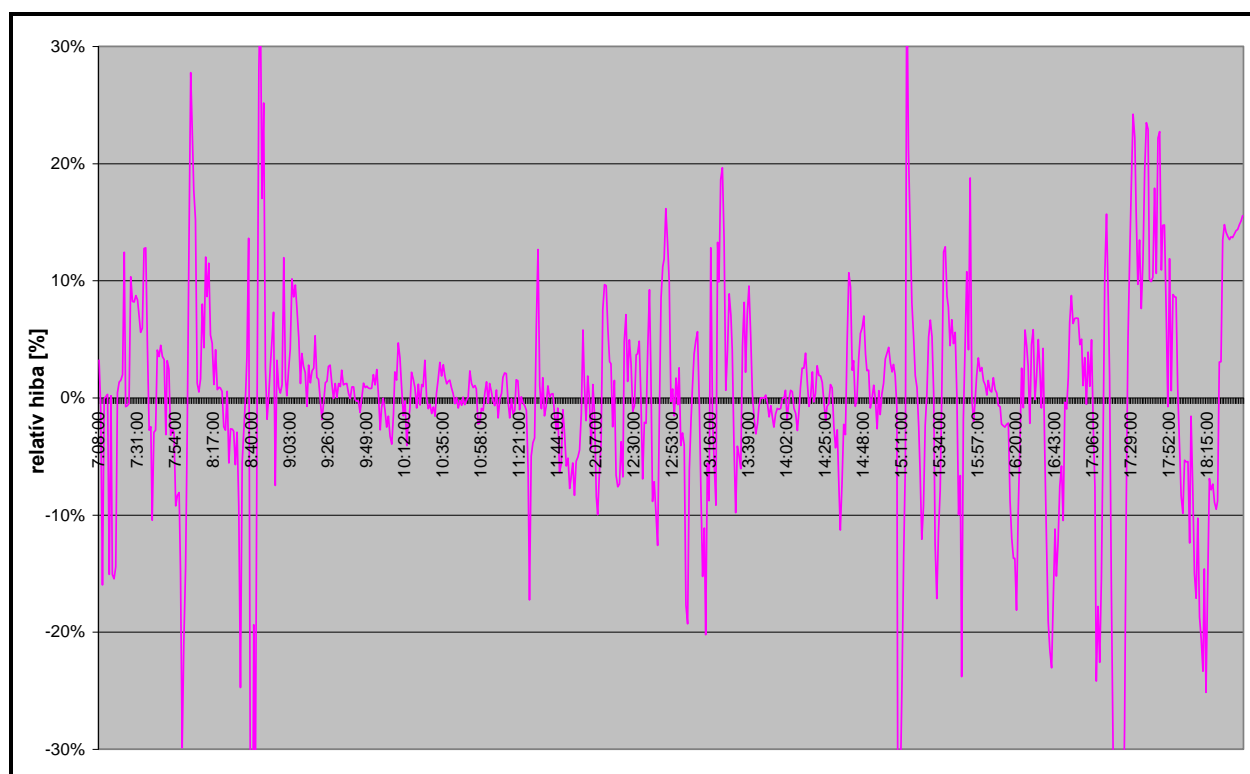
	Változékonysági tényező	Nappal hossza	Fajlagos változékonysági tényező
2014.	V_{nsz} [db/ napszak]	$\Delta t_{nsz} = 16:00 - 10:00,$ [h]	$v_{nsz} = V_{nsz} / \Delta t_{nsz},$ [db/h]
IV.01.	44	6	7,33
IV.20.	186	6	31,00
V.01.	149	6	24,83
V.20.	112	6	18,67
VI.01.	289	6	48,17
VI.14.	370	6	61,67
VII.20.	40	6	6,67

A fajlagos változékonysági indikátorokból látszik, hogy erősen eltérő változékonyságú napokra történtek az értékelések, melyek során stabil fényviszonyok, szélsőségek és átmenetek is előfordulnak. Az elemzés során így 7 minta, 6 szabadsági fok mellett tudtam a kialakított előrejelzési módszert értékelni és a megbízhatóságot meghatározni. Mint az eredmények további ismertetéséből látszani fog a választott indikátor és az előrejelzés átlagos relatív hibaértékei között az erős korrelációt sikerült kimutatnom, így például a 15 perces menetrend tarthatóságára vonatkozó előrejelzés relatív hibaértékének indikátor függésére a lineáris közelítés is szignifikáns eredményt hozott az elvárt 95%-os megbízhatósági szinten.

4.1.3. Az előrejelzés jellemző hibái

A 4.1. táblázat szerinti paraméterekkel elvégzett tesztelési eredményeimet a következő két ábrán szemléltetem. A kiadott teljesítmény, illetve vele egyenértékű ekvivalens csúcskihasználási óraszámra szóló dinamikus előrejelzési módszer elfogadhatósága megítéléséhez a hibának mind a relatív nagysága, mind a hiba numerikus abszolút értéke meghatározó jellemző.

A 2014. április 1-i nap a hét vizsgált nap közül a második legkisebb fajlagos változékonysági tényezővel jelzett időszak volt, melyet enyhén felhős, alapvetően derült idő és viszonylag stabil fényviszonyok jellemeztek. Előre jelezhetőség szempontjából nehézség, hogy az ilyen időszakban már nem rajzolódik ki tisztán a haranggörbe jelleg és 10-20%-os eltérések is előfordulhatnak az előzetesen modellezett várt értékekhez képest. Ugyanakkor a fényviszonyok változásai kevésbé voltak dinamikusak. Ez a genetikus megközelítés jobb megbízhatóságára kedvező. A légkör szűrő hatása, a direkt és a diffúz fénysugár aránya is kevésbé dinamikusán változott, de mivel nem tisztán derült időszokról van szó, ez eltérő mértékű eltéréseket okoz a várható értékektől. A 4.1. ábra a dinamikusán 5 perccel előre jelzett kiadott teljesítményre könnyen átszámítható ekvivalens csúcskihasználási óraszám előrejelzésének relatív hibáit mutatja. A relatív hiba az előre modellezett teljesítményből illetve e teljesítménymérés alapján számolt „mért érték” eltérésének és a „mért értéknek” a hányadosa.

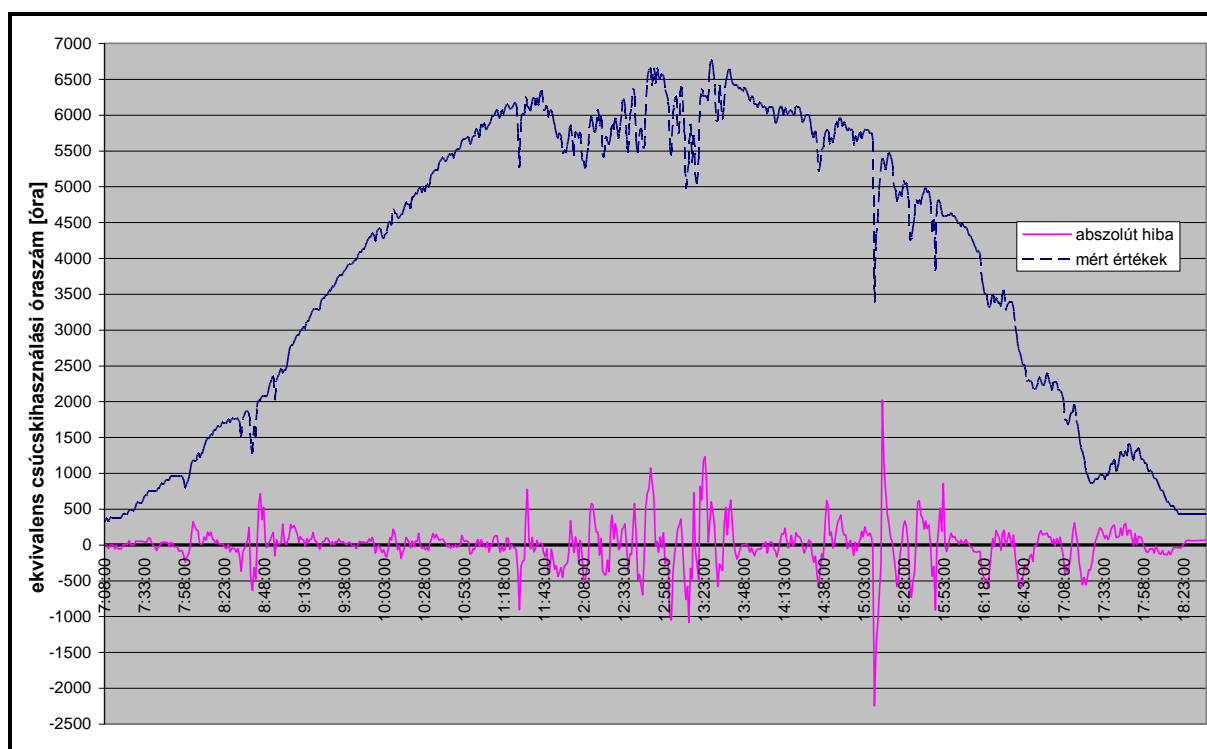


4.1. ábra: Öt perces dinamikus kiadott AC teljesítmény ekvivalens óraszám formában történő előrejelzésének relatív hibái, 2014. április 1-én

A fenti ábrán látható, hogy arányait tekintve az előrejelzés relatív hibaértéke gyakran 10% feletti, esetenként 20% feletti érték is lehet. Ugyanakkor feltűnő, hogy az intenzívebb napsütéses 9 és 15 óra közötti időszakában a relatív hiba jellemzően 5%-akatt marad. Továbbá megállapítottam, hogy egy rövid életű hatású dinamikus változás által okozott nagyobb hibaérték beépül az adatvezérelt előrejelzésbe később ellentétes előjelű nagyobb hibát okoz. Ugyanakkor ennek a lengésnek a dinamikája a hirtelen nagyobb hibát okozó változás hatásának hosszától (például nagyobb és teltebb felhő elvonulása) és a dinamikus előrejelzés során figyelembe vett mintavételi időszak hosszától is függ. Összességében az eredmények alapján igazoltam, hogy technikailag viszonylag egyszerűen és alacsonyabb költséggel kiépíthető 5 perces előrejelzések többnyire elfogadható eredményre vezetnek, még enyhén változékony környezeti körülmények esetén is.

A dinamikus előrejelzés relatív hibaértéke mellett a hiba numerikus értéke, az abszolút hibája is fontos, ugyanis az abszolút hiba alapján jellemezhető igazán, hogy egy PV rendszer mekkora kockázatot és nehézséget jelent a hálózat stabilitására. A 4.2. ábrán az összehasonlíthatóság érdekében a perces mért teljesítményértékekből képzett, mért ekvivalens csúcskihasználási óraszám értékeit is feltüntettem. Látható, hogy 6000 és 7000 óra közötti ekvivalens csúcskihasználási óraszám volt jellemző a csúcstermelési időszakban. A legnagyobb mért érték 6766 óra volt. A dinamikus előrejelzés hibája a legtöbb esetben 500 óra alatt maradt és csak egy esetben fordult elő egy 200 órát meghaladó negatív, majd ezt követő pozitív hibából álló lengéspár. A hibákban meglévő lengések itt is jól megfigyelhetők.

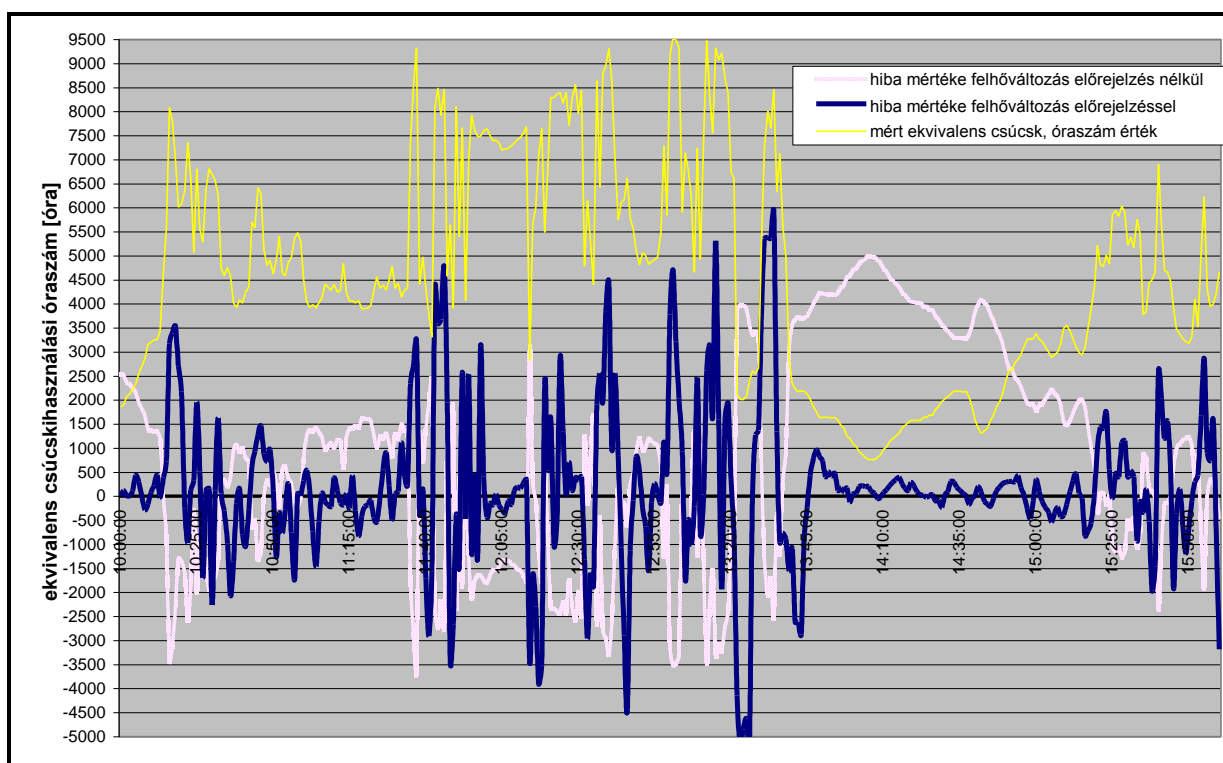
4. Eredmények



4.2. ábra: Öt perces dinamikus kiadott AC teljesítmény ekvivalens óraszám formában történő előrejelzésének abszolút hibái és a mérés alapján számított értékek, 2014. április 1-én

A legnagyobb intenzitású időszakban megfigyelt közel 2000 óranyi különbséget is elérő hirtelen ingadozás ellenére a dinamikus előrejelzés hibája a legtöbb esetben 500 óra alatti értéken maradt. Tekintve, hogy itt adott pillanatban mért teljesítmény és nem egy menetrendezhető időszak alatti teljesítmény előrejelzéséről van szó, ez a várakozást felülmúló eredmény. A szemléltetett hibák váltakozóan pozitív és negatív előjele előrejelzi, hogy egy-egy periódusra jellemző átlagteljesítmény illetve átlag ekvivalens csúcskihasználási óraszám előrejelzés pontossága nagyon kedvező érték lehet. Összességben megállapítható, hogy a kidolgozott dinamikus 5 perces előrejelzés valóban alkalmazható a kisteljesítményű fotovillamos rendszerek esetében. A különböző változékonyságú napokon végzett előrejelzések összehasonlítását és a kidolgozott módszer megbízhatóságának vizsgálatát a 4.2.3 pont tartalmazza.

Az M.3. mellékletben részletesen ismertetett egyszerűsített felhőváltozási monitoring bevezetésével és alkalmazásával modelleztem egy olyan elméleti kisegítő rendszer hatását, amely a sugárzási viszonyok jelentősebb mértékű hirtelen változását előre lenne képes jelezni. Genetikus megközelítés szerint a fenti monitoring rendszer célja, hogy a mutáció lehetőségére és típusára felhívja a figyelmet és az előrejelzés további pontosítását megkísérelje. Az egyszerűsített felhőváltozási monitoring hatását a 4.3. ábra szemlélteti. A jelzett nap a 7 vizsgált nap közül az egyik leginkább változékonny, felhősödéssel és derültebb időszakokkal volt jellemezhető. Különösen az ábrázolt 10 és 16 óra közötti időszakban volt megfigyelhető nagyszámú és nagymértékű dinamikus ingadozás, aminek a hatása a mért teljesítményekben is jelentkezett. Összességében tehát az ábrázolt 2014. június 1 az olyan napok közé tartozik, amikor a teljesítmények előrejelzése a legnehezebb, így alkalmas arra, hogy legjobban szemléltesse a kialakított dinamikus adatvezérelt előrejelzés megbízhatóságát.



4.3. ábra: Öt perces AC ekvivalens csúcskihasználási óraszám előrejelzések hibái és a mért értékek, 2014. június 1-én

A 4.3. ábra tehát az 10 - 16 óra közötti napenergia termelés szempontjából „csúcsidezőszaknak” tekinthető időszak előre jelezhetőségét szemlélteti egy olyan napon, amikor jelentősen változékony viszonyok voltak a jellemzők és gyakran sűrű ingadozások fordultak elő az energiatermelésben. Látszik, hogy a bevezetett egyszerű felhőváltási monitoring, olyan időszakban bizonyult hatékonynak, amikor erős felhőzöttség mellett a napsugárzás intenzitásának változásai nem követik a várható trendeket és a nagyon gyors ütemű, sűrű változások kevésbé jellemzőek. Olyan időszakban, amikor a trendek érvényesülése mellett hirtelen és gyors rövid időszaki változások történtek jellemzően nem járt jelentősebb előnnyel az alkalmazása, sőt egyes esetekben még rontotta is a pontosságot. De a 14:00 és 15:30 közötti szakasz azt jelzi, lehetnek időszakok, amikor a felvázolt egyszerűbb felhőváltási monitoring előrejelzés hasznos kiegészítő alkalmazás lehet akár már a modellezett formában is.

A 4.3. ábrán a hibák itt is megfigyelhető ingadozása jelentősebb, mint az előző ábrákon, de ez itt is annak köszönhető, hogy a jelentős hibát okozó dinamikus hatások gyorsan jönnek létre és gyorsan szűnnek meg, viszont a kidolgozott dinamikus előrejelzésbe a rövid élettartamú hatások is beépülnek. A lengés oka, hogy a hirtelen intenzitásváltozást kiváltó ok megszűntét követően ezek figyelembevétele bár indokolatlan lenne, de a kísérlet során nem alkalmaztam erre szűrő algoritmust.

4.1.4. Az öt perces dinamikus hibajel vezérelt előrejelzés megbízhatósága

Az 5 perces előrejelzések jellemző hibaadatainak abszolút értékeit összesítem a 4.7. táblázatban. Az átlaghiba a csúcstermelési időszakban mutatott nagyobb szórást. Itt az előrejelzés legkisebb

4. Eredmények

napi átlagos abszolút hibája 175 óra volt, míg a legnagyobb 1880 óra. Az előrejelzések mindösszesen 50%-ában sikerült az abszolút értékű napi hibaátlagokat 100 óra alá vinni, bár kedvező napokon a 82%-os arány elérése is sikerült.

4.7. táblázat: Az 5 perces dinamikus hibajel vezérelt előrejelzés átlagos abszolút értékű hibái

Napi teljes energiatermelési időszak	átlag hiba, h	200 óra feletti megoszlása, %	100 - 200 közöttiek megoszlása, %	100 óra alattiak megoszlása, %
2014.IV.01.	180	28,30	20,03	51,67
2014.IV.20.	690	50,54	14,67	34,78
2014.V.01.	367	28,44	16,49	55,06
2014.V.20.	536	24,97	14,54	60,49
2014.VI.01.	678	52,26	17,24	30,51
2014.VI.14.	972	46,48	17,18	36,34
2014.VII.20.	104	5,84	11,68	82,49
Átlag	504	34	16	50
10 és 16 óra közötti időszak	átlag hiba, h	200 óra feletti megoszlása, %	100 - 200 közöttiek megoszlása, %	100 óra alattiak megoszlása, %
2014.IV.01.	235	37,95	20,22	41,83
2014.IV.20.	885	55,68	13,85	30,47
2014.V.01.	693	55,40	24,38	20,22
2014.V.20.	798	29,64	17,73	52,63
2014.VI.01.	1 203	80,33	9,97	9,70
2014.VI.14.	1 880	72,58	13,02	14,40
2014.VII.20.	175	12,19	16,90	70,91
Átlag	838	49	17	34

Az előrejelzés relatív hibáit a 4.8. táblázat mutatja. Az átlagosan 18,6%, illetve a csúcstermelési időszak alatt kialakult 23,6% túl magas érték. De az előzőekben felismert lengés jelenség miatt, amit az okoz, hogy egy hirtelen és rövid időszakig ható külső hatás beépül a dinamikus előrejelzésbe, ezek az értékek még javíthatók lehetnek. Ráadásul mivel a lengéseknél a pozitív és negatív előrejelzésű hibák váltakozva jelennek meg, egy hosszabb periódusra vonatkozó előrejelzés jelentősen kisebb relatív hibát ad. Az egyszerű felhőmonitoring modellezett alkalmazásával gyakorlatilag ennek a lebegéshatásnak a némi csillapításával átlagosan 15%-ra, sikerült az átlagos előrejelzési pontosságot javítani, ami az ilyen megoldások alkalmazhatóságát igazolja.

A kutatásom kapcsolódó eredménye annak igazolása, hogy ha a dinamikus hibajel vezérelt előrejelzésben ingadozó ellentétes előjelű hibát okozó lengéshatást és ezen a hatásnak a hosszát ismernénk, akkor az előrejelzés kissé költségesebbé válna, de a hibák lengését talán csillapítani, az előrejelzéseket pontosabbá lehetne tenni. A lengés megszüntetéséhez vagy csillapításához tehát elegendő lehet az időjárási viszonyok (fényviszonyok, szélviszonyok, spektrális viszonyok) valós idejű mérése és a jelentős sugárzási viszonyok megváltozását okozó hatások élettartamának a rögzítése. A paraméterek dinamikus változásának iránya és e változások nagyságrendje már elegendő a megbízhatóbb előrejelzések készítéséhez.

4.8. táblázat: Az 5 perces dinamikus hibajel vezérelt előrejelzés abszolút értékű relatív hibái

Napi teljes energia-termelési időszak	relatív hiba abszolút értéke átlaga, %	15%-nál nagyobb relatív hiba gyakorisága, %	10%- 15% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5%-10% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5% alatti relatív hiba gyakorisága, %
2014.IV.01.	6,22	10,60	9,58	18,72	61,10
2014.IV.20.	23,30	40,63	14,54	14,54	30,30
2014.V.01.	12,83	21,90	13,47	25,99	38,64
2014.V.20.	28,35	21,62	3,47	7,21	67,70
2014.VI.01.	23,96	48,35	16,67	17,36	17,63
2014.VI.14.	31,48	35,11	5,93	12,36	46,60
2014.VII.20.	4,03	5,96	3,81	4,95	85,28
Átlag	18,6	26	10	14	50
10 és 16 óra közötti időszak	relatív hiba abszolút értéke átlaga, %	15%-nál nagyobb relatív hiba gyakorisága, %	10%- 15% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5%-10% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5% alatti relatív hiba gyakorisága, %
2014.IV.01.	4,34	4,43	5,26	19,11	71,19
2014.IV.20.	20,68	30,47	13,02	16,07	40,44
2014.V.01.	17,18	26,59	12,47	22,71	38,23
2014.V.20.	34,56	15,51	0,55	4,16	79,78
2014.VI.01.	28,74	54,85	12,19	13,57	19,39
2014.VI.14.	55,75	47,92	5,54	12,47	34,07
2014.VII.20.	3,87	3,60	1,39	4,99	90,03
Átlag	23,6	26	7	13	53

4.2. Napelemes rendszerek időszakon belüli átlagteljesítményének előrejelezhetősége

A menetrendtartásra vonatkozó előrejelzéseket periódusonként 5 percenkénti mérési adat és 10 előző pont szerinti percenkénti dinamikus előrejelzés alkalmazásával készítettem. A periódusonkénti 15 db így előállított adat összesítésével így 5 perccel az adott 15 perces periódus lezárása előtt készítettem átlagteljesítmény előrejelzéseket. Ebben a pontban az előrejelzés kidolgozott módszertanát és a módszertani kísérletek eredményeit áttekintő módon ismertetem, majd az előrejelzés pontosságát, megbízhatóságát értékelem. A pontosságot és megbízhatóságát a 4.1.2. pontban bemutatott időjárásfüggő fajlagos változékonysági paraméter függvényében értékelem Student-T próba segítségével.

4.2.1. Menetrendtartási előrejelzés dinamikus hibajelvezérelt módszere

Az előzőekben leírtak szerint minden egyes percre rendelkezésre állnak a fizikai alapú elemzés szerint várt ekvivalens csúcskihasználási óraszám h_t^* , valamint ennek mérés alapján dinamikusan módosított aktuális értéke κ_t , mely előrejelzés a vizsgálat paramétereit szerint 5 perccel t időpont előtt (n időpontban) is ismert. Ez megadja a lehetőséget arra, hogy 5 perccel a

4. Eredmények

negyedórás elszámolási periódus lezárása előtt egy-egy 15 perces átlagteljesítményre is egy várható illetve dinamikusan módosított ekvivalens csúcskihasználási óraszám értékeket meghatározzak, mely alapján a teljes 15 perces szakasz várható és a kereskedelmi elszámolás alapját képező menetrendi átlagteljesítmény előre jelezhetővé válik.

Bár az $n=5$ perccel a menetrendi szakasz lezárását megelőző időpontban elméletileg már 10 perces mérési adatok is rendelkezésre állhatnak az adott időszakban és csak a következő 5 perc adatainál lenne szükség a várható értékek meghatározására, a feltételezett holtidők illetve az elemzési módszer határainak keresése miatt az előrejelzési módszer tesztelésénél csak az első öt percnél öt mérési adata alapján meghatározott mért ekvivalens csúcskihasználási óraszám értéket vettem figyelembe. A fennmaradó időszak tíz adatát az előző pont szerinti teljesítmény előrejelzéssel állítottam elő. A 15 perces menetrendhez a periódusra vonatkozó $\kappa_q(t)$ értéke alkalmazott meghatározásának a módját a (4.8), (4.9) és (4.10) egyenletek tartalmazzák.

$$h_{q1} = h_{(t-14)} + h_{(t-13)} + h_{(t-12)} + h_{(t-11)} + h_{(t-10)}. \quad (4.8)$$

$$h_{q2} = \kappa_{(t-9)} + \kappa_{(t-8)} + \kappa_{(t-7)} + \kappa_{(t-6)} + \kappa_{(t-5)} + \kappa_{(t-4)} + \kappa_{(t-3)} + \kappa_{(t-2)} + \kappa_{(t-1)} + \kappa_t. \quad (4.9)$$

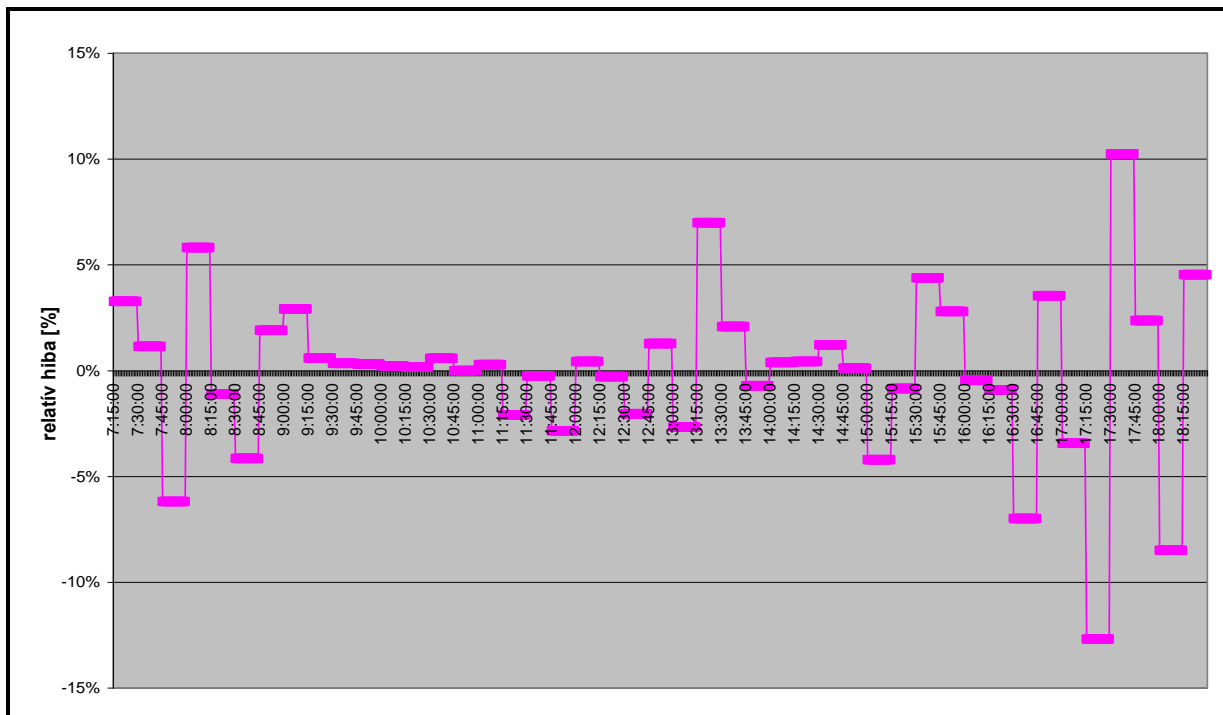
$$\kappa_q(t) = \frac{h_{q1}(t) + h_{q2}(t)}{15}. \quad (4.10)$$

A h_{q1} mért és a h_{q2} előre jelzéssel meghatározott teljesítményérték közös számtani átlaga tehát a 15 perces szakasz $\kappa_q(t)$ átlagteljesítményére ad előrejelzést. Így egy menetrendtartást biztosító prediktív szabályozás számára a szükséges érték előállítható.

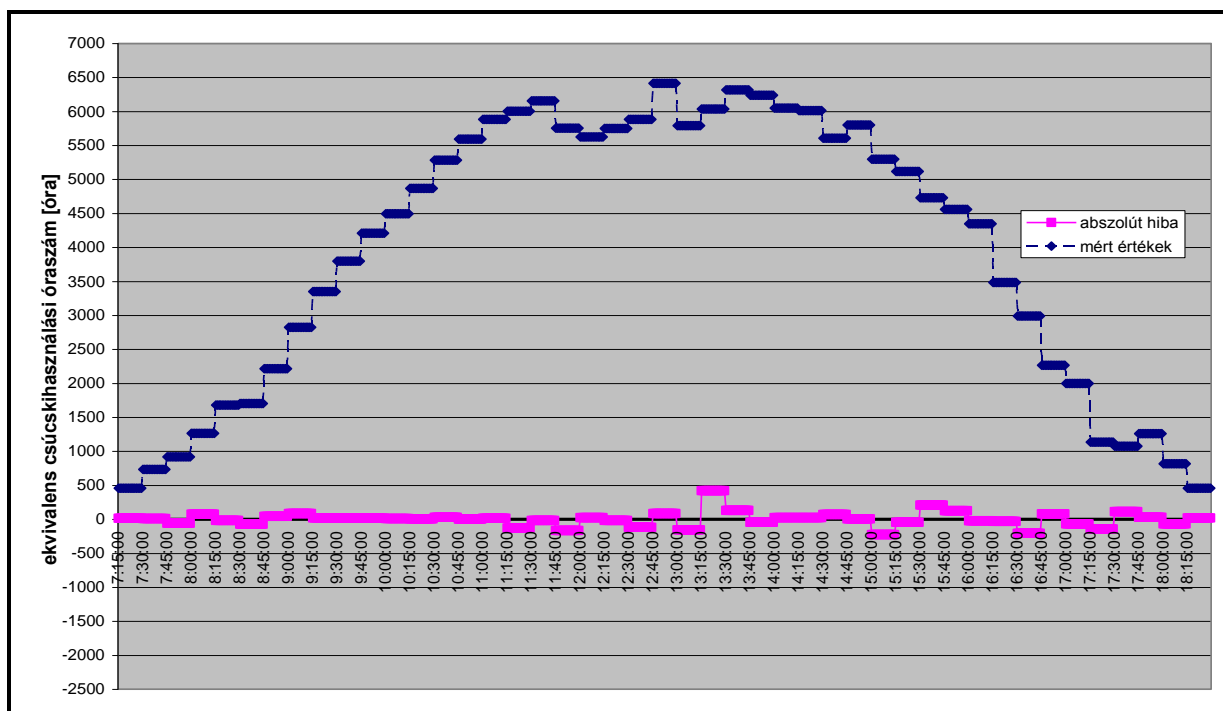
4.2.2. A menetrendtartás öt perces előrejelzésének lehetőségei

Tehát a kísérleti tesztelés során a menetrendi előrejelzés egyharmad részt mért adatokon, kétharmad részt dinamikusan előre jelzett adatokon alapult. Az eredményeket a 2014. április 1. és 2014. június 1. napokra szemléltetem. A 4.4. ábra a 15 perces átlag teljesítményre, illetve egyenértékű ekvivalens csúcskihasználási óraszámra vonatkozó előrejelzés relatív hibáit szemléltetem 2014. április 1-én. Látható, hogy a 10-16 óra közötti időszakban csak egyetlen esetben fordult elő 5%-nál nagyobb mértékű hiba. A negyedórás ekvivalens csúcskihasználási óraszám értékeket és a dinamikus előrejelzés óra mértékegységben kifejezett hibáit a 4.5. ábra mutatja. Az előrejelzés hibái abszolút értékben az egész nap során 500 óra alatt maradtak, ami a kedvező időjárási viszonyok közötti megbízható előrejelzés tényét igazolja.

A tesztelés során a kevésbé kiszámítható időjárási körülmények között is elfogadható pontosságú becslés készítésének a lehetőségei is lényegesek. A változó időszakra történő előrejelzés abszolút értékben kifejezett elérhető pontosságát a 4.6. ábra szemlélteti. Az előrejelzési módszer alkalmazhatóságát igazolja, hogy a negyedórás szakaszok előrejelzésének relatív hibája egy erősen változó környezetben is átlagosan 9% volt. A legnagyobb mért hiba abszolút értéke bár megközelítette a 2000 óra ekvivalens csúcskihasználási óraszámot, de ritka kivételtől eltekintve a hiba abszolút értéke 500 óra alatt maradt.

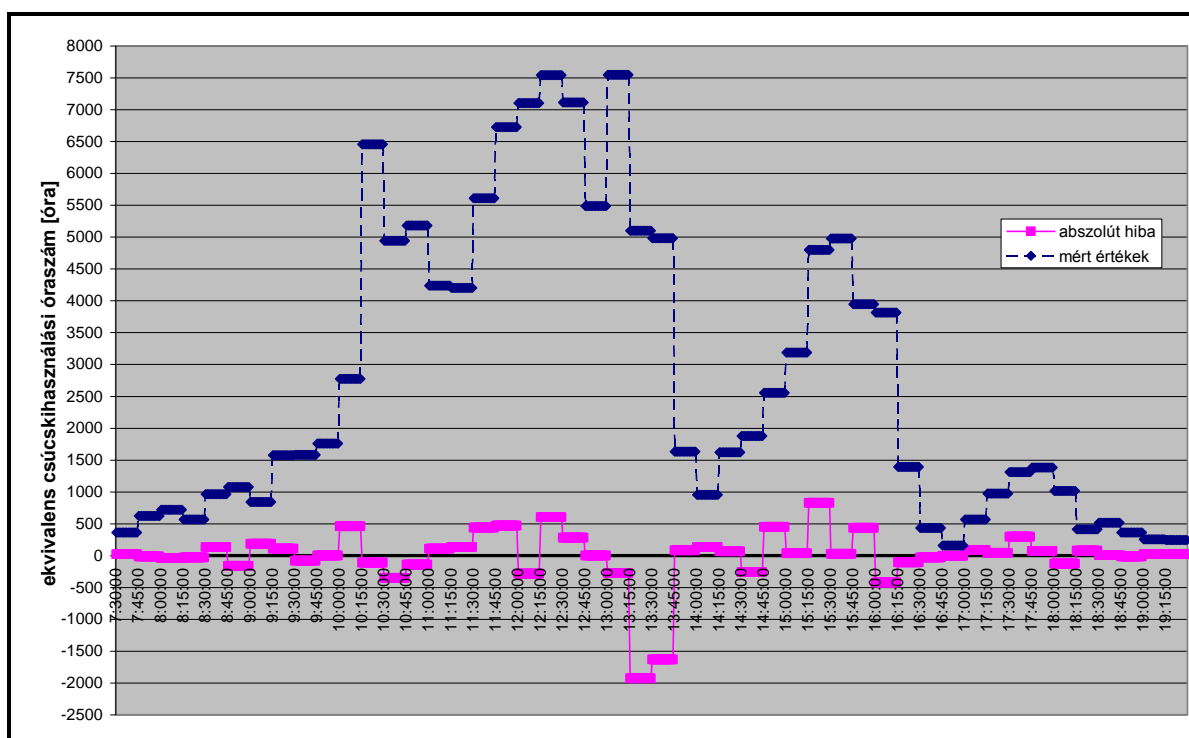


4.4. ábra: Dinamikus előrejelzés a menetrendtartás pontosságára 5 mérési adat és 10 dinamikusan előrejelzés által előállított adat alapján (2014.04.01.)



4.5. ábra: Menetrendtartásra vonatkozó dinamikusan előrejelzés hibái (2014.04.01.)

4. Eredmények



4.6. ábra: Menetrendtartásra vonatkozó dinamikus előrejelzés hibái 5 perc mért és 10 perc előre jelzett perces teljesítményadatok alapján (2014.06.01.)

A 4.6. ábrán látható tesztelés a hét vizsgált nap közül a legnagyobb átlagos abszolút értéken átlagolt relatív hiba értéket adta. Ez a 9,0% relatív hiba 242 óra átlagos abszolút előrejelzési hibát jelentett, aminél viszont más napon nagyobb érték is előfordult (352 óra). A kidolgozott előrejelzés jelentőségét igazolja, hogy alkalmazásával a menetrendtartás szempontjából fontos fogyasztásoldali választézkedések olyan előrejelzési információk alapján biztosíthatók, amelyek 9%-nál nem nagyobb relatív hibával még egy kiemelkedően variábilis nap átlagában is elkészíthetők.

Az egyszerű felhőváltási monitoring korábban bevezetett alkalmazásával az egész napra vonatkozó átlagos abszolút értékű relatív hiba 9% értékről 5,7%-ra volt csökkenthető. Ez a gyakorlatban azt jelenti, hogy megbízható menetrendtartási előrejelzés készíthető.

4.2.3. Az öt perces dinamikus hibajelvezérelt menetrendtartási előrejelzés értékelése

A kidolgozott menetrendtartási célú előrejelzés megbízhatósága jelentősen jobb annál, mint amit az előzőleg már ismertetett teljesítmény előrejelzés során tapasztaltam. Ennek egyik oka az, hogy a tesztelt előrejelzési módszer egyharmad részben már ismert mért értékeket használ és csak kétharmad részben alapszik egyedi előrejelzéseken. Másrészt, mint láthattuk az egyedi előrejelzési adatok esetén a rövid ideig ható intenzív változások beépülnek a dinamikus előrejelzésbe és a hatás elmúltával ellentétes irányú hibát okoznak, azonban egy periódus átlagteljesítményének előrejelzése esetén ezek a hibalebegések kevésbé okoznak nagy hibát. Az ekvivalens csúcskihasználási óraszám kifejezett hiba átlagos értéke a hét kiválasztott mérési nap esetében átlagosan 183 óra volt, illetve a 10-16 óra közötti csúcstermelési időszakban is 300 óra alatt maradt. A legjobb elért napi átlagos abszolút értékű előrejelzési hiba mindösszesen 35

óra volt. A menetrendi átlagteljesítményre vonatkozó előrejelzési értékek átlagban 63%-os eséllyel maradtak 100 óra alatt. A mérési eredményeket a 4.9. táblázat foglalja össze. Ezek az előrejelzési hibaértékek már egy elfogadhatóan alacsony értéket jelentenek.

A jobb áttekinthetőség érdekében az ekvivalens csúcskihasználási óraszámokban képzett menetrendtartási célú előrejelzések abszolút értékű hibái napi átlagainak és az abszolút értékű relatív hibák napi átlagainak eloszlását az alábbi kategóriák között értékeltem:

- 1) abszolút értékű hibaátlagok: 200 óra/év feletti, 100-200 óra/év közötti, 100 óra/év alatti értékek,
- 2) relatív hiba: 15%-nál nagyobb, 10-15% közötti, 5-10% közötti hibák aránya, 5% alatti értékek.

4.9. táblázat: Az öt perces dinamikus menetrendtartási előrejelzés abszolút értékű átlaghibái

Napi teljes energiatermelési időszak	átlag hiba, h	200 óra feletti megoszlása, %	100 - 200 közöttiek megoszlása, %	100 óra alattiak megoszlása, %
2014.IV.01.	73	8,89	17,78	73,33
2014.IV.20.	244	31,25	20,83	47,92
2014.V.01.	144	22,00	14,00	64,00
2014.V.20.	189	19,61	11,76	68,63
2014.VI.01.	242	33,33	22,92	43,75
2014.VI.14.	352	39,62	9,43	50,94
2014.VII.20.	35	3,85	1,92	94,23
Átlag	183	23	14	63
10 és 16 óra közötti időszak	átlag hiba, h	200 óra feletti megoszlása, %	100 - 200 közöttiek megoszlása, %	100 óra alattiak megoszlása, %
2014.IV.01.	87	12,50	25,00	62,50
2014.IV.20.	302	37,50	16,67	45,83
2014.V.01.	256	37,50	29,17	33,33
2014.V.20.	260	29,17	8,33	62,50
2014.VI.01.	397	58,33	20,83	20,83
2014.VI.14.	694	75,00	8,33	16,67
2014.VII.20.	56	8,33	4,17	87,50
Átlag	293	37	16	47

Az előrejelzés relatív hibái abszolút értékeinek napi átlagait a 4.10. táblázat ismerteti. Látható, hogy az előre jelzés átlagos relatív hiba értéke 6% alatt maradt. A hétből három vizsgálati nap esetében az összes tizenöt perces menetrendi időszakra adott előrejelzés esetén teljesült, hogy a 10-16 óra közötti időszakban a relatív hiba 10% alatt maradtak, sőt 65%-os valószínűséggel teljesült, hogy az előrejelzés hibája 5% alatt maradt.

Az egyszerű felhőmonitoring mellékletben ismertetett alkalmazásával a 4.9. táblázatban feltüntetett 183 óra átlagos hibát 145 órára sikerült csökkenteni. Továbbá a legkedvezőbb napi átlagos relatív hiba értékét 1,25%-ra sikerült csökkenteni, de legmagasabb napi átlagos relatív hiba is csak 6,54% volt. Összességében teljesült az egyszerű felhőmonitoring alkalmazásával,

4. Eredmények

hogy átlagosan 70%-ban 5%-os hiba alatti maradt egyes előrejelzések relatív hibája. A részletes összefoglaló adatok a mellékletben megtekinthetők.

4.10. táblázat: Az öt perces dinamikus menetrendtartási előrejelzés relatív hibái

Napi teljes energiatermelési időszak	relatív hiba abszolút értéke átlaga, %	15%-nál nagyobb relatív hiba gyakorisága, %	10% - 15% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5% - 10% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5% alatti relatív hiba gyakorisága, %
2014.IV.01.	2,64	0,00	4,44	11,11	84,44
2014.IV.20.	8,22	18,75	4,17	29,17	47,92
2014.V.01.	5,09	6,00	12,00	20,00	62,00
2014.V.20.	5,26	7,84	15,69	3,92	72,55
2014.VI.01.	9,00	20,83	12,50	31,25	35,42
2014.VI.14.	7,90	22,64	5,66	13,21	58,49
2014.VII.20.	1,36	0,00	1,92	5,77	92,31
Átlag	5,64	11	8	16	65
10 és 16 óra közötti időszak	relatív hiba abszolút értéke átlaga, %	15%-nál nagyobb relatív hiba gyakorisága, %	10% - 15% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5% - 10% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5% alatti relatív hiba gyakorisága, %
2014.IV.01.	1,55	0,00	0,00	4,17	95,83
2014.IV.20.	6,63	12,50	0,00	29,17	58,33
2014.V.01.	5,92	12,50	8,33	25,00	54,17
2014.V.20.	4,36	8,33	8,33	4,17	79,17
2014.VI.01.	9,29	20,83	12,50	20,83	45,83
2014.VI.14.	13,09	37,50	12,50	16,67	33,33
2014.VII.20.	0,93	0,00	0,00	8,33	91,67
Átlag	5,97	13	6	15	65

A menetrendtartásra vonatkozó előrejelzés megbízhatóságának további javítására tehát van lehetősége, így kevésbé változékony időjárás viszonyok esetén (ami nem feltétlenül derült időt jelent) az 1% alatti átlagos relatív hiba szintje sem elérhetetlen.

4.2.4. Az öt perces dinamikus menetrendtartási előrejelzés megbízhatósági vizsgálata

A korábbi pontokban a genetikus algoritmusra építő teljesítmény előrejelzést ismerttettem. Ehhez definiáltam a fizikai alapú várható teljesítmény értékeit, majd ezek alapján a mintavételi időszak teljesítményértékeit kódoltam. A kódolt minta értékeinek mintavételi időszakban történő változásaiban felismerhető sztochasztikus folyamatokat is figyelembe véve numerikusan állítottam elő az előrejelzés teljesítményértékének megfelelő kódot, amit az előrejelzés pillanatában ismert fizikai alapú várt teljesítmény segítségével dekódoltam. A létrejött teljesítmény előrejelzési adatokat felhasználva adott menetrendi átlagteljesítmény értékekre az adott perióduson belül numerikusan készítettem előrejelzéseket (menetrendtartási előrejelzés). Az előrejelzéseket teszteltem és a megbízhatóságukra vonatkozó eredményeket összefoglaltam.

Korábban az előzőek mellett fogalmilag és matematikailag meghatároztam a fajlagos változékonysági tényezőt, melynek adott értékeit a tesztek során mérés alapján kiszámoltam. Az általam feltalált és bevezetett új indikátor alkalmas az időjárési viszonyok változékonyságának matematikai kifejezésére.

Ebben a pontban a menetrendtartási előrejelzés megbízhatóságát az adott időjárési viszonyok változékonyságának függvényében vizsgálom. Bemutatom a fajlagos változékonysági tényező és az előrejelzés relatív hibája közötti korrelációt. A megállapított korreláció ismeretében új matematikai összefüggést állítottam fel, mely során az 5% és 10% cárható relatív hiba értékéhez tartozó fajlagos változékonysági tényezőt meghatároztam. Értékeltem továbbá, hogy a korábban ismertetett egyszerű felhőváltozási monitoring alkalmazásával milyen további javítási lehetőséget igazoltam.

A menetrendtartás esetén mindig a hivatalos negyedórás menetrendi időszakokat értem, ezeket vizsgáltam. Az egyes korábban ismertetett tesztelési napokon 45-52 darab/nap előrejelzés készítettem az átlagteljesítményekre, melyet ekvivalens csúcskihasználási óraszámban határoztam meg. A dinamikus előrejelzéssel, öt perccel a menetrend vége előtt készített (κ_q) és a szintén ekvivalens csúcskihasználási óraszámban kifejezett mért teljesítményadatok (h_q) közötti eltéréseket előrejelzési hibaként kezeltem. A mérési adatokat itt elfogadtam helyes értéknek, így az esetleges mérési hibákból eredő hatásokat elhanyagoltam. Ez az elhanyagolás megfelel a kereskedelmi gyakorlatnak. Az előrejelzés megfelelőségének kiértékeléséhez tehát a Δh_q átlagos abszolút értékű hibát (4.11) egyenlet, a h_h relatív hibát (4.12) egyenlet alkalmazásával határoztam meg:

$$\Delta h_q = |h_q - \kappa_q|. \quad (4.11)$$

$$h_h = 100 \times \frac{\Delta h_q}{h_q}. \quad (4.12)$$

Kizárólag a napi relatív hibák vagy kizárólag a hibaátlagok értékelése annyiban torzít, hogy a kisebb napsugárzási intenzitású időszakokban mért kis hibaértékek jelentőségét felnagyítja, míg a nagyobb napsugárzási intenzitású időszakok kisebb relatív hiba esetén is nagyobb eltéréseket okoznak. Összességében az előrejelzési módszer megfelelőségének értékelését a nemzetközi gyakorlattal összehangban a relatív hibák napi átlagai szerint értékelve végeztem.

Az értékelés során kapott relatív átlagos hibaértékeket és a 4.1.2. pont szerinti fajlagos változékonysági tényező közötti összefüggést, az értékek közötti korrelációs együttható értékét MS Excel programban meghatároztam. Az összefüggésekre a szignifikancia vizsgálatokat egymintás Student-féle t-próba alapján végeztem, amihez feltételeztem, hogy a két vizsgált változó érték normális eloszlást követ. Ebben az esetben a (4.13) egyenlet szerint képzett t érték $n-2$ szabadságfokú t eloszlást követ:

$$t = R \sqrt{\frac{n-2}{1-R^2}}. \quad (4.13)$$

A két változó közti 95%-os biztonsággal igazoltan szignifikáns kapcsolat van, ha teljesül, hogy t abszolút értéke, nagyobb, mint a táblázat alapján (az $n-2$ szabadsági fok és a 95%-os megbízhatósági szint függvényében) adódó t_p érték. ($t_{p,0,975}=2,57$). A vizsgált esetekben

4. Eredmények

(előrejelzés egyszerű felhőmonitoring alkalmazása nélkül, illetve alkalmazásával, valamint teljes napra vonatkozóan illetve 10-16 óra közötti időszakra vonatkozóan) minden esetben igazolódott, hogy a fajlagos változékonysági tényező és a tesztelt menetrendtartási előrejelzések átlagos relatív hibája 95%-os megbízhatóság mellett egymással erős korrelációban van. A korreláció erősege miatt lineáris függvénykapcsolat is felírható volt. (Megjegyzem, hogy a teljesítmény előre jelzés és fajlagos változékonyság indikátor között is igazolható a 95%-os megbízhatóságú függvénykapcsolatot, de a gyengébb korreláció miatt itt másodfokú polinom illetve logaritmikus függvénykapcsolattal lehetett csak az összefüggéseket meghatározni).

Az elemzés menetét a 10-16 óra közötti átlagos menetrendi teljesítményre vonatkozó előrejelzéssel szemléltetem. A mérési adatokat a regresszióval kapott függvény illetve mért értékek összevetését a 4.11. táblázat szemlélteti.

4.11. táblázat: Főbb mérési adatok megbízhatósági vizsgálathoz (10-16 óra közötti menetrendtartási előrejelzések)

Mérés ideje	Fajlagos változékonysági tényező	Átlagos relatív hiba	Számított értékek: Próbagörbe: $f(x)=0.20677193*x+0.1084079$; $R^2=0.9854$			
			$(x_i - \bar{x}_{\text{átl}})^2$	\hat{Y} ,	$y_i - \hat{y}$	$(y_i - \hat{y})^2$
10:00 - 16:00 óra	x_i , db/h	y_i , %				
2014.VII.20.	6,667	0,926	469,44	1,487	-0,561	0,315
2014.IV.01.	7,333	1,555	441,00	1,625	-0,070	0,005
2014.V.20.	18,667	4,364	93,44	3,968	0,396	0,157
2014.V.01.	24,833	5,916	12,25	5,243	0,673	0,453
2014.IV.20.	31,000	6,631	7,11	6,518	0,113	0,013
2014.VI.01.	48,167	9,288	393,36	10,0685	-0,780	0,608
2014.VI.14.	61,667	13,088	1111,11	12,8595	0,228	0,052
Összesen	198,334	41,769	2527,722			1,602

A táblázat szerint látható, hogy a próbafüggvény értelmezési tartománya [0,926%, 13,088%], tehát mind az 5%, mind a 10% átlagos relatív hiba érték a próbafüggvény által vizsgálható. A vizsgálat során fő volt kérdés annak a tisztázása volt, hogy a 95%-os megbízhatósági szinten mért konfidencia intervallum nem halad-e meg egy vállalható értéket ($Y(x=23,7) = 5\%$).

Egyedi Y értékhez tartozó $1-\alpha$ valószínűségi szinthez tartozó konfidencia intervallum a (4.14) egyenlet alapján számolható (Korpás, 1997).

$$s_{y_0} = \hat{y}_0 \pm t_{0,975} S_e \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{(x_0 - \bar{x}_{\text{átl}})^2}{\sum (x - \bar{x}_{\text{átl}})^2} + 1} \quad (4.14)$$

Ahol a standard hiba (4.15) egyenlet szerint számolható érték:

$$s_e = \sqrt{\frac{1}{n-2} \sum (y_i - \hat{y}_i)^2} = \sqrt{\frac{1}{7-2} \times 1,602} = 0,566 \quad (4.15)$$

és ahol a Student-féle t-eloszlás táblázat alapján $n-2$ szabadsági fok és a 95%-os megbízhatósági szinten (0,975 szignifikanciával) vett t érték 2,57. A vizsgált esetben meghatározott konfidencia intervallumot tehát a (4.16) és (4.17) egyenletekkel határoztam meg.

$$s_{y=5\%} = 5 \pm 2,57 \times 0,566 \times \sqrt{\frac{1}{7} + \frac{(23,65 - 28,33)^2}{2527,72}} + 1 = 5 \pm 1,46. \quad (4.16)$$

$$s_{y=10\%} = 10 \pm 2,57 \times 0,566 \times \sqrt{\frac{1}{7} + \frac{(47,85 - 28,33)^2}{2527,72}} + 1 = 10 \pm 1,47. \quad (4.17)$$

A fentiek mintájára az egyedi X értékhez tartozó $1-\alpha$ valószínűségi szinthez tartozó konfidencia intervallumot is meghatároztam. A kiinduló értékeket a 4.12. táblázat szemlélteti illetve az adott esetre vonatkozóan a (4.18) és (4.19) egyenletek mutatják az intervallum meghatározását.

4.12. táblázat: Főbb felcserélt mérési adatok megbízhatósági vizsgálathoz

Mérés ideje	Átlagos relatív hiba	Fajlagos változékonysági tényező	Számított értékek: Próbagörbe: $f(x') = (x' - 0.1084079) / 0.20677193$			
			$(x_i' - \bar{x}')^2$	\hat{y}	$y_i - \hat{y}$	$(y_i - \hat{y})^2$
10:00- 16:00 óra	$x'_i, \%$	$y'_i, \text{db/h}$				
2014.VII.20.	0,926%	6,667	751,17	3,954	2,713	7,361
2014.IV.01.	1,555%	7,333	717,09	6,995	0,339	0,115
2014.V.20.	4,364%	18,667	574,51	20,583	-1,916	3,672
2014.V.01.	5,916%	24,833	502,53	28,088	-3,254	10,591
2014.IV.20.	6,631%	31,000	470,97	31,547	-0,547	0,299
2014.VI.01.	9,288%	48,167	362,71	44,396	3,770	14,215
2014.VI.14.	13,088%	61,667	232,43	62,771	-1,104	1,219
Összesen	41,769%	198,334	3611,414			37,472

A konfidencia intervallum a 95%-os megbízhatósági szinten tehát:

$$s_{x=5\%} = 23,7 \pm 2,57 \times 2,738 \times \sqrt{\frac{1}{7} + \frac{(5 - 5,97)^2}{3611,414}} + 1 = 23,7 \pm 7,04. \quad (4.18)$$

$$s_{x=10\%} = 47,9 \pm 2,57 \times 2,738 \times \sqrt{\frac{1}{7} + \frac{(10 - 5,97)^2}{3611,441}} + 1 = 47,9 \pm 7,28. \quad (4.19)$$

A fentiek szerint a konfidencia intervallumokat meghatároztam és a 4.13. táblázatban foglalom össze. Az átlagos relatív hibának az értelmezési tartománya a pozitív számok halmaza. A fajlagos változékonysági tényező értelmezési tartománya a $[0, 240]$ intervallum, tekintve, hogy egy óra alatt elméletileg maximum 60 esetben fordulhat elő, hogy egy adott percben kiadott teljesítmény legalább 55%-kal eltér a megelőző perc teljesítményétől. Ebben a szélsőséges esetben az indikátor értéke $4 \times 60 = 240$ db/óra maximális értéket vehet fel.

4.13. táblázat: Az előrejelzés kritikus értékeihez tartozó hibahatárok 95%-os szinten

Fajlagos változékonysági tényező (X_i) [db/óra]	Átlagos relatív hiba (Y_i) [%]
23,65	$5 \pm 1,46 = [3,54; 6,46]$
47,85	$10 \pm 1,47 = [8,53; 11,47]$
$23,65 \pm 7,04 = [16,61; 30,69]$	5
$47,85 \pm 7,28 = [40,57; 55,13]$	10

4. Eredmények

A fentiek szerint bizonyítottam, hogy a kidolgozott menetrendtartási előrejelzési módszer alkalmazásával a GT+1 szerinti 10-16 óra közötti nyári időszak szerinti időszakban, amikor a fajlagos változékonysági tényező 23,65 db/óra, 95%-os megbízhatósági szinten teljesül, hogy az előrejelzés átlagos relatív hibája 3,54-6,46% közé esik.

Ugyanakkor az is látszik, hogy az előrejelzés 10%-os elvárt átlagos relatív hibája esetén a 10-16 óra közötti fajlagos változékonysági mutatónak 40,57 db/óra és 55,13 db/óra közé kell esnie. Tehát, ha a csúcsidőszaki fajlagos változékonysági tényező értéke kisebb, mint 40,57 db/óra, akkor 95%-os megbízhatóság mellett biztos, hogy az előrejelzés átlagos relatív hibája kevesebb, mint 10%. Továbbá, ha csúcsidőszaki fajlagos változékonysági tényező értéke kisebb, mint 16,61 db/óra, 95%-os biztonsággal garantálható, hogy az átlagos relatív hiba alacsonyabb, mint 5%,

A tesztelt napokon a fajlagos változékonysági tényező 10-16 óra közötti átlagértéke 28,3 db/óra volt, ami csak kicsit nagyobb az 5%-os átlagos relatív hiba esetén legvalószínűbb 23,65 db/óra értéknél. Így bizonyítottam, hogy az előrejelzés 5% alatti átlagos relatív hibája egy adott évnek a jelentős részében biztosítható. Igazoltam továbbá, hogy a kidolgozott előrejelzési módszer alkalmazásával az 5-7% közötti éves átlagos relatív hiba nagy valószínűséggel elérhető a 10-16 óra közötti időszakban. A konfidencia vizsgálatokat továbbá az egyszerűsített felhőmonitoring algoritmus alkalmazásával is elvégeztem, melynek eredményeit a 4.14. táblázat összegzi.

4.14. táblázat: Az előrejelzés kritikus értékeihez tartozó hibahatárok 95%-os megbízhatósági szinten egyszerű felhőváltási előrejelzéssel

Fajlagos változékonysági tényező (X_i) [db/óra]	Átlagos relatív hiba (Y_i) [%]
30,604	$5 \pm 1,51 = [3,49; 6,51]$
$30,60 \pm 10,2 = [20,4; 40,8]$	5

Látható, hogy az egyszerű felhőváltási monitoring segítségével az 5%-alatti átlagos relatív hiba érték nagy valószínűséggel elérhető, mivel a fajlagos változékonysági tényező 5%-os relatív hibához tartozó küszöbértéke nagyobb, mint a mérési időszakokra jellemző átlagos érték. Továbbá az 5% átlagos előrejelzési hiba eléréséhez tartozó konfidencia intervalluma jelentősen javult a [16,61; 30,69] értékről a [20,4; 40,8] értékre. Ebből következik, hogy még erősen változékonny időjárás esetén is esély van az 5% alatti átlagos relatív hiba melletti menetrendtartás célú előrejelzésre. A fentiek szerint igazol előre jelezhetőség nem csupán a módszer egyedi alkalmazhatóságát bizonyítja, hanem ez a napelemes rendszerek lényegi tulajdonságaiból és sztochasztikus fizikai folyamatok hatásainak törvényszerűségeiből adódik, ezért a megállapítások általános érvényűek.

A méréseket és az adatfeldolgozást egy-egy nap esetében más inverter mögötti részrendszerek esetében is megismételtem. Az eredmények közötti eltérések minimálisak voltak, de ebben az is közrejátszott, hogy ugyanolyan típusú, dőlésszögű és tájolású rendszereket vizsgálhattam percenkénti adatrögzítéssel. Az előrejelzési módszer megbízhatóságának indikátorfüggősége illetve konfidencia intervalluma eltérő lehet a különböző rendszereknél, de ezen egyedi eltérések mellett az eredmények általánosíthatók.

4.3. Erőmű alapú csoportszintű teljesítmény előrejelzés

Az előzőekben egyedi rendszerek egyedi teljesítmény előrejelzéseinek a lehetőségeit vizsgáltam, mely során új módszert írtam le és foglaltam össze a főbb kísérleti eredményeket. Az egyedi előre jelezhetőség vizsgálatai mellett az egyetlen rendszer valós idejű teljesítménymérésére alapozott napelem csoport együttes teljesítményére adható előrejelzési lehetőségeket is vizsgáltam két eltérő összetételű mikro erőmű csoport virtuálisan együttes teljesítményére.

Korábban a 3.8 táblázatban ismertettem a Homogén és a Heterogén fotovillamos virtuális rendszer csoportok összetételeit. Ebben a fejezetben az előzőekben ismertetett előrejelzési módszer kismértékű alakításával csoportszintű teljesítmény előrejelzésre alkalmas továbbfejlesztett módszerét ismertetem. Ezt követően a kísérleti vizsgálatok eredményeit szemléltetem, értékelem. A csoportszintű kísérleti mérések értékelés során a csoport szintű öt perces teljesítmény előre jelzés lehetőségét ismertetem, majd a menetrendtartási célú virtuális csoportszintű előrejelzésének lehetőségeit az egyedi rendszerekre előzőekben bemutatottakhoz hasonlóan vizsgáltam a következőkben.

4.3.1. A virtuális mérlegköri hibajelvezérelt dinamikus előrejelzés

Az egyedi rendszer esetében ismertetett genetikusan megközelítés szerint egy korábbi mintavételi időszak alapján mérhető és kódolható komplex tulajdonságok alkalmasak a közvetlen jövőben mérhető adatok előrejelzésére. Ezzel kapcsolatos eredményeimet korábban már ismertettem. A genetikusan megközelítésű csoportszintű alkalmazás során azt vizsgáltam, hogy egy kiválasztott napelemes rendszeren történő mintavételi periódus mért adatainak értékeiből lehet-e hatékonyan és hasznosítható módon előrejelzést készíteni a hasonló technológiájú, egymás közelében telepített fotovillamos rendszerek együttes pillanatnyi teljesítményére.

Így hát az előző pontokban ismertetett új dinamikus előrejelzési módszer megalapozta a lehetőségét a csoportszintű előrejelzés kidolgozására. Egy PV generátor csoport mindegyik tagjára elkészíthető az egyedi jellemzőket figyelembe vevő fizikai alapú, de statikus előrejelzés. Azonban a kísérletileg tesztelt és modellezett helyzetben egyedül a referencia erőmű rendelkezett folyamatosan rögzített és kis holtidőkkel hozzáférhető mérési adatokkal, amellyel az előzőekben ismertetett módon előállítottam a saját rendszerre vonatkozó dinamikus előrejelzést. A dinamikus előrejelzés és a fizikai alapú előrejelzés közötti hiba, mint egy adott energiatermelési lehetőséget kvázi tulajdonságként jelölő genetikusan kód, jelentős részben olyan külső fizikai hatások eredménye, amelyek a hasonló típusú, földrajzilag közel fekvő más rendszereket közel azonos időszakban érintik. A csoportszintű előrejelzési módszer alapja tehát az a kettős meglátás, hogy egyrészt a viszonyítási pontot adó (referencia) rendszer esetében megállapított múltbeli előrejelzési hiba alkalmas rövid távú előrejelzésre, másrészt az, hogy ez a viszonyítási pontként szolgáló rendszerrel a várható értékhez képest előre jelzett hibának a meghatározó okai a hasonló típusú és közeli rendszerek esetében is feltételezhetőek adott pillanatban.

Természetesen mind az előrejelzésnek, mind a fizikai alapú előrejelzés és a mért adatok közti hiba terjedésének meg vannak a korlátjai, de csoportszinten várhatóan lényegesen nagyobb pontosság érhető el, mintha az egyes erőműveket önmagában hasonlítanánk össze a viszonyítási

4. Eredmények

pontként valós időben monitorozott erőmű rendszerrel. Tehát az erőmű alapú előrejelzés alatt az egyedi dinamikus hibajel vezérelt előrejelzési rendszerre alapozott több rendszer együttes termelésére kivetített kumulált előrejelzést értem.

A referencia erőmű analitikai modellezés alapján t időpontra a statikusan, fizikai alapú modellezéssel előállított, várható ekvivalens csúcskihasználási óraszám h_t^* , illetve κ_t ennek a már korábban ismertett módszer szerint dinamikus előrejelzéssel pontosított értéke. Ezen adatok ismeretében egy másik olyan rendszerre vonatkozóan is előállítható dinamikus előrejelzés, amelyre a fizikai alapú modellezés szerinti várható ekvivalens csúcskihasználási óraszámok ismertek. Ez feltétele annak, hogy a kódolt információ egy másik rendszer esetében dekódolható legyen. A vizsgált összefüggést a (4.20) egyenlet foglalja össze.

$$\frac{\kappa_t(t) - h_t^*(t)}{\kappa_t(t)} \approx \frac{\kappa_1(t) - h_1^*(t)}{\kappa_1(t)} = 1 - \frac{h_1^*(t)}{\kappa_1(t)}. \quad (4.20)$$

Az egyenletből a második rendszerre vonatkozó dinamikus csúcskihasználási óraszám előrejelzést kifejezve a (4.21) egyenlet szerinti összefüggés adódik.

$$\kappa_1(t) \approx \frac{h_1^*(t)}{1 - \frac{\kappa_t(t) - h_t^*(t)}{\kappa_t(t)}}. \quad (4.21)$$

Látható, hogy a fizikai alapon modellezett teljesítményértékeket, illetve a referencia rendszer dinamikus módosítás utáni előrejelzési értékeket kell ismerni. A referencia rendszer dinamikus előrejelzéshez elegendő csak a referencia rendszer közelmúltbeli mintavételi időszakban mért teljesítmény adatit rögzíteni, de nem szükséges mérési adat a második rendszer esetében ahhoz, hogy erre is dinamikus előrejelzést hozzunk létre.

A cél azonban a csoport kumulált teljesítményének dinamikus előrejelzése. Egy fotovillamos rendszer csoport egészére vonatkozó előrejelzést a (4.22) egyenlet adja meg. Az egyenletben K_t a csoport összesített névleges teljesítménye és az összesített kiadott teljesítmény alapján adott t időpontra számolható csoport szintű ekvivalens csúcskihasználási óraszám értéke órában kifejezve. A w darabszámú fotovillamos rendszerből álló csoport egészére vonatkozó ekvivalens csúcskihasználási óraszámra vonatkozó dinamikus előrejelzéshez tehát az egyes rendszerekre vonatkozó dinamikus előrejelzéseknek a névleges teljesítményértékük szerinti súlyozásuk arányában történő összesítésre van szükség.

$$K_t(t) = \frac{I_{P0}K_t(t) + I_{P1}K_1(t) + I_{P2}K_2(t) + \dots + I_{Pw}K_w(t)}{I_{P0} + I_{P1} + I_{P2} + \dots + I_{Pw}}. \quad (4.22)$$

A fenti egyenletekhez analóg módon csoport szintű előrejelzés nem csak a perces előrejelzésre, hanem egy fotovillamos rendszer κ_{ql} 15 perces menetrendi átlagteljesítmény értékeire is előállítható a dinamikus előrejelzés. A referencia erőmű öt perces mérési és 10 perces dinamikus előrejelzési adatain alapuló egész menetrendi időintervallumra vonatkozó, korábban ismertett előrejelzés alapján tehát a (4.23) egyenlet szerint adható dinamikus előrejelzés egy második hasonló és közeli rendszer ekvivalens csúcskihasználási óraszám értékeire.

$$\kappa_{q1}(t) \approx \frac{h_{q1}^*(t)}{1 - \frac{\kappa_{qt}(t) - h_{qt}^*(t)}{\kappa_{qt}(t)}}. \quad (4.23)$$

A csoportszintű dinamikus mentrendtartási célú előrejelzés tehát az előzőek mintájára a (4.24) egyenlet szerint határozható meg.

$$K_{qt}(t) = \frac{I_{P0}\kappa_{qt}(t) + I_{P1}\kappa_{q1}(t) + I_{P2}\kappa_{q2}(t) + \dots + I_{Pw}\kappa_{qw}(t)}{I_{P0} + I_{P1} + I_{P2} + \dots + I_{Pw}}. \quad (4.24)$$

A kísérlet során a fenti egyenletekkel mind a Homogén, mind a Heterogén csoport részére elkészítettem a dinamikus előrejelzéseket. Azonban a Heterogén csoport esetében a perces előrejelzések pontosságát az 5 perces adatgyűjtés miatt nem tudtam egyértelműen tesztelni. A Homogén csoport esetében mind a perces, mind a menetrend egészére vonatkozó dinamikus előrejelzéseket el tudtam készíteni.

4.3.2. Napelemes rendszer csoport teljesítményének dinamikus hibajellel vezérelt becslése

Az előző pontban ismerttettem a csoportszintű teljesítmény előrejelzésre kidolgozott módszertan alapjait. Ebben a pontban a referencia naperőműre kialakított valós idejű monitoring új lehetőségét ismerttettem.

Nagy számban kis rendszerek alkotta virtuális naperőmű csoport esetén a kiadott villamosenergia teljesítmények valós idejű nyomon követése technológiailag ma már megoldható, de különösen nagyszámú mikro rendszerek esetében költséges folyamat, sőt a fogyasztások mindene gyes rendszer esetében nyomon követő valós idejű adatkezelés személyes biztonsági kockázatokat is felvet. Ezért alternatíva lehet a referencia rendszer alapú valós idejű nyomon követés, ami nem teszi feleslegessé az alapvetően elszámolási célú egyedi mérőeszközök telepítését. Ez azt jelenti, hogy egy referencia rendszer valós időben észlelt teljesítmény adatai alapján következtetünk az egész csoport együttes teljesítmény adataira és ezek alapján időben valósítunk meg olyan azonnali intézkedéseket, amelyek a hálózatbiztonság, vagy csoportszintű rendszerszintű szolgáltatások vállalása esetén szükségesek.

A referencia alapú nyomon követés lehetőségei kedvezőbbek, mint az előrejelzés esetén, mivel a referencia erőmű esetében nem csak dinamikus előrejelzéssel, hanem valós mérési adatokkal dolgozunk. A fizikai alapú előrejelzés szerint megállapított várható értékek képezik továbbra is a viszonyítási alapot, de a hiba értékeket már a mért értékhez képest lehet és kell megállapítani. Ezzel a kivétellel ugyanazok a megfontolások érvényesek, mint az előrejelzés esetén. Így a (4.21) egyenlet mintájára felírható a (4.25) egyenlet, mely a referencia erőmű esetén a dinamikus előrejelzés értéke helyett már a mért kiadott teljesítmény alapján számolt ekvivalens csúcskihasználási óraszám értéket veszi figyelembe. Az egyenlettel itt egy valós időben észlelt naperőmű h_l ekvivalens csúcskihasználási óraszám értékét határoztam meg a várható teljesítmény érték illetve a referencia erőműre vonatkozó fizikai alapú modellezés szerinti várható érték és a mért valódi érték segítségével.

4. Eredmények

$$h_1(t) \approx \frac{h_1^*(t)}{1 - \frac{h_1(t) - h_1^*(t)}{h_1(t)}}. \quad (4.25)$$

A naperőmű csoport együttes teljesítményére szintén az előzőekkel analóg módon felírtam a csoport egészére vonatkozó ekvivalens csúcskihasználási óraszámot a (4.26) egyenlet szerint.

$$H_t(t) = \frac{I_{P0}h_t(t) + I_{P1}h_1(t) + I_{P2}h_2(t) + \dots + I_{Pw}h_w(t)}{I_{P0} + I_{P1} + I_{P2} + \dots + I_{Pw}}. \quad (4.26)$$

A korábbi ismertett megoldásokkal analóg módon szintén felírhatók a mentrendtartási célú referencia erőmű alapú monitoring egyenletei, melyek lehetőséget adnak arra, hogy referencia erőmű menetrendi átlagteljesítmény adatai alapján egy egész naperőmű csoport menetrendi átlagteljesítményét jó közelítéssel, valós időben meghatározzuk.

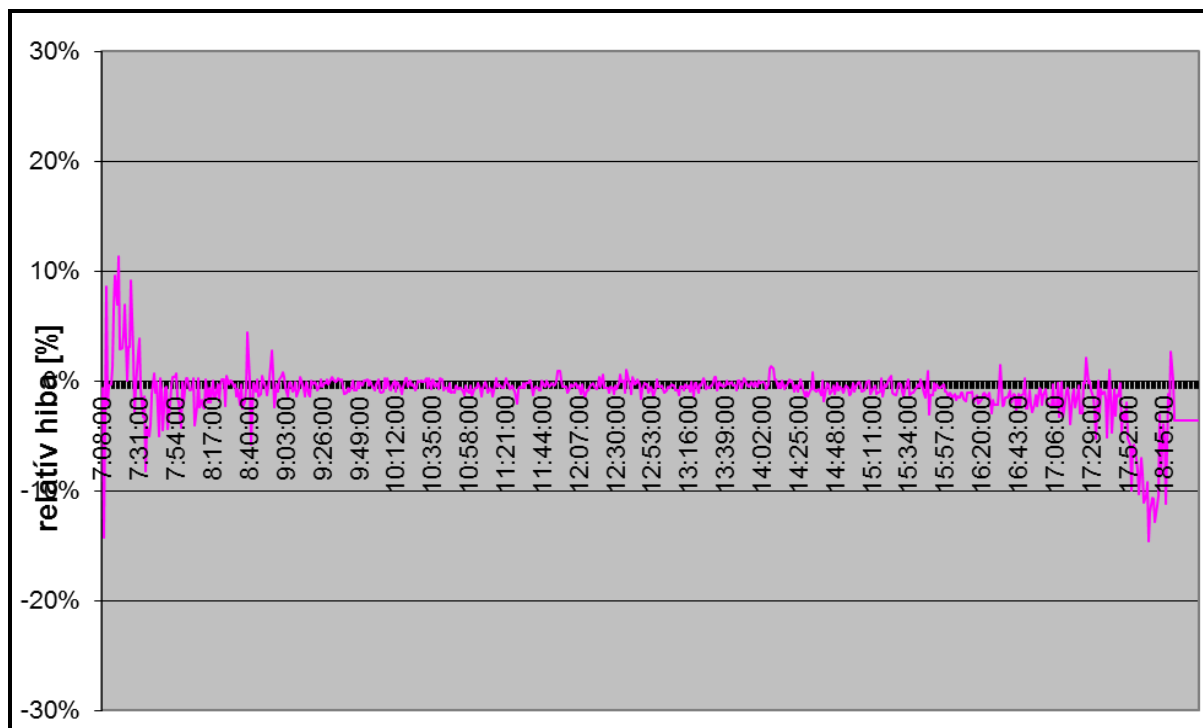
4.3.3.. Referencia bázis alapú öt perces teljesítmény előrejelzés lehetőségeinek értékelése

A csoportszintű előrejelzés kísérleti tesztelése során tehát a Homogén és a Heterogén csoportra vonatkozóan 4 eltérő jellegű nap adatait mértem és értékeltem. A csoportszintű teljesítmény előrejelzés átlagos abszolút hiba és relatív hiba adatait a 4.15. táblázatban ismertetem. A táblázat a napi tapasztalt villamosenergia termelési időszak egészére illetve a 10-16 óra közötti csúcstermelési időszakra vonatkozóan elkülönülten mutatja be az eredményeket. Továbbá viszonyításképpen feltüntettem a referencia rendszerre önmagára vonatkozó dinamikus előrejelzés hibát is.

4.15. táblázat: Öt perces kiadott teljesítmény előrejelzések hibaadatai

Dátum	Értékelt időszak	Eltérések abszolút értékeinek átlaga ekv. csúcsk. órasz., h			Abszolút értékű relatív hibák átlaga, %		
		Referencia	Homogén	Heterogén	Referencia	Homogén	Heterogén
2014 IV.01.	7:08-18:36	190	180	163	6,22	6,41	6,17
	10:00-16:00	235	234	189	4,34	4,35	3,34
V.20.	6:25-19:09	536	869	619	28,35	30,33	22,08
	10:00-16:00	798	1284	901	34,56	35,98	21,65
VI.01.	7:34-19:14	678	702	828	23,96	25,86	27,97
	10:00-16:00	1203	1177	1299	28,74	28,29	29,05
VII.20.	6:32-19:14	104	116	230	4,03	3,71	6,66
	10:00-16:00	175	188	348	3,87	4,25	6,42
Átlag	6:32-19:14	377	467	460	15,64	16,58	15,72
	10:00-16:00	603	721	684	17,88	18,22	15,12

A referencia alapú csoportszintű előrejelzés megbízhatósága több esetben kedvezőbbnek bizonyult, mint a referencia erőmű csak saját magára vonatkozó előrejelzés megbízhatósága. A 4.7. ábra a Homogén csoport esetében az előrejelzés IV.01-i relatív hibaértékeit szemlélteti. Az ábrán jól látható, hogy egy kevésbé változékony viszonyokkal jellemezhető napon a csoportszintű előrejelzés megbízható adatokat képes szolgáltatni.



4.7. ábra: Referencia erőmű alapú előrejelzés relatív hibái 5 perces előrejelzésnél (Homogén csoport, 2014.04.01.)

A kísérleti mérés és tesztelés során kapott eredmények alapján megállapítottam, hogy homogén naperőmű rendszerek alkotta csoport esetében a referencia erőmű bázisú dinamikus előrejelzés tiszta, stabil fényviszonyok esetén jellemzően pontosabb előrejelzést szolgáltat, mint a heterogén rendszerek esetében. Azonban ha a fényviszonyok erősen változékonyak, akkor úgy tapasztaltam, hogy a homogén és heterogén csoportokra készített dinamikus előrejelzés pontossága hasonló. Ennek feltevésem szerint az oka, hogy a lokális különbségek tiszta időben meghatározóak, míg a fényviszonyok erős változékonyasága esetén a lokális különbségek kevésbé meghatározóak az előrejelzés megbízhatóságára.

A referencia bázison történő öt perces teljesítmény előrejelzések átlagosan napi 20%-os relatív hibahatáron belül maradtak, viszont esetenként 5% alatti relatív hiba átlagokat is tapasztaltam különösen a 10 óra és 16 óra közötti időszakon belüli előrejelzések hibáinak átlagolásával. Az előrejelzésnél korábban bemutatott hibalengések itt is jelentkeznek, ezek kiküszöbölésével az előrejelzés javítható.

A 4.16. táblázatban a csoport szintű előrejelzések pontosságát a referencia erőmű saját teljesítményére vonatkozó előrejelzéséhez viszonyítva ismertetem. A táblázatból látszik, hogy heterogén csoport esetében a relatív hiba napi átlagos értékei jelentősen megnőhetnek, de az is előfordult, hogy kisebb hiba volt tapasztalható, mint a referencia rendszer saját magára vonatkozó előrejelzése esetén. Így bár nagyobb szórás mellett, de közel azonos mértékű átlagos relatív hiba volt itt elérhető. Homogén rendszer csoport esetén a csoport szintű előrejelzés átlagos relatív hiba értékei sem pozitív, sem negatív irányba nem tértek el 10%-nál nagyobb mértékben. A referencia erőmű saját magára vonatkozó előrejelzésének pontossága, mely korábbi bizonyításom szerint korrelál a fényviszonyok nagymértékű intenzív változásának

4. Eredmények

gyakoriságával és nagyságával, így meghatározó a naperőmű csoport együttesére vonatkozó előrejelzés megbízhatóságára is.

4.16. táblázat: 1 perces átlagteljesítmény előrejelzések pontossága a referencia erőműre képezett előrejelzés pontosságához viszonyítva

Dátum	Értékelt időszak	Abszolút hiba átlagok szorzó		Relatív hiba átlagok szorzó	
		Homogén	Heterogén	Homogén	Heterogén
2014					
IV.01.	Egész nappal	0,95	0,86	1,03	0,99
	10:00 – 16.00	1,00	0,80	1,00	0,77
V.20.	Egész nappal	1,62	1,15	1,07	0,78
	10:00 – 16.00	1,61	1,13	1,04	0,63
VI.01.	Egész nappal	1,04	1,22	1,08	1,17
	10:00 – 16.00	0,98	1,08	0,98	1,01
VII.20.	Egész nappal	1,12	2,21	0,92	1,65
	10:00 – 16.00	1,07	1,99	1,10	1,66
Átlag	Egész nappal	1,18	1,36	1,03	1,15
	10:00 – 16.00	1,16	1,25	1,03	1,02

4.3.4. Erőmű alapú csoportszintű menetrendtartás előrejelzés lehetőségei

Ebben a pontban a referencia erőmű bázisra alapozott csoportszintű menetrendtartásra vonatkozó előrejelzés lehetőségeire vonatkozó kísérleti eredményeimet ismertetem. A vizsgálat során egy negyedórás periódus átlagteljesítményére vonatkozó dinamikus átlagteljesítmény becslését a referencia erőmű 5 db mért adataiból, és 10 db dinamikus előre jelzett adataiból állítottam elő. A napelem csoportszintű előrejelzések így 5 perccel az adott menetrendi szakasz vége előtt készültek el. Az előrejelzés hibaadatait a 4.17. táblázatban ismertetem. Az összehasonlíthatóság érdekében a referencia rendszer saját magára történő előrejelzési hibájához viszonyított csoportszintű előrejelzés jellemző hibáit a 4.18. táblázatban ismertetem.

4.17. táblázat: Csoportszintű mentrendtartás előrejelzés pontossága 5 perccel a periódus vége előtt (referencia erőműre, a Homogén csoportra és a Heterogén csoportra)

Dátum	Értékelt időszak	Eltérések abszolút értékeinek átlaga ekv. csúcsk. órasz., h			Abszolút értékű relatív hibák átlaga, %		
		Referen- cia	Homo- gén	Hete- rogén	Referen- cia	Homo- gén	Hete- rogén
IV.01.	7:08-18:36	73	79	89	2,64	3,01	3,42
	10:00-16:00	87	90	102	1,55	1,60	1,77
V.20.	6:25-19:09	189	473	331	5,26	9,78	9,51
	10:00-16:00	260	665	466	4,36	9,65	7,67
VI.01.	7:34-19:14	242	273	429	9,00	11,28	19,55
	10:00-16:00	397	402	567	9,29	8,94	14,81
VII.20.	6:32-19:14	104	61	161	4,03	1,86	4,78
	10:00-16:00	175	80	214	3,87	1,31	3,47
Átlag	Egész nappal	152	222	253	5,23	6,48	9,32
	10:00-16:00	230	309	337	4,77	5,38	6,93

4.18. táblázat: Virtuális mentrendtartás előrejelzés pontossága a referencia erőműre képezett előrejelzés pontosságához viszonyítva

Dátum	Értékelt időszak	Abszolút hiba átlagok szorzó		Relatív hiba átlagok szorzó	
		Homogén	Heterogén	Homogén	Heterogén
2014					
IV.01.	7:08 - 18:36	1,08	1,22	1,14	1,30
	10:00 - 16.00	1,03	1,17	1,03	1,14
V.20.	6:25 - 19:09	2,50	1,75	1,86	1,81
	10:00 - 16.00	2,56	1,79	2,21	1,76
VI.01.	7:34 - 19:14	1,13	1,77	1,25	2,17
	10:00 - 16.00	1,01	1,43	0,96	1,59
VII.20.	6:32 - 19:14	0,59	1,55	0,46	1,19
	10:00 - 16.00	0,46	1,22	0,34	0,90
Átlag	Egész nappal	1,46	1,57	1,24	1,62
	10:00 – 16.00	1,34	1,40	1,13	1,35

Az előrejelzés átlagos abszolút hibái egy kivétellel minden vizsgált időszak esetében 500 óra alatt maradt. A 10-16 óra közötti időszakra vonatkozó relatív hibaátlagok egy kivétellel 10% alatt, míg tiszta időben 5%-alatt maradtak. Átlagosan a heterogén naperőmű csoport esetében is a 10-16 óra közötti időszakban 7% alatti átlagos relatív hiba volt elérhető.

A mérési adatok szerint kedvezőtlen időjárási körülmények között a kiugró hibák valószínűsége a heterogén csoportoknál nagyobb, mint a homogén csoportok esetében. Ebből az a következtetés vonható le, hogy a rendszerek változékonyságának és egymástól való távolságának növelésével a dinamikus előre jelzés jellemző hibái csak fokozatosan, kis mértékben romolnak, azonban a jelentősebb durva előrejelzési hibák valószínűsége ugrásszerűen növekszik.

A több erőműre vonatkozó naperőmű csoportra vonatkozó előrejelzés megbízhatósága így részben a referencia erőmű saját magán történő és a külső körülmények változékonysági paraméterekkel korábban meghatározott előrejelzés pontosságától függ, másrészt a csoportot alkotó rendszerek homogenitása is meghatározó. Ez a csoportszintű homogenitás a rendszerek telepítési távolságától illetve a lokális adottságok közötti különbségektől, a fotovillamos rendszerek típusától és karakterisztikájáról, az egyéb rendszereszközök hatékonyságától és a kapcsolódó veszteségektől (kivitelezés egységes műszaki színvonala), illetve a telepítés körülményeitől (dőlésszög, tájolás) is függhet.

4.3.5. Erőmű alapú dinamikus hibajellel vezérelt valós idejű csoportszintű teljesítménybecslés

A 4.3.2. pontban ismertettem azokat a megállapított összefüggéseket, amelyek alkalmazásával egy naperőmű csoportot együttes teljesítményét valós időben a referencia erőmű teljesítményének kísérleti mérése során meghatároztam. A valós idejű referencia erőmű alapú teljesítménybecslése jellemző hiba adatait a 4.13. táblázatban ismertetem. Az átlagos relatív hiba a Homogén csoport esetében mindösszesen 3,13% volt a 10-16 óra közötti időszakban, míg a Heterogén csoport esetében ennek közel a duplája, 6,29%. A Homogén csoport esetében a legnagyobb átlagos relatív hiba bármely vizsgált időszakot tekintve is 10% alatt maradt, míg Heterogén csoport esetében ez 17% volt.

4. Eredmények

4.13. táblázat: Referencia erőmű alapú csoportszintű teljesítménybecslés pontossága

Dátum	Értékelt időszak	Eltérések abszolút értékeinek átlaga ekv. csúcskih. óraszám, h		Abszolút értékű relatív hibák átlaga, %	
		Homogén	Heterogén	Homogén	Heterogén
2014					
IV.01.	7:08 - 18:36	30	76	1,36	3,27
	10:00 - 16.00	32	83	0,58	1,45
V.20.	6:25 - 19:09	421	270	8,76	9,72
	10:00 - 16.00	629	370	9,12	7,72
VI.01.	7:34 - 19:14	65	369	4,55	16,73
	10:00 - 16.00	102	464	1,95	12,61
VII.20.	6:32 - 19:14	50	160	2,01	4,96
	10:00 - 16.00	51	202	0,86	3,37
Átlag	Egész nappal	142	219	4,17	8,67
	10:00 – 16.00	204	280	3,13	6,29

A kísérlet során igazoltam tehát, hogy a homogén naperőmű csoport esetében 1-10% körül ingadozó átlagos relatív hibával a valós idejű csoportszintű együttes teljesítményre vonatkozó becslés kizárólag referencia erőmű monitoring segítségével biztosítható.

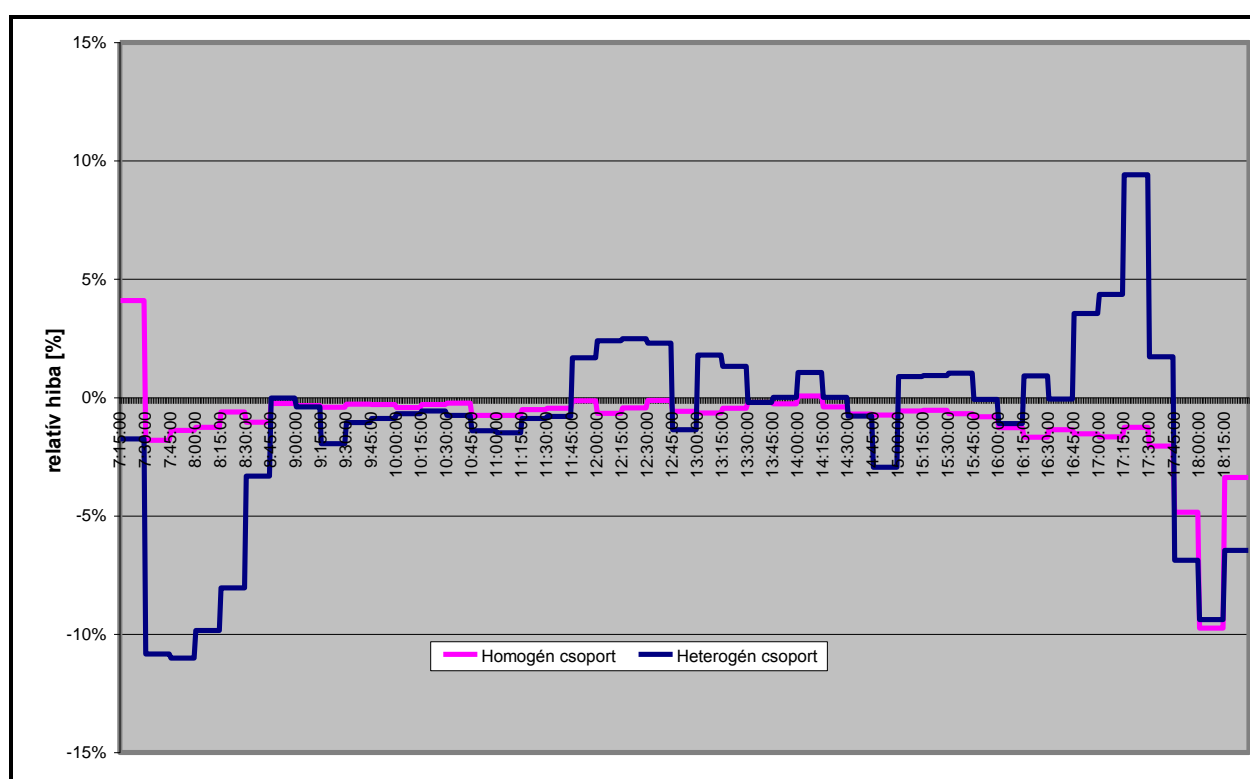
Nem csak az adott teljesítményre, de a valós idejű menetrendi periódus átlagteljesítményére vonatkozó dinamikus becslések kísérleti ellenőrzését is elkészítettem referencia rendszer mérési adatai alapján. Ehhez a referencia erőmű menetrendi szakasz alatt mért átlagteljesítményéből a korábban bemutatott módon készítettem csoportszintű becslést. A 4.14. táblázatban ismertetem a valós idejű menetrendi becslések tapasztalt jellemző hibáit mind a Homogén csoport, mind a heterogén csoport vonatkozásában:

4.14. táblázat: Valós idejű referencia erőmű alapú menetrendi periódusra vonatkozó csoportszintű becslés hibaadatai

Dátum	Értékelt időszak	Eltérések abszolút értékeinek átlaga ekv. csúcskih. óraszám, h		Abszolút értékű relatív hibák átlaga, %	
		Homogén	Heterogén	Homogén	Heterogén
2014					
IV.01.	7:08 - 18:36	26	63	1,16	2,68
	10:00 - 16.00	27	68	0,48	1,16
V.20.	6:25 - 19:09	426	212	8,47	7,17
	10:00 - 16.00	627	268	8,97	4,41
VI.01.	7:34 - 19:14	33	298	2,09	15,37
	10:00 - 16.00	47	364	0,94	10,24
VII.20.	6:32 - 19:14	48	151	1,75	4,64
	10:00 - 16.00	50	189	0,80	3,03
Átlag	Egész nappal	133	181	3,37	7,47
	10:00 – 16.00	188	222	2,80	4,71

A kísérlet során egyetlen naperőmű teljesítményének mérésével tehát a 10-16 óra közötti időszakban a Homogén csoport esetében 2,8% relatív hibával, míg az egész nappali időszakra 3,4% relatív hibával becsültem a csoportszintű együttes teljesítményt. A Heterogén csoport esetében is 10-16 óra között átlagosan 5% alatti relatív hibaérték volt elérhető. Igazoltam, továbbá hogy kedvező, de nem különösen ritka időjárási körülmények mellett a 10-16 óra közötti időszakban Homogén rendszerek esetében 1% alatti átlagos relatív hiba érték is elérhető, de ennek mértéke még a kedvezőtlen időjárási körülmények ellenére is 10% alatt tartható.

Összességében tehát erős annak a valószínűsége, hogy egyes naperőmű csoportok menetrendi periódus alatti átlagteljesítményének valós idejű meghatározására elegendő egyetlen referencia erőmű átlagteljesítményének valós idejű mérése, abban az esetben, ha valamilyen fokú homogenitás biztosított. Ennek a megállapításnak a jelentősége, hogy a mikro naperőmű rendszerek valós idejű adatgyűjtési és adatkezelési költségigénye csökkenthető. A csoportszintű valós idejű menetrendi periódusra vonatkozó becslés megbízhatóságát a 4.8. ábrán szemléltetem.



4.8. ábra: Valós idejű referencia erőmű alapú menetrendi periódusra vonatkozó csoportszintű becslés relatív hibája (2014.04.01.)

4.4. Fotovillamos rendszerek hálózatba integrálhatóságának minősítése

A naperőmű rendszerek hálózati integrálhatósága javítható a telepítés műszaki-mérnöki megoldásmódjának tudatos megválasztásával. Jelenleg hiányzik egy olyan értékelési rendszer, amely ezen eltérő mérnöki megoldásokat minősíteni képes. Kutatásom során kidolgoztam erre egy lehetséges megoldást és a következőkben először a módszertan indikátorainak részletes elméleti meghatározását ismertetem, majd az értékelési szempontrendszer kidolgozásának és tesztelésének eredményeit szemléltetem.

4. Eredmények

4.4.1. Értékelési szempontrendszer meghatározása

A minősítő rendszer indikátorainak kialakításához nyilvánosan és egyszerűen elérhető adatok felhasználására törekedtem. Alapvetően a rögzített óránkénti teljesítmény adatokra illetve a napi villamosenergia termelés adataira építettem a rendszerek névleges adatainak megismerhetősége mellett. A fentiek szerint a következő minősítő értékelési indikátorokat határoztam meg:

- i) Csúcsidőszaki variabilitás: Csúcsidőszaki (nyári időszak szerint 12:00 - 15:00 óra közötti) óránkénti mért teljesítmények átlagának fajlagos szórása, kW/kW_p. Jelölés: F_1 ;
- ii) Linearitás: Csúcsidőszaki (12:00 - 15:00 óra közötti) óránkénti mért teljesítmények értékéből számítható abszolút értékű fajlagos meredekség, kW/kW_p/h. Jelölés: F_2 ;
- iii) Csúcsmagasság: A teljesítmény-idő diagram ábrázolásánál értelmezhető csúcshoz tartozó értékéből képzett fajlagos érték, kW/kW_p. Jelölés: F_3 ;
- iv) Csúcslevágási hatékonyság: A fajlagos átlagos napi villamosenergia termelés kWh/d/kW_p mennyiségéből és a csúcsmagasság indikátorból képzett érték, amely kifejezi, hogy 1 kW/kW_p csúcsmagasság csökkentés esetén milyen mértékű villamosenergia termelés csökkenés várható egy referencia erőműhöz viszonyítva, kWh/kW/d. Jelölés: F_4 .

A 4 értékelési indikátor meghatározási módját az alábbiakban részletesen kifejtem:

i) Csúcsidőszaki variabilitás

A nyári időszak szerint 12, 13, 14 és 15 órákor mért összesen 4 darab AC teljesítményadatból a szórás értékét meghatároztam, majd az így kapott szórás értéket az adott naperőmű rendszer névleges teljesítményével elosztva fajlagos értéket képeztem. Minél kisebb az így kapott érték a PV generátor csúcstermelési időszaki karakterisztikája annál inkább közelíti az egyenletes (zsinór) villamosenergia termelésre. A meghatározást a (4.27) egyenlet mutatja:

$$F_1 = \frac{\sqrt{\frac{(P_{12h} - \bar{P})^2 + (P_{13h} - \bar{P})^2 + (P_{14h} - \bar{P})^2 + (P_{15h} - \bar{P})^2}{3}}}{I_p}, \quad (4.27)$$

ahol P_{12h} , P_{13h} , P_{14h} , P_{15h} , az indexben jelölt órákor mért hálózatra kiadott AC teljesítmények, ahol I_p a naperőmű névleges teljesítménye. Továbbá (4.28) egyenlet szerint adódik:

$$\bar{P} = \frac{P_{12h} + P_{13h} + P_{14h} + P_{15h}}{4}. \quad (4.28)$$

ii) Linearitás

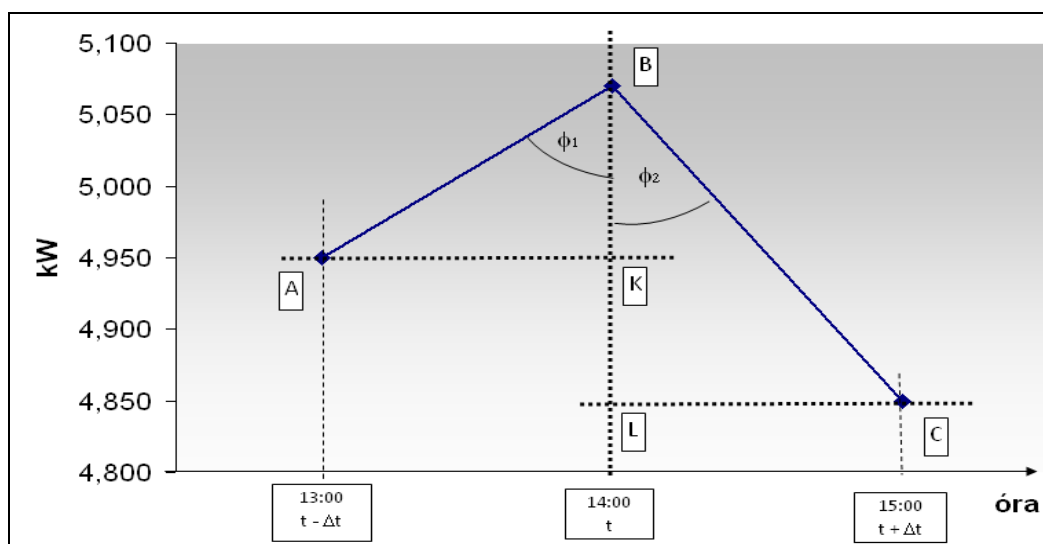
A meredekség egy lineáris regressziós egyenes meredekségét határozza meg, amely az egyenes tetszőleges két adatpontja közötti függőleges és vízszintes távolságának a hányadosa. A számításokhoz szükséges regressziós egyenes esetében a vízszintes tengelyen a 4 db óránkénti mérési időpont szerepel értéként, míg a függőleges tengelyen a mért fajlagos teljesítmény értékek (a hálózatra adott teljesítmény és a névleges teljesítmény hányadosai). Az alkalmazott indikátor meghatározását a (4.29) egyenlettel szemléltetem.

$$F_2 = \left| \frac{\sum_{i=1}^4 [(T(i) - \bar{T}) \left(\frac{P_T(i)}{I_P} - \frac{\bar{P}}{I_P} \right)]}{\sum_{i=1}^4 (T(i) - \bar{T})^2} \right|. \quad (4.29)$$

Az egyenletben a $T(i)$ időpontok a [12, 13, 14, 15] órát jelöli a nyári időszámítás szerint rögzítve, míg a $P_T(i)$ mért teljesítmények az előzőekben bevezetett [P_{12h} , P_{13h} , P_{14h} , P_{15h}] értékeket. Minél nagyobb F_2 paraméter értéke, annál inkább jellemző, hogy a hálózatra juttatott villamosenergia csúcsteljesítményének a maximuma más időpontban jelentkezik, mint a jellemző haranggörbék által várható maximális csúcstermelések időpontjai, így a rendszer annál inkább rendszerbarát.

iii) Csúcsmagasság

Az F_3 indikátor egy jellemző vizsgálati paramétertől (csúcscsög) függ, melyet a 4.9. ábra szemléltet. A csúcscsög alatt a legnagyobb aznapi mért teljesítmény, valamint az azt megelőző és azt követő órában mért teljesítmény ábrázolásával képezhető szögek értékeit értem, ahol a legnagyobb mért teljesítmény az órák rögzített adataiból kerül kiválasztásra. Tökéletes közelítő csúcscsög esetén a csúcscsög a maximális 180 fokot érné el.



4.9. ábra: Csúcscsög meghatározásának szemléltetése

Az ábrán A , B és C pontok helye a mérési adatok (teljesítmény, időpont) alapján ismertek. B pontot a nap legnagyobb mért teljesítménye és annak időpontja határozza meg. Az ábrán a Δt időszak 1 óra időtartamot jelöl. A keresett jellemző csúcscsögöt a ϕ_1 és ϕ_2 összege adja, amelyek a két ismert befogó hosszúsággal rendelkező derékszögű háromszögek (ABK és BCL háromszögek) ismeretében egyszerű szögfüggvénnyel számolhatók.

Az F_3 paraméter meghatározásához fontos csúcscsög meghatározáshoz az ábrától kissé eltérően az előzőekben bevezetett P_T/I_p egységnyi névleges teljesítményre jutó mért teljesítményeket használtam. A grafikai ábrázoláshoz a következő mértéket alkalmaztam: 1 óra időtartam ábrázolt hosszúságát megegyeztettem 1 kW/kW_p fajlagos teljesítmény ábrázolt hosszúságával. Ha a csúcscsög értéke minél nagyobb, a fotovillamos rendszer integrálhatósága annál kedvezőbb. Az

4. Eredmények

F_3 paraméter (fajlagos csúcsmagasság) kifejezést a (4.30) egyenlet szerint határoztam meg az adott hónap n db vizsgálati napjaira jellemző csúcshögek (ϕ_1 és ϕ_2) átlagai függvényében.

$$F_3 = \left[\tan \left(\frac{\sum_{i=1}^{i=n} (\phi_1(i) + \phi_2(i))}{2} \right) \right]^{-1}. \quad (4.30)$$

A bevezetett fajlagos csúcsmagasság geometriai értelemben egy egyenlő szárú háromszög magassága. A háromszög alapja $2\Delta t$ hosszúságú, valamint az alappal szemben lévő szöge az adott hónapra meghatározott átlagos csúcshöggel egyenlő egy olyan geometriai ábrázolás mellett, amelyben teljesül, hogy a Δt óra dimenziójú x tengely irányú egyéngnyi hosszúság megegyezik 1 kW/kW_p fajlagos csúcsteljesítmény y irányú értékével. Több nap átlagos értékét tekintve ez egy olyan az adott fotovillamos rendszer esetében értelmezhető mutató, amely a napi csúcstermelések kiugrásának mértékét jellemezni képes. Minél nagyobb ez az érték, annál nagyobb mértékben korlátozott az elosztó hálózaton az újabb naperómű rendszerek integrálhatósága. Ha értéke nulla, akkor a fotovillamos rendszer a csúcstermelés $2\Delta t$ időtartamában zsinórátot közelítő termelést végez.

iv) Csúcslevágási hatékonyság

A negyedik kidolgozott indikátorom meghatározásához referencia erőművi adatokhoz való viszonyítás szükséges. A vizsgálati napokon a kiadott villamosenergia mennyiségek mért értékeinek ismeretében mind az értékelt, mind a referencia erőmű esetében meghatároztam E_{PV} illetve E_R névleges teljesítményre vetített fajlagos napi villamosenergia termelést, Az átlagos értékekből képzett különbség a vizsgált adott hónapra a derült napokon jelentkező eltérő villamosenergia termelési képességeket jellemzi. Továbbá mind a két erőműre előállítottam az F_3 fajlagos csúcsmagasság értéket illetve ezek különbségét. A két különbség hányadosa egy olyan indikátort határoz meg (F_4), amely az éves maximális villamosenergia termelésre tervezett referencia erőmű karakterisztikájához képesti csúcslevágás mértékében határozza meg a derült időszakokra jellemző villamosenergia termelési képesség csökkentését. Így gyakorlatilag az egyes értékelendő és integrációt segítő telepítési, építészeti megoldások hatékonyságát jellemző F_4 paraméter alkalmas a különféle megoldások hatékonyság szempontjából történő összehasonlítására. hiszen az 1 kW/kW_p csúcslevágás műszaki költségét az előállított villamosenergia termelés csökkenésben $[\text{kWh/kW/d}]$ teszi kifejezhetővé. Az F_4 indikátor meghatározását a (4.31) egyenlet szemlélteti.

$$F_4 = \frac{\bar{E}_R - \bar{E}_{PV}}{F_{3,R} - F_{3,PV}}. \quad (4.31)$$

4.4.2. Az értékelési szempontrendszer kísérleti vizsgálata

Az előző pontban bemutatott értékelési módszertant a korábban ismertetett vácrátóti (MTA ÖKI) napelemes rendszer eseti értékelésével szemléltetem. A kísérleti tesztelést egy feltételezésem szerint maximális éves termelésre méretezett szentendrei naperómű rendszerre is kiterjesztettem.

i) Csúcsidőszaki variabilitás

A naperőmű rendszer csúcsidőszaki variabilitását jellemző F_1 indikátor mérés alapján megállapított értékeket a 4.15. táblázat mutatja. Az adott hónapok esetében csak a 75%-os feltételnek megfelelő, így általam derült napnak tekintett napokon rögzített adatok kerültek kiértékelésre. E szerint csak olyan napok értékelhetők, melyekre teljesül, hogy a 10-16 óra között mért hét darab órás teljesítmény adatok mindegyike meghaladta az adott hónap azonos óráiban mért legnagyobb teljesítményének 75%-át. A derült napokon elnevezést a továbbiakban ennek megfelelően használom.

4.15. táblázat: F_1 indikátor havi értékei a derült napokon

F_1: 12-15 óra teljesítmények fajlagos szórás átlaga, kW/kW_p	Minta rendszer (Vácrátót)			Referencia rendszer (Szentendre)		
	2014.	2015.	Átlag	2014.	2015.	Átlag
Május	0,037	0,034	0,036	0,060	0,073	0,067
Június	0,026	0,039	0,032	0,058	0,066	0,062
Július	0,045	0,031	0,038	0,046	0,148	0,097
Augusztus	0,037	0,031	0,034	0,053	0,051	0,052
ÁTLAG	0,036	0,034	0,035	0,054	0,085	0,069

Az adatokból feltűnő, hogy az F_1 variabilitási indikátor átlagosan 49,4%-kal kedvezőbb értéket mutat a minta rendszer esetében, mint ami a referencia rendszer esetében megfigyelhető. Az 1 kW_p-re jutó jelentősen kisebb szórás értékek az egyenletesebben, kisebb veszteségekkel szabályozható hálózatüzemeltetést valószínűsíti. Az összevetés révén megállapítottam, hogy a vácrátóti rendszer integrálhatósága ebből a szempontból sokkal kedvezőbb.

ii) Linearitás

A naperőmű rendszerek linearitását jellemző a F_2 indikátor értékeit a 4.16. táblázat mutatja a két vizsgált rendszer esetére.

4.16. táblázat: F_2 indikátor havi értékei a derült napokon

F_2: Abszolút értékű fajlagos meredekség átlaga, kW/kW_p/h	Minta rendszer (Vácrátót)			Referencia rendszer (Szentendre)		
	2014.	2015.	Átlag	2014.	2015.	Átlag
Május	0,018	0,011	0,014	0,030	0,027	0,029
Június	0,007	0,016	0,011	0,028	0,027	0,028
Július	0,023	0,009	0,016	0,020	0,028	0,024
Augusztus	0,010	0,013	0,011	0,021	0,022	0,022
ÁTLAG	0,014	0,012	0,013	0,025	0,026	0,025

A fajlagos meredekség értéke a minta rendszer esetében minden esetben jelentősen kisebb értékre adódik. Ez azt jelenti, hogy a vácrátóti rendszer esetében nem történt csúcseltolódás.

4. Eredmények

Az eredmény annyiban meglepő, hogy kétféle eltérő tájolással lett telepítve ez a rendszer, összességében viszont kiegyensúlyozott maradt a villamosenergia termelés. Ez az elosztói hálózat szabályozhatósága szempontjából kedvező is lehet, de összességében integrálhatóság szempontjából kevésbé előnyös, hogy a haranggörbe karakterisztika egyik vagy másik irányba nem csúszik el. Linearitás szempontjából tehát a minta rendszer nem tekinthető kedvezőbb integrálható rendszernek.

iii) Csúcsmagasság

A naperómű rendszer által okozott hálózati csúcsterhelését az F_3 indikátor jellemzi. Megállapításához a korábban definiált csúcsszög meghatározása szükséges, amit a 4.17. táblázat szemléltet.

4.17. táblázat: Csúcsszög adatok derült napokon

Csúcsszög, fok	Minta rendszer (Vácrátót)			Referencia rendszer (Szentendre)		
	2014.	2015.	Átlag	2014.	2015.	Átlag
Május	175,58	174,07	174,83	173,88	172,66	173,27
Június	175,67	175,20	175,44	174,50	172,64	173,57
Július	172,75	175,47	174,11	172,16	174,59	173,37
Augusztus	174,82	175,91	175,36	173,02	174,07	173,55
ÁTLAG	174,71	175,16	174,93	173,39	173,49	173,44

Az F_3 keresett indikátor a csúcsszög ismeretében számolható. Az indikátor értékét a 4.18. táblázat mutatja mind a minta rendszer, mind a referencia rendszer esetében.

4.18. táblázat: F_3 indikátor havi értékei a derült napokon

F_3: Fajlagos csúcsmagasság átlag, kW/kW_p	Minta rendszer (Vácrátót)			Referencia rendszer (Szentendre)		
	2014.	2015.	Átlag	2014.	2015.	Átlag
Május	0,039	0,052	0,045	0,053	0,064	0,059
Június	0,037	0,042	0,039	0,046	0,064	0,055
Július	0,063	0,040	0,051	0,069	0,049	0,059
Augusztus	0,045	0,036	0,040	0,061	0,052	0,056
ÁTLAG	0,046	0,042	0,044	0,057	0,057	0,057

A csúcslevágás mértékét az F_3 értékek relatív különbségei szemléltetik. A kísérlet során vizsgált esetben ennek a különbségnek a jellemző értéke 23%. Az F_3 indikátor szerint a minta rendszeren alkalmazott telepítési megoldás így igazoltan alkalmas arra, hogy a napi legnagyobb mértékű hálózati terhelést jelentő időszakokban jelentősen csökkenjen a kiadott teljesítmények nagysága. Ennek köszönhetően a feleslegesen termelt, csak a hálózati veszteséget növelő villamosenergia mennyiségek csökkentése szempontjából a minta rendszer igazoltan előnyösebb.

iv) Csúcslevágási hatékonyság

Egy kiválasztott hónapra vonatkozóan a részletes referencia rendszerrel való összehasonlító számításokat az M5. mellékletben részletezem. A számításokból itt látszik, hogy 2015.

májusban a vácrátóti rendszer esetében az 1 kW AC csatlakozási teljesítmény csúcslevágása 23,81 kWh/kW/nap AC kiadott villamosenergia termelés-csökkenést okozott a derült napokon.

A vizsgálatokat a mellékletben leírtakkal azonos számítással végeztem el a naplózott, nyilvánosan elérhető mérési adatok alapján június, július és augusztus hónapokra is, valamint 2014 azonos időszakára (május-augusztus hónapokra). Így az elosztó hálózatok csúcsterhelése szempontjából jellemzően relevánsnak tekinthető időszakot teljes terjedelmében figyelembe vettem.

A csúcslevágási hatékonyság indikátora az elért F_3 szerinti kedvezőbb integrálhatóság miatti csökkent villamosenergia termelő képesség (potenciál) mértékét jellemzi. Így valójában a rendszerszintű hasznok érdekében megvalósított csúcslevágás egyedi költségét határozza meg. Az F_4 indikátor fentiek szerinti meghatározhatósága érdekében a mért napi villamosenergia termelési adatait kellett először meghatározni, melyeket a 4.19. táblázatban összesíték.

4.19. táblázat: A két rendszer derült napokon jellemző és összességében jellemző energiatermelésének összehasonlítása

EPV ill. ER: Fajlagos napi termelés, kWh/d/kW _p	Minta rendszer (Vácrátót)			Referencia rendszer (Szentendre)		
	2014.	2015.	Átlag	2014.	2015.	Átlag
Május	5,23	4,89	5,06	5,42	5,18	5,30
Június	5,19	4,97	5,08	5,30	5,06	5,18
Július	5,03	4,87	4,95	5,10	5,11	5,10
Augusztus	4,51	4,11	4,31	5,07	4,79	4,93
4 havi ÁTLAG	4,99	4,71	4,85	5,22	5,03	5,13
2014 – 2015 éves átlag			2,32			2,70

A táblázatból látszik, hogy a május-július derült napokon a névleges teljesítményre vetített fajlagos energiatermelés különbsége a minta rendszer és a referencia rendszer között átlagosan csupán 3,2% volt és mind a három hónap esetében 5% alatt maradt a nem ideális tájolás ellenére is. A napmagasság csökkenése azonban a vácrátóti rendszer tetősíkjában történő elhelyezés miatt, valamint a látogató központ mellett közvetlenül elhelyezkedő üvegház időnkénti árnyékoló hatása miatt, ezt a különbséget az év egészére nézve növeli. Azonban mivel a derült napok száma ekkor jellemzően ritkább illetve a napsütéses időszak is rövidül, ez némileg csillapítja a villamosenergia termelő képesség megfigyelhető növekedését.

Összességében két éves átlagos villamosenergia termelést tekintve a mintarendszer esetében a 848 kWh/kW_p, a referencia rendszerénél a 984 kWh/kW_p csúskihasználási óraszám adódott a mérések alapján, ami éves szinten 13,9%-os éves fajlagos termelési különbséget jelent.

Azonban indikátornak nem a helyi jellemző időjárási körülmények mellett kimutatható statisztikai értékekét, hanem a hálózati integrálhatóság szempontjából kritikus időszakú derült napokon (a 75%-os feltételt kielégítő vizsgálati napokon) jelentkező energiatermelési képesség csökkenését tekintem, mert ez már általánosítható eredményre vezet.

4. Eredmények

Az indikátort meghatározva igazoltam, hogy az energiatermelés során meghatározó négy hónap derült napjait tekintve átlagosan 1 kW csúcslevágás 20,9 kWh/nap energiatermelési képesség csökkenést okoz. A legnagyobb hálózatra adott mért teljesítmények júniusban voltak tapasztalhatók. (5,5 kW AC teljesítmény a mintarendszernél és 22,15 kW AC teljesítmény a referencia rendszernél) Az F_4 indikátor esetében ezért az összesítő elemzésnél csak a júniusi értéket vettem figyelembe, mert ekkor volt leginkább értéke a csúcslevágásnak a hálózat stabilitása és a hálózati veszteséges csökkentése szempontjából. Ezek szerint 1 kW csúcslevágásnak a hálózati üzem szempontjából történő kritikus napokon 7,7 kWh/d napi villamosenergia termelési potenciálcsökkenés technikai költsége. A 4.20. táblázat ennek megfelelően tartalmazza az F_4 indikátor értékeit.

4.20. táblázat: F_4 indikátor havi értékei a derült napokon

F₄: csúcslevágás fajlagos vesztesége, kWh/kW/d	Minta rendszer (Vácrátót)		
	2014.	2015.	Átlag
Május	12,93	23,81	18,37
Június	11,42	3,97	7,70
Július	13,33	24,56	18,95
Augusztus	35,00	42,08	38,54
<i>4 havi ÁTLAG</i>	<i>18,17</i>	<i>23,60</i>	<i>20,89</i>

Az indikátorok tesztelése során meghatározott minősítő eredményeket a 4.21. táblázatban összesítem.

4.21. táblázat: A minta rendszer integrálhatóságát minősítő összesítő indikátortáblázat

Kód	Elnevezés	Magyarázat	Minta rendszer adatai	Mértékegység
F ₁	Csúcsidőszaki variabilitás	Derült napokon mért 12 - 15 óra közötti órás teljesítmények szórásainak átlaga és a rendszer néveleges teljesítményének hányadosa (május - augusztus havi átlagok átlagai)	35	W/kW _P
F ₂	Linearitás	Derült napokon mért 12 - 15 óra közötti órás teljesítményekből lineáris regresszióval képzett egyenes meredeksége abszolút értéken (május - augusztus havi átlagok átlaga)	13	W/kW _P /h

F ₃	Csúcsmagasság	Derült napokon mért napi legnagyobb órás fajlagos teljesítmény és a megelőző illetve követő órás fajlagos teljesítmények idő-teljesítmény diagramban meghatározott csúcshög alapján előállítható egyenlő szárú háromszög magassága (május - augusztus havi átlagok átlaga).	44	W/ kW _P
F ₄	Csúcslevágás hatékonyság	Minta és közel optimális telepítésű referencia erőmű június havi derült napokon mért fajlagos napi villamosenergia termelés átlagai különbségének és a csúcsmagasság paraméter különbségének a hányadosa.	7,70	kWh/ kW/d

A vizsgálat eredménye tehát egy olyan módszertan megalkotása, amely egy kiválasztott minta fotovillamos rendszert a telepítési adottságai függvényében a hálózathoz való integrálhatóság szempontjából áttekinthető módon értékelni és minősíteni képes. Az átgondolt építészeti megoldásokkal elősegíthetők a hálózati csatlakozás szempontjából rendszerbarát fotovillamos rendszerek megépítései. Az egyes megoldások összehasonlítására olyan indikátorok szükségesek, amelyek mérésrel igazolhatók és az eredmények általánosíthatók. A csúcsidőszaki variabilitás, linearitás, csúcsmagasság és a csúcslevágás hatékonysága mutatók értékelésével alkalmasak az egyes megoldások az objektív és általánosan összevethető minősítésre. Az egyes indikátorok megmutatják azokat a meghatározó különbségeket, amelyek a közüzemi hálózati integrálhatóság szempontjából meghatározók.

4.5. Numerikus döntéstámogató rendszer megújuló energetikai célstruktúra optimalizálásához

Adott megújuló energia célstruktúra kialakítása a különböző technológiák illetve a technológiák mögötti megújuló energiaforrások közötti választást tesz szükségessé. Ez a választás többféle megközelítéssel és különböző érdekek közötti politikai súlyozás eredménye, de a meghatározó döntési szempontok súlyának megfelelő objektív numerikus eljárást sikerült kidolgoznom. A 3.3.7. pontban leírt módszertan alapján a nemzeti megújuló energetikai cselekvési terv 2010 évi megalapozásához az ebben a pontban bemutatott numerikus kombinációval összesen 84 cselekvési terv változatot készítettem el. Az alábbiakban az optimalizálás matematikai összefüggéseit ismertetem, majd a módszer kísérleti alkalmazásának eredményeit foglalom össze.

4.5.1. Az optimalizáció matematikai modellje

A módszertani pontoknál ismertetett módon három extrém változat készült el, amely mindegyike a különböző egyedi szempontok szerint prioritást kapott megújuló energetikai technológiákat

4. Eredmények

tartalmazta adott felelősen kiaknázható potenciáljuk mértékében. A három változat kombinálása numerikus feladat, melynek megvalósításához öt különböző paramétert definiáltam. Ezek közül három paraméter mindig azt az adott arányt mutatja, hogy az egyes extrém változatok milyen arányban kerültek figyelembe vételre a kombináció során. Összegük egy. A fennmaradó másik két paraméter kétféle együttesen is alkalmazandó kombinációs eljárás alkalmazott arányait jellemezte, így ezek összege szintén egy.

A kombinálás azt jelenti, hogy egy extrém változatot megszűrve veszek figyelembe az elkészítendő kombinált változatban. A 1. számú kombinációs transzformáció alkalmazása után minden korábban az extrém változatban már elfogadottan szereplő technológia megmarad, de míg korábban teljes műszaki és fenntarthatósági megfontolásból kiaknázható potenciál szerepelt az extrém változatban, addig a transzformáció során a potenciálok megcélzott kihasználása az adott arányok szerint egyenletesen csökken. A 2. számú transzformáció során viszont a gyengébb prioritású, de az extrém változatba még beférő technológiák esnek ki, viszont ami transzformáció után is megmarad, az teljes potenciálértékén marad.

Mind a két transzformáció során teljesül, hogy csak azok a technológiák kerülhetnek be a kombinált változatokba, amelyek már az extrém változatban is szerepeltek. A kombináció célértékét a (4.32) egyenlet szerint az energiamennyiségben rögzített illetve rögzítendő célérték meghatározásával definiáltam. A feladat a célérték teljesítésére az optimalizálás technológiai felosztás beazonosítása.

$$E_{cél} = P_1 + P_2 + \dots + \mu P_m. \quad (4.32)$$

Egy extrém alapváltozat kijelölését és numerikus transzformációját a 4.22. táblázatban szemléltetem. A táblázat a kétféle kombinációs eljárás α és β arányában történő vegyes alkalmazása után megmaradó célokat is jelzi. A táblázatban α , β , μ és λ paraméterértékek 0 és 1 közötti számot jelölnek.

4.22. táblázat: Extrém optimális változatok kombinációs lehetőségei

Rang-sor	Technológia sorszáma	A figyelembe vehető potenciál	Ajánlott cél extrém változat esetén	1. típusú kombináció után maradó cél (α arányban)	2. típusú kombináció után maradó cél (β arányban)
1.	N_1	P_1	P_1	αP_1	P_1
2.	N_2	P_2	P_2	αP_2	P_2
...
H	N_h	P_h	P_h	αP_h	λP_h
I	N_i	P_i	P_i	αP_i	0
...
M	N_m	P_m	μP_m	$\alpha \mu P_m$	0
N	N_n	P_n	0	0	0
...
Z	N_z	P_z	0	0	0

A táblázatban szemléltetett kombinációs transzformáció öt meghatározó paramétereit a 4.23. táblázat tartalmazza. A paraméterek szisztematikus változtatgatásaival lehetséges többféle olyan numerikus technológia változatot generálni, ami egyaránt alkalmas az $E_{cél}$ elérésére.

4.23. táblázat: Numerikus optimalizálás input indikátorai

Input indikátor neve	1. típusú kombináció súlya	2. típusú kombináció súlya	Legkisebb költség extrém változat súlya	Társadalmi hatások maximuma extrém változat súlya	ÜHG megtakarítás maximuma extrém változat súlya
Súlytényező	τ	$1 - \tau$	ξ_1	ξ_2	$1 - \xi_1 - \xi_2$

A fenti indikátorok alapján a kidolgozott kombinációs transzformáció a 4.24. táblázat szerinti paraméterekkel és a (4.33) - (4.36) egyenletekkel a következőképpen írható le:

4.24. táblázat: Numerikus kombináció során alkalmazott faktorok és összefüggéseik

Extrém változatok	Legkisebb költség változat		Társadalmi hatások maximum		ÜHG megtakarítást maximalizáló változat	
Arány	α_1	β_1	α_2	β_2	α_3	β_3
Meghatározás	$\tau\xi_1$	$(1 - \tau)\xi_1$	$\tau\xi_2$	$(1 - \tau)\xi_2$	$\tau(1 - \xi_1 - \xi_2)$	$(1 - \tau)(1 - \xi_1 - \xi_2)$

$$E_{cél} = \alpha_1(P_1^I + P_2^I + \dots + \mu^I P_m^I) + \alpha_2(P_1^{II} + P_2^{II} + \dots + \mu^{II} P_m^{II}) + \alpha_3(P_1^{III} + P_2^{III} + \dots + \mu^{III} P_m^{III}) + (P_1^I + P_2^I + \dots + \lambda^I P_h^I) + (P_1^{II} + P_2^{II} + \dots + \lambda^{II} P_h^{II}) + (P_1^{III} + P_2^{III} + \dots + \lambda^{III} P_h^{III}), \quad (4.33)$$

ahol teljesül, hogy

$$\beta_1 E_{cél} = (P_1^I + P_2^I + \dots + \lambda^I P_h^I), \quad (4.34)$$

$$\beta_2 E_{cél} = (P_1^{II} + P_2^{II} + \dots + \lambda^{II} P_h^{II}), \quad (4.35)$$

$$\beta_3 E_{cél} = (P_1^{III} + P_2^{III} + \dots + \lambda^{III} P_h^{III}). \quad (4.36)$$

Az egyes transzformáció során kapott eredmények egy-egy olyan mátrix formában is felírhatók, amelynek minden egyes eleme (N_I -től N_Z -ig) egy-egy technológiához rendelt célértéket jelöl. A változatok véglegesítése előtt két szempont szerint ellenőrizni illetve szükség szerint módosítani szükséges az eredményt.

Egyes olyan technológiák esetében, amelyek több extrém változatban is jól szerepelnek halmozódás fordul elő. Ebben az esetben a kombinációt követően egyes technológiáknál nagyobb célérték adódhat eredményként, mint ami a megállapított potenciálérték. Ezekben az esetben a potenciálnál nagyobb energiamennyiséget leválasztottam és a leválasztott energiamennyiségek összegével a rangsor szerinti legkisebb költség változat szerinti olyan technológiák célértékét növeltem meg, maximálisan az adott potenciáljuk mértékéig, amelyek a kombináció után még nem fedték le a potenciáljuk mennyiségeit.

Továbbá egyes nagyteljesítményű technológiák mögött olyan benchmarkhoz köthető, vagy egyedileg ismert névleges teljesítmények állnak, amelyekből tört darab racionálisan nem vehető

4. Eredmények

figyelembe. Itt ezért egyes esetekben kerekítés alkalmazásával a numerikusan adódó célértékeket módosítanom kellett. Az emiatt keletkező eltéréseket pozitív-negatív irányban a leginkább elterjedt biomassza lakossági felhasználás célértékének megváltoztatásával vettem figyelembe.

Az alkalmazott transzformációs módszer előnye, hogy a kombinációt meghatározó paraméterek, mint input indikátorok szabad változtatásaival nagyszámú optimalizált eredménymátrix képezhető. Az egyes technológiák jellemzőinek és hatásainak elemzésével a numerikusan képzett eredmény mátrixok megvalósítása lemodellezhető, és minden egyes változat mögé generálható egy hatásmátrix. A technológiák részletes paraméterelemzését a Pylon Kft. irányításával több szakértő végezte. Ezek eredményeit felhasználva a hatásmátrixokat minden egyes változat mögé generáltam. A hatásmátrix ismeretében és célszerűen megválasztott eredményindikátorok alkalmazásával az egyes változatok értékelhetők és rangsorolhatók. Ez az elvégzett kiértékelést és rangsorolást, mint a numerikus döntésoptimalizáló módszer eredményét részletesebben a következő pontban ismertetem.

4.5.2. A kísérleti alkalmazás eredményei

Az előző pont szerint kidolgozott változatok értékeléséhez a következő eredmény indikátorokat alkalmaztam:

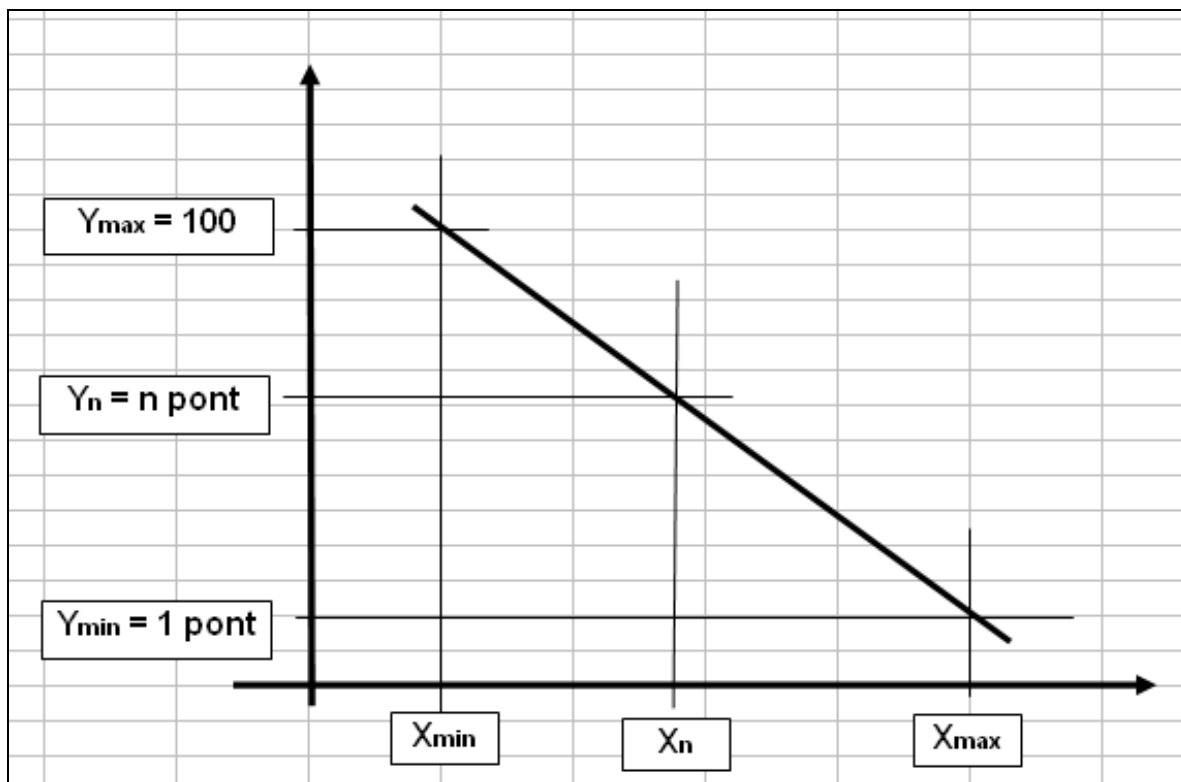
- Az összes támogatás igény 2011-2020 között;
- Üzemeltetési támogatást biztosító éves pénzügyi költségvetési keret várható állománya 2020-ban;
- Munkahelyteremtés 2011-2020 között;
- Üvegházhatású gázok (ÜHG) megtakarítás 2011-2020 között.

A numerikus kombinációval előállított 84 változat mind alkalmas volt arra, hogy a 2020-as célértéket kielégítse. Értékelésükhöz minden változat esetében előző pont szerint meghatározott volt az egyes technológiákra lebontott célérték (teljesítmény, energiatermelés illetve darabszám mennyiségekben), valamint a megvalósításuk hatásmátrixa. Az optimális javasolható változatok kiválasztására így hasonló matematikai módszert követhettem, mint ami egy közbeszerzési pályázat ajánlatainak értékelése esetén is elfogadott:

1. Kizáró, nem megfelelési kritériumok rögzítése az eredményindikátorok esetében;
2. Az eredményindikátorok súlyozásával a minimum feltételeket teljesítő változatok rangsorolása.

A minimumfeltételeket a cselekvési terv megalkotásánál a modellezett beruházási költségigény legmagasabb elfogadható értéke és a várhatóan teremthető munkahelyek legalacsonyabb száma jelentette, valamint a megújuló alapú villamosenergia termelés esetén az elvárt legalacsonyabb és a megengedett legmagasabb értékre is meghatározásra került kizáró feltétel. A 84 változathoz 38 változat teljesítette a minimumfeltételeket.

A megmaradó változatok kerültek pontozásos értékelésre. A beruházási költségigény illetve a támogatásszükséglet szempontjai szerinti pontozás során a legalacsonyabb érték számít a legkedvezőbb. Az értékelési módszert a 4.10. ábra szemlélteti.



4.10. ábra: Pontozás szemléltetése, ha a legalacsonyabb érték a legkedvezőbb

Az ábrának megfelelően a legalacsonyabb értékű változat száz pontot, a legmagasabb értékű egy pontot kapott. A köztes értékek esetén a pontszám az ábra szerint kijelölt egyenesre illeszkedik. (4.37 egyenlet):

$$Y_n = \frac{(X_{\max} - X_n)(Y_{\max} - Y_{\min})}{(X_{\max} - X_{\min})} + Y_{\min} \quad (4.37)$$

A munkahelyteremtés és az üvegházhatású házkibocsátás csökkentés indikátorok esetében a száz pont a legmagasabb érték elérésért járt, míg a legalacsonyabb értékért egy pont járt. Az egyes változatok köztes értékei ebben az esetben is a kijelölt egyenesre illeszkedik (4.38) egyenlet szerint.

$$Y_n = \frac{(X_n - X_{\min})(Y_{\max} - Y_{\min})}{(X_{\max} - X_{\min})} + Y_{\min} \quad (4.38)$$

A pontozás eredményeképp a kizáró feltételeknek megfelelő cselekvési terv változatok mind a négy eredményindikátorra értékelési pontszámmal rendelkeztek. Az optimum megállapításához az egyes eredményindikátorok fontosságának mérlegelését követően döntési súlyszámok megadásával lehet meghatározni a peremfeltételeket. Tehát a kutatás eredményeképpen kidolgozott módszertan szerint az optimumkeresés főbb lépései mindösszesen a következők:

1. A keresés célértéke, azaz annak eldöntése, hogy milyen mértékű energiatermelésre szükséges az optimális technológiai mixet előállítani.
2. Döntés arról milyen támogatás típusok vállalhatók az egyes technológia csoportok esetén.

4. Eredmények

3. A kizáró, minimumfeltételek meghatározása.
4. Az értékelendő eredményindikátorok meghatározása és ezek döntésben meghozott fontossága (súlyozás).

A fenti döntések mellett az egyes megújuló energia technológiák beazonosítása, majd a potenciálok és a műszaki - gazdasági - társadalmi - környezetvédelmi jellemzők szakértői feltérképezése szükséges. A fentiek megléte esetén a kidolgozott numerikus optimumkeresési eljárás jól alkalmazható. A módszer kísérleti kipróbálását a cselekvési tervhez ajánlott technológia és megújuló energia mix verzióinak kidolgozása és értékelése jelentették. A modellezéshez szükséges munka szakértői megalapozását a Pylon Kft. koordinálta Dr. Unk Jánosné vezetésével. A kutatás-fejlesztés során első sorban a feladatom az elemzéseken nyugvó dinamikus műszaki-gazdasági modellrendszer GREEN-X modellel összhangban történő elkészítése, illetve a döntéstámogató optimalizáló numerikus rendszer létrehozása és az optimalizálás elvégzése volt. Az egyes verziók rangsorolásának a végeredményét a 4.25. táblázatban szemléltetem. A rangsoroláshoz a 38 db verzió pontozásos értékelésénél a következő súlyszámokat alkalmaztam:

- Az összes támogatás igény 2011-2020 között: 35%;
- Üzemeltetési támogatást biztosító éves pénzügyi költségvetési keret várható állománya 2020-ban: 20%;
- Munkahelyteremtés 2011-2020 között: 40%;
- Üveg házhatású gáz megtakarítás 2011-2020 között: 5%;

4.25. táblázat: A numerikus cselekvési terv változatok összesítése (1-10-ig)

Rangsor	Beállítás sorszama	Értékelési pontszám összesen, pont
1	26	94,59
2	3	93,32
3	2	93,29
4	14	92,32
5	50	92,06
6	38	91,91
7	62	91,82
8	74	89,70
9	24	81,94
10	12	81,52

Látható, hogy 87 db elkészített cselekvési tervből 7 db cselekvési terv kapott kiemelkedően magas pontszámot, melyből a legjobb 5 került döntésre javaslatként felterjesztésre és közülük egy elfogadásra került. A kidolgozott numerikus döntéstámogatási rendszer gyakorlati alkalmazása újszerű eszközzé vált az adott feladatra a közigazgatás számára.

4.6. Új tudományos eredmények

Az elvégzett kutatómunkám tudományos eredményi témák szerinti csoportosítással az alábbiak szerint foglalható össze:

1. Napelemes rendszer dinamikus teljesítmény előrejelzésének új módszere

Új teljesítmény előrejelzési módszert dolgoztam ki a napelemes rendszerek teljesítményének rövid távú előrejelzésére, melyet dinamikus hibajel vezérelt előrejelzésnek neveztem el. A módszer genetikus algoritmus megközelítéssel egy megelőző mintavételezési időszak alatti teljesítmény adatokból készít előrejelzést. A mért teljesítmények és a fizikai modell alapján előzetesen számított várható teljesítmények közötti különbségek az adott időszaki, szokásostól eltérő körülmények és folyamatok komplex hatását fejezik ki. A mintavételi időszakban képzett dinamikus hibasorozat az összetett hatásokat, mint a jövőre genetikusan kódolt tulajdonságok lehetőségeit szemlélteti. A hibasorozat statisztikai értékelése lehetővé teszi, hogy egy közeli időpontra a fizikai alapú várható értékek lehetséges hibáira különböző valószínűségek legyenek meghatározhatók. A legvalószínűbb hibaérték dekódolásával a teljesítmény előrejelzés elkészíthető. Egy fizikai alapú várható teljesítménnyel egyenértékű és a valódi teljesítménnyel egyenértékű ekvivalens csúcskihasználási óraszámok közötti fajlagos hiba t időpontra a legvalószínűbb értékére a következő összefüggést határoztam meg:

$$H_t = H_{t-1} \left(1 + \frac{dH}{dt}\right) \approx H_i \left(1 + \frac{dH_i}{dt}\right)^{\frac{\Delta t_{t-n}}{60[s/\text{min}]}} \approx H_i \left(1 + \frac{\Delta H_i}{\Delta t}\right)^{0,4 \frac{\Delta t_{t-n}}{60[s/\text{min}]}}$$

2. Napelemes rendszer átlagteljesítményének adott időszakon belüli előre jelezhetősége

Adott menetrendi periódusra részben mérési adatokkal, részben a dinamikus hibajel vezérelt teljesítmény előrejelzéssel menetrendi időszak átlagteljesítményére vonatkozó dinamikus előrejelzést dolgoztam ki. Igazoltam, hogy alkalmas körülmények között 5 perccel a menetrendi szakasz vége előtt öt mért és tíz előre jelzett rendszer teljesítmény alapján az előrejelzés 5% alatti relatív hibával elkészíthető, valamint a fényviszonyok erős variabilitása mellett is ez 9% közeli relatív hiba biztosítható.

Az előrejelzés megbízhatóságának vizsgálatára új paramétert vezettem be, melyet fajlagos változékonysági tényezőnek neveztem el:

$$v_{nap} = \frac{V_{nap}}{\Delta t} = \frac{(4a_1 + 3a_2 + 2a_3 + a_4 + 4b_1 + 3b_2 + 2b_3 + b_4)}{\Delta t}$$

Ez a tényező egy adott időtartam alatt a napelem működésének változékonyságát és a napelem teljesítményének előre jelezhetőségét kifejező mutató. Az előrejelzés átlagos relatív hibája és a fajlagos változékonysági tényező közötti erős korrelációt 95%-os megbízhatósággal igazoltam.

4. Eredmények

3. Erőmű alapú csoportszintű előrejelzés és valós idejű monitoring megbízhatósága

Kísérleti vizsgálattal igazoltam, hogy egyes fizikailag, vagy csak virtuálisan képzett napelemes rendszer csoportok együttes teljesítményére megbízható előrejelzés készíthető egyetlen kiválasztott referencia erőmű teljesítményének valós idejű nyomon követésével és a dinamikus hibajel vezérelt előrejelzési módszer kiterjesztett alkalmazásával. További mérésekkel megállapítottam, hogy a referencia fotovillamos erőmű mérésére kidolgozott előrejelzési módszer kis átalakítással a csoport együttes teljesítményének valós idejű nyomon követésére is alkalmas. A kísérleti eredmények alapján igazoltam, hogy a referencia erőmű valós idejű teljesítménymérésére alapozott csoportszintű előrejelzés és a csoportszintű valós idejű monitoring megbízhatósága a napelemes rendszer csoport homogenitásának a függvénye

4. Fotovillamos rendszerek hálózat integrálhatóságának minősítése

A fotovillamos elemek telepítésénél a dőlésszögek és a tájolások megváltoztatásával az egyedi energiatermelés helyi optimumától eltérő, de rendszer szinten kedvezőbb állapot hozható létre. A rendszer elemeinek részletes kidolgozásával és kísérleti tesztelésével az egyes fotovillamos rendszerek építési megoldásait objektívan minősítő rendszert hoztam létre, amely az egyes telepítési változatok osztályba sorolására, minősítésére a közüzemi hálózati rendszer stabilitására való negatív hatások szempontjából alkalmas.

Egy rendszerszintű hatékonyság és integrálhatóság érdekében alkalmazott telepítési megoldás műszaki költségének minősítésre bevezettem F_4 csúcslevágási hatékonysági mutatót:

$$F_4 = \frac{\bar{E}_R - \bar{E}_{PV}}{F_{3,R} - F_{3,PV}} .$$

Ez egy olyan új indikátor, mely alkalmas az 1 kW/kW_p csúcslevágás műszaki költségének az összehasonlítható meghatározására. A csúcslevágási hatékonysági mutató az integrálhatóságot szolgáló építészeti megoldás miatt bekövetkező villamosenergia termelési képesség fajlagos csökkenésének értékelésére szolgáló, a megoldás megfelelőségének minősítésére alkalmas szám.

5. Numerikus döntéstámogató rendszer megújuló energia célstruktúra optimalizálásához

Kidolgoztam egy új döntéstámogató numerikus optimalizációs módszert, amely a költséghatékonyság, a közvetlen társadalmi hatások (munkahelyteremtés) és a környezetvédelmi szempontok (üvegházhatású gázkibocsátás csökkentés) együttes értékelésével alkalmas arra, hogy egy döntéshozatal számára az egyes döntési szempontok (preferenciák) nyíltan és előre rögzíthető súlyainak megfelelően optimális megújuló energiafejlesztési célstruktúrát definiáljon.

Igazoltam, hogy az egyes kiválasztott főprioritások szerint kidolgozott extrém változatok numerikusan kombinálhatók úgy, hogy a kombináláskor egyes input indikátorok szisztematikus változtatásaival szabadon választott számú változatok (célstruktúrák) hozhatók létre. Az egyes változatok megvalósításának azonos elvek szerint történő modellezésével és eredményindikátorok alapján a döntési súlyok alapján értékelhetők és rangsorolhatók azzal a feltétellel, hogy az $E_{cél}$ maximális és minimális értékei a döntéstámogató rendszertől függetlenül meghatározottak. Az input indikátorok függvényében az optimalizációs eljárásra a következő célfüggvényt állítottam fel:

$$E_{cél} = \alpha_1(P_1^I + P_2^I + \dots + \mu^I P_m^I) + \alpha_2(P_1^{II} + P_2^{II} + \dots + \mu^{II} P_m^{II}) + \alpha_3(P_1^{III} + P_2^{III} + \dots + \mu^{III} P_m^{III}) + \\ + (P_1^I + P_2^I + \dots + \lambda^I P_h^I) + (P_1^{II} + P_2^{II} + \dots + \lambda^{II} P_h^{II}) + (P_1^{III} + P_2^{III} + \dots + \lambda^{III} P_h^{III}).$$

A kifejlesztett optimalizációs módszer alkalmas regionális, országos illetve nemzetközi szinten is a megújuló energetikai technológiák műszaki jellemzőin alapuló technológiánként meghatározható optimális és objektív stratégiai célok rögzítésére. A döntéstámogató rendszer objektív, mivel nem engedi, hogy egyes kiemelt technológiai célértékek önkényesen legyenek meghatározva. Csak az előre rögzített peremfeltételek és preferenciák a meghatározók.

5. KÖVETKEZTETÉSEK ÉS JAVASLATOK

A kutatásom eredményei és az új tudományos eredmények valódi és aktuális mérnöki kihívásokra adnak tudományosan megalapozott megoldásokat, továbblépési irányokat. A munkám során három jól elkülöníthető fő területre fókuszáltam, így a kapcsolódó javaslataimat és következtetéseimet is három részre bontva ismertetem.

A genetikus algoritmus megközelítésű, dinamikus, mintavételi adatok vezérelte előrejelzési technikák napjainkban egyre inkább elfogadottnak számítanak. Azonban ritka az olyan megoldási kísérlet, amely nem nagyszámú paramétermérésekkel és ezekből felállított dinamikus modellekkel operál. Az eredmények alapján úgy látom, hogy szakmailag megalapozott a tipikus meteorológia évre készített várható teljesítményértékek és kizárólag egy-egy referencia erőmű által kiadott teljesítménymérés alapján elfogadható szintű rövid távú előrejelzések készítése. Ehhez azonban úgy látom, nem feltétlenül szükséges 15-20 paraméteres meteorológiai év meghatározás és ezekkel dolgozó komplex algoritmus. Mindazonáltal a kutatásom során is felvettem olyan további irányokat, mely a kidolgozott módszertan alkalmazhatóságát, megbízhatóságát megerősítené, illetve javítaná.

Ezen irányok közül a sugárzás intenzitás olyan mérése tűnik jó iránynak, mely során elsősorban nem a sugárzás intenzitása, hanem annak dinamikus változásainak mértéke és gyakorisága jelent lényegi információt az előrejelzések pontosításaihoz. Ugyancsak hasonló módon tovább lenne javítható az előrejelzések megbízhatóága, ha ezekre a dinamikus változásokra meteorológiai előrejelzés lenne biztosítható, de úgy tűnik, hogy rövid távú előrejelzések esetén a valós idejű meteorológiai mérések is elegendő és költséghatékony megoldások lehetnek. Ennek a kérdésnek az eldöntésére és a lehetőségek feltárására további alkalmazott kutatásokra van szükség. A munkám során kidolgozott és leírt módszer alkalmas nagyobb kisteljesítményű fotovillamos rendszer virtuális vagy valós csoportjai esetében is kísérleti üzem megvalósítására, mely során az előre jelzést segítő paraméterek rendezetten vizsgálhatók és elemezhetők. Míg az előrejelzések a prediktív szabályozási feladatok megoldását közvetlenül segítik, a referencia rendszer mért teljesítménye alapján történő csoportszintű teljesítménybecslés lehetősége az okos hálózati rendszerek működésének költséghatékony valós idejű nyomon követésére lehet megoldás.

A településeken létesülő jellemzően kisebb fotovillamos rendszerek közüzemi hálózatra való hatása szempontjából rendszerbarát minősítésének pontosabb meghatározáshoz további vizsgálatokat szükséges végezni. Ezen túlmenően a napelemek rendszerbarát telepítését célzó különböző tipikus műszaki-építészeti megoldások feltérképezésére volna szükség ahhoz, hogy a megoldások hatásosságát és költséghatékonyágát a kidolgozott módszerrel a műszaki gyakorlatban is értékelni és a komplex szempontból is jobb megoldásokat elősegíteni lehessen.

A gazdasági, társadalmi és környezetvédelmi szempontú stratégiai célok politikailag védhető és transzparens meghatározására nagy az igény nemzetközi, nemzeti és regionális szinten egyaránt. A kifejlesztett numerikus döntéstámogatói rendszer alkalmazásához nem nélkülözhetők a szóba jöhető technológiák potenciáljainak, költségeinek, társadalmi és környezetvédelmi hatásainak részletes meghatározásai, hogy ezekkel a racionális, transzparens és optimális célok meghatározása biztosítható. A numerikus optimalizációs eljárás ehhez kész és alkalmazhatónak bizonyult.

6. ÖSSZEFOGLALÁS

AUTONÓM ÉS HÁLÓZATTAL EGYÜTTMŰKÖDŐ FOTOVILLAMOS ENERGIATERMELŐ RENDSZEREK OPTIMALIZÁLÁSA

A fotovillamos rendszerek technológiai érettsége olyan szintre ért, hogy a korábbi marginális szerepből kitörve egyre jelentősebb súlyt képvisel a világ villamosenergia termelésében. A napenergia magas potenciálja és a fotovillamos technológia szinte mindenhol lehetséges alkalmazhatósága a műszaki fejlesztés révén elért eredményekkel együtt előre vetíti, hogy a jövőben a napelem jelentősége még inkább növekedni fog. A dolgozatban bemutattam, hogy ennek az intenzív folyamatnak a hatása társadalmi és környezetvédelmi szempontból kedvező, ám rendkívül összetett, viszont az energiatermelés változékonyság komoly kihívást jelent a hálózati villamosenergia biztonságos üzemeltetése szempontjából. Bemutattam, hogy a hálózatba történő integráció nehézségei talán a legnagyobb akadályt jelentik a napelem technológia további terjedése előtt. A változékony energiatermelés előrejelzési lehetőségeinek kutatása ezért kulcstényező. A dolgozatomban részletesen bemutatattam a különböző előrejelzési módszerek főbb típusait illetve ismertettem a különböző lehetséges előrejelzési célokat, valamint a napsugárzási potenciál fizikai alapú meghatározásához szükséges elméleti alapokat.

A dolgozatban ismertetett kutatási munkám az integráció kérdéskörére fókuszál. Az integráció erősítésének a lehetőségét három oldalról közelítettem meg. Egyrészt az előrejelzési lehetőségek okos alkalmazásával, másrészt a fotovillamos rendszerek telepítése során elvárt rendszerszinten kedvező megoldások alkalmazásával, harmadrészt a társadalmi és környezetvédelmi előnyök elismertetésével és a döntési folyamatok transzparens alkalmazásával foglalkoztam. Részletesen ismertetett kutatási tevékenységem és eredményeim ezekre a kihívásokra reagálnak.

A fotovillamos rendszerek kiadott teljesítményeinek rövid időszakon belüli előre jelezhetőségére genetikus megközelítéssel, dinamikus adatvezérelt előrejelzési módszert dolgoztam ki. E kidolgozott módszert alkalmaztam az egyes menetrendi periódusok átlagteljesítményére vonatkozó előrejelzésekre is. Az előrejelzési lehetőségeket teszteltem. Az időjárás változékonyságának jellemzésére új indikátort alkottam, melynek függvényében az előrejelzési módszer megbízhatóságát értékeltem. A méréseket és értékeléseket egyedi rendszerekre, de rendszercsoportokra vonatkoztatva is elvégeztem. Az előrejelzés mellett az egy referencia rendszer valós idejű mérésére alapozott rendszercsoport szintű valós idejű monitoring rendszer alkalmazhatóságát is vizsgáltam.

Egy bemutatott demonstrációs minta projekt kialakításánál a tudományos cél a hálózati integrálhatóság szempontjából kedvezőbb, a tipikus haranggörbétől eltérő karakterisztikájú napelemes rendszer telepítése volt. Az elemzés során minta rendszernek tekintett napelemek mérési adatait egy referenciarendszer adataival vettem össze, mely alapján egy komplex értékelési rendszert állítottam fel. Ennek a használhatóságát kísérletileg igazoltam. A dolgozatban továbbá ismertettem azt a numerikus gazdasági, társadalmi és környezetvédelmi szempontból optimalizáló matematikai megoldást, melyet 2010-ben a Nemzeti Megújuló Energetikai Cselekvési Terv keretszámainak kialakítása során élesben tesztelni is volt alkalmam.

A dolgozatban a kutatási munkám mérési helyszíneit, az alkalmazott módszertanokat, valamint eredményeket és megállapított téziseimet a fenti kutatásokhoz kapcsolódóan ismertettem.

7. SUMMARY

AUTONOMOUS AND GRID COLLABORATIVE PHOTOVOLTAIC SYSTEM OPTIMIZATION

The technological development of photovoltaic systems reached a new level from the former marginal position with their increasing weight in the world's electricity production. The high potential of solar energy and their almost everywhere possible applicability projects that the future importance of PV's will grow even more. The dissertation shows that this intensive process to effect complex positive social and environmental aspects. In addition to the highly variability together with the wind energy is a major challenge for the stable and safe operation of the electricity network. It shows why the network integration difficulties are perhaps the greatest barrier to the further expansion of PV technology. Therefore a key factor is the forecasting possibilities of the variable energy production. The dissertation presents the main types of various forecasting techniques and also shows a variety of possible forecasting purposes. I also discuss the basic knowledge for the analytical determination of the solar energy potential.

My presented research strongly connected to the issue of solar integration. I examine this problem of integration of the three sides. On the one hand I deal with smart, efficient use of forecasting options. Secondly, I research in the area of the application installation of photovoltaic systems in order to reach a bigger PV produced electricity ratio in a given grid. Thirdly, I deal with the use of transparent social and environmental benefits to decision-making processes

The dissertation presents a new dynamic data driven forecasting method, which is created for a very short period prediction to the performance of small PV systems. The method is developed and applied not only for a performance prediction, but also for the scheduling periods with their average performances. The weather variability characterization of new indicators is created. I can evaluate the reliability of the forecast method context with this new indicator. The presented measurements and evaluations were performed for individual systems, but I also extended these to a two different groups of PV systems.

By a presented demonstration pilot project the research purpose was to create a small PV system to reach a more grid favourability instead one with the typical bell curve. Measurement data of this sample small plan is compared to a typical reference system. Based on this comparison the scientific framework of a new assessment method is defined in terms of its system-wide positive effects. The usability of this evaluation method was proved and in addition a new index was created to measure the cost-effectiveness of system friendly solutions.

Furthermore, in the dissertation I present a created numerical optimization mathematical method with the economic, social and environmental aspects. I tested this method earlier due to the development of the National Renewable Energy Action Plan in 2010.

In my thesis, I present the research locations, the methodologies, the results and my established thesis as described above.

8. MELLÉKLETEK

M.1. Irodalomjegyzék

1. Bartha S. (2009): Nap és szélenergiás hibrid rendszerek energetikai modellezése, Doktori értekezés, Szent István Egyetem
2. Bella Sz., Major Gy., Nagy Z. és Dobi I. /szerk./ (2006): Napenergia, mint megújuló energiaforrás - magyarországi lehetőségek, Magyarországi szél és napenergia kutatás eredményei, 127-134. o., Országos Meteorológiai Szolgálat
3. Bilionis, I., Constantinescu, E. M. and Anitescu, M. (2014): Data-driven model for solar irradiation based on satellite observations, *Solar Energy* 110, pp. 22-38.
4. Bird, R.E., Hulstrom, R.L. (1981.): Simplified the Clear Sky Model for Direct and Diffuse Insolation on Horizontal Surfaces, Technical Report No. SERI/TR-642-761, Golden, CO: Solar Energy Research Institute.
<http://rredc.nrel.gov/solar/pubs/pdfs/tr-642-761.pdf>
Letöltve: 2015.10.21.
5. Bright, J., Crook, R. and Taylor, P.G. (2015): Methodology to stochastically generate synthetic 1-minute irradiance time-series derived from mean hourly weather observational data, Proceedings of the ISES Solar World Congress 2015, Daegu, Korea, 08-12. November, 2015, pp. 142-151. ISBN 978-3-981 4659-5-2,
6. Broesamle, H., Mannstein, H., Schillings, C. and Trieb, F. (2001): Assessment of solar electricity potentials in North Africa based on satellite data and a geographic information system, *Solar Energy* 70, pp. 1–12.
7. Colantuono, G., Everard, A., Hall, L. M. and Buckley, A. R. (2014): Monitoring nationwide ensembles of PV generators: Limitation and uncertainties. The case of the UK, *Solar Energy* 108, pp. 252-263.
8. Dinya L. (2010): Biomassza alapú energiatermelés és fenntartható energiagazdálkodás. *Magyar Tudomány* 171/8, pp. 912-925.
9. Domínguez Bravo, J., García Casals, X., and Pinedo Pascua, I. (2007): GIS approach to the definition of capacity and generation ceilings of renewable energy technologies. *Energy Policy* 35, pp. 4879–4892.
10. Dyreson, A. R., Morgan, E. R., Monger, S. H., Acker T. L. (2014) Modeling solar irradiance smoothing for large PV power plants using a 45-sensor network and Wavelet Variability Model, *Solar Energy* 110, pp. 482-495.
11. Earthscan (2008): Planning and installing photovoltaic systems. A guide for installers, architects and engineers, Earthscan Publications Ltd, ISBN-10: 1844074420, 396 p.
12. Edelenbos E. (2015): Demand Side Flexibility Relevance for EED, Concerted Action EED workshop, 25. Martz 2015, Riga, Latvia, 34 p.
<http://ca-eed.eu/private-area/plenary-meetings/5th-ca-eed-riga-march-2015/jwg-demand-side-flexibility-ca-eed-res-epbd>
Letöltve: 2015.07.21.

M.1. Irodalomjegyzék

13. Elzinga, D. (2013): Grid Integration of Variable Renewables Phase III Project Summary, Enabling Flexible Power Systems Conference, 8. October 2013, Stavanger, Norway, 21. p.
<http://www.iea-iskan.org/?c=198/202/218&uid=1055>
Letöltve: 2015.12.21
14. Energia Központ Kht. (2008): Stratégia a magyarországi megújuló energiaforrások felhasználásának növelésére 2008-2020.
http://www.pestmegye.hu/images/2014/agazati_strategiak/Strategia_a_magyarorszagi_megujulo_energiaforrasok_felhasznalasanak_novelesere.pdf
Letöltve: 2015. 04. 26.
15. Farkas I. (1999): Számítógépes szimuláció, Szent István Egyetem
16. Farkas I. (2003): Napenergia a mezőgazdaságban, Mezőgazda Kiadó
17. Farkas I. /Szerk./ (2006): Számítógépes szimuláció jegyzet, Gödöllő, Szent István Egyetem Gépészmérnöki Kar, Gödöllő
18. Farkas I., Seres I. (2008): Operational experiences with small-scale grid-connected PV system, Szent István University Faculty of Mechanical Engineering, R&D in Mechanical Engineering Letters, Gödöllő, Hungary, Vol. 1, pp. 64-72.
19. Farkas I. (2010): A napenergia hasznosításának hazai lehetőségei. Magyar Tudomány 171/8, pp. 937-946.
20. Fernández-Peruchena, C.M., Gastón M., Sánchez M., Garcia-Barberena, J., Blanco, M. and Bernardos, A. (2015): MUS: A multiscale stochastic model for generating plausible meteorological years designed for multiyear solar energy yields simulation, Solar Energy 120. pp. 244-256.
21. Gari J., Udagawa, Y., Saito, T., Oozeki, T. and Ogimoto, K. (2015): Effect of Day-ahead Forecasts on Curtailment Planning of PV Power in Japan, Proceedings of the ISES Solar World Congress 2015, Daegu, Korea, 08-12. November, 2015, pp. 289-297. ISBN 978-3-9814659-5-2,
22. Green Rhino Energy (2015): Energy Yield and Performance Ratio of Photovoltaic Systems
http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_energy_yield.php
Letöltve: 2015.08.15.
23. Goss, B., Cole, I., Betts, T. and Gottschalg R. (2014): Irradiance modelling for individual cells of shaded solar photovoltaic arrays, Solar Energy 110 pp. 410-419.
24. Haupt, R.L., Haupt, S.E. (2004): Practical genetic algorithms 2nd edition, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, ISBN 0-471-45565-2
25. Hodge, B. M., Lew, D., Milligan, M., Holttinen, H., Sillanpaa, S., Gomez Lazaro, E., Scharff, R., Soder, L., Larsen, X. G., Giebel, G., Flynn, D., and Dobschinski, J. (2012): Wind power forecasting error distribution - and international comparison. 11th Annual International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 13-15. November 2012, Lisbon, Portugal

-
26. Huber, C. / Scientific coordinator/ et al (2004): Final Report of the project GREEN-X – a research project within the fifth framework programme of the European Commission supported by DG Research, Vienna University of Technology, Energy Economics Group (EEG), 186. p.
www.green-x.at
 Letöltve: 2015. 05. 25.
27. Huber, C., Faber, T. and Resch, G. (2004): The toolbox Green-X: Results of the model runs, Green-X Final Conference, September 2004, Brussels, 31 p.
28. Huld, T.A., Jäger Waldau, A., Ossenbrink, H.A., Szabó, S., Dunlop, E.D. and Taylor, N., (2014): Cost Maps for Unsubsidized Photovoltaic Electricity, JRC Scientific and Policy Reports, European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Ispra, Italy, 22 p.
<https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/Cost-Maps-for-Unsubsidised-Photovoltaic-Electricity.pdf>
 Letöltve: 2015. 12. 27.
29. Hunyár M. (2002): A megújuló és környezetbarát energetika villamos gépei és szabályozásuk, Műegyetem kiadó
30. Hussain, S., Al-Alili, A. (2015): Selection of relevant input parameters for sola radiation, ISES Solar World Congress, 8-12. November 2015, Daegu, Dél-Korea, 2 p.
http://swc2015.org/index.php?g_page=program&m_page=program11
 Absztrakt letöltve: 2015.12.10.
31. IMNTP Integrált Mikro/Nanorendszerek Nemzeti Technológiai Platform (2009): Magyar fotovillamos (napenergia technológiai) kutatás-fejlesztési stratégiai terv (2009-2020)
[www.imntp.hu/ user/IMNTP_PVstrategia_1026.doc](http://www.imntp.hu/user/IMNTP_PVstrategia_1026.doc)
 Letöltve: 2015.04.26.
32. International Energy Agency (2014): World Energy Outlook 2014, OECD/IEA
33. International Energy Agency (2014): IEA PVPS Annual Report
www.iea-pvps.org
 Letöltve: 2015.04.25.
34. International Energy Agency (2014), Technology roadmap solar photovoltaic, International Energy Agency, Paris,
35. IEA International Energy Agency (2015): Trends 2015 in Photovoltaic applications executive summary, Report IEA-PVPS T1-27:2015, p. 7.
www.iea-pvps.org/index.php?id=92
 (Letöltve: 2016.07.05)
36. International Energy Agency (2017): Monthly electricity statistics with data up to: December 2016. Hungary, OECD/IEA, pp. 18.
37. Kaplani, E., Kaplanis, S. (2012): A stochastic simulation model for reliable PV system sizing providing for solar radiation fluctuations, Applied energy 97. pp. 970-981.
38. Kaushika, N. D., Rai, A. K. (2006): Solar PV design aid expert system, Solar Energy Materials & Solar Cells 90. pp. 2829-2845.

M.1. Irodalomjegyzék

39. Kiehl, T., Trenberth, K.E. (1997): Earth's Annual Global Mean Energy Budget, Bulletin of the American Meteorological Society, 1997/2. pp. 197-208.
40. Klima in der Region Budapest
<http://www.wetteronline.de>
 Letöltve: 2015. augusztus 16-án
41. Korpás A-né. /Szerk./ (1997): Általános statisztika II., Nemzeti Tankönyvkiadó, Budapest
42. Kostylev, V., Pavlovski, A., (2011): Solar power forecasting performance towards industry standards. Proceedings of the 1st International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems, 24. October 2011, Aarhus, Denmark, 8 p.
https://ams.confex.com/ams/92Annual/webprogram/Manuscript/Paper203131/AMS_VK_%20AP_Paper%202011%20submitted.pdf
 Letöltve: 2015.12.28.
43. Lave, M., Kleissl, J. and Stein, J.S. (2013): A wavelet-based variability model (WVM) for solar PV power Plants, IEEE Trans. Sustain Energy 4, pp. 501-509.
44. Longhetto, A., Elisei, G. and Giraud, C. (1989): Effect of correlations in time and spatial extent on performance of very large solar conversion systems, Solar Energy 43, pp. 77-84.
45. Lopez, A., Roberts, B., Heimiller, D., Blair, N. and Porro, G. (2012): U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA, 40. p.
<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51946.pdf>
 Letöltve: 2015.12.29.
46. Lorenz, E., Heinemann, D. (2012): Prediction of solar irradiance and photovoltaic power, Comprehensive Renewable Energy, pp. 239-292.
47. MacKay, D. (2009): Sustainable Energy - without the hot air, UIT Cambridge Ltd., Cambridge
<http://withouthotair.com>
 Letöltve: 2016.02.15.
48. Magyar Energia Hivatal (2011): Vezetékes energiahordozók statisztikai évkönyve 2010,
49. Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (2016): Országos éves energiamérleg
<http://www.mekh.hu/eves-adatok>
 Letöltve: 2017.02.05.
50. Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (2016): Összefoglaló a nem engedélyköteles – ezen belül a háztartási méretű – kiserőművek adatairól (2008-2015)
http://www.mekh.hu/download/3/c2/20000/osszefoglalo_nem_engedelykoteles_kiseromuvek_adatairol.pdf
 Letöltve: 2017.02.05.
51. Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (2017): Villamosenergia-ipari társaságok 2016. évi adatai
<http://www.mekh.hu/villamosenergia-ipari-tarsasagok-2016-evi-adatai>
 Letöltve: 2017.02.05.

-
52. Martin, C.L., Goswami, D.Y. (2005): Solar energy pocket reference, International Solar Energy Society
53. Masson, I. G. (2014): Overview of current market trends for PV systems, Solar Electricity Roadmap Workshop, 4. February 2014, Paris, France, 25 p.
<https://www.iea.org/media/workshops/2014/solarelectricity/NEWGaetanMassonOverviewofCurrentMarketTrendsPVSystems.pdf>
 Letöltve: 2015.12.30.
54. Masson, I. G. and Brunisholz, M. (eds) (2015): A Snapshot of Global PV (1992-2015), Report IEA PVPS T1-29:2016, ISBN 978-3-906042-42-8
55. Mateo, C. et al (2014): PV GRID European advisory paper, Final report of the European Project PV GRID, 60. p.
www.pvgrid.eu
 Letöltve: 2015.02.02.
56. Mellit, A., Benghanem, M. and Kalogirou, S.A. (2007): Modeling and simulation of a stand-alone photovoltaic system using an adaptive artificial neural network: Proposition for a new sizing procedure, Renewable Energy 32, pp. 285–313.
57. MTA Energetikai Bizottság, Megújuló Energetikai Albizottság (2006): Magyarország megújuló energetikai potenciálja, Tanulmány, 2006.
<http://fft.szie.hu/mnt/MO%20megujulo%20energia%20potencialja%202006.pdf>
 Letöltve: 2015.12.02
58. Müller, S. /Editor/ (2014): The Power of transformation, OECD/IEA
59. Nagy J., Kádárné Horváth Á. (2014): A Bükk- Térségi LEADER Egyesület "1 Falu -1 MW" Programja, Magyar Energia Szimpózium MESZ 2014, 2014. szeptember 25, Budapest, 44. p.
<http://www.e-met.hu/index.php?action=show&id=3495>
 Letöltve: 2015.12.29.
60. Nagy Z., Dobos A., és Rác Cs. (2015): A napsugárzás mérések szerepe a napenergia előrejelzésében, 41. Meteorológiai Tudományos Napok, 2015. november 19-20. Budapest
61. Ossenbrink, H.A., Huld, T.A., Jäger Waldau, A., and Taylor, N., (2013): Photovoltaic Electricity Cost Maps, JRC Scientific and Policy Reports, European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Ispra, Italy.
[https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/JRC%2083366%20PV%20Electricity%20Cost%20Maps%202013%20\(rev\).pdf](https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/JRC%2083366%20PV%20Electricity%20Cost%20Maps%202013%20(rev).pdf)
 Letöltve: 2015.12.27.
62. Photovoltaic Software (2015): How to calculate the annual solar energy output of a photovoltaic system
<http://photovoltaic-software.com/PV-solar-energy-calculation.php>
 Letöltve: 2015.08.15.
63. PV Parity (2013): Cost and Benefits of PV Grid Integration,
<http://www.pvparity.eu/results/cost-and-benefits-of-pv-grid-integration/>,
 Letöltve: 2015.04.14.

M.1. Irodalomjegyzék

64. Rhodes, J.D., Upshaw, C.R., Cole, W.J., Holcomb, C.L. and Webber M.E. (2014): A multi-objective assessment of the effect of solar PV array orientation and tilt on energy production and system economics, *Solar Energy* 108, pp. 28-40.
65. Rowe, T. (2014): EPIA Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018, European Photovoltaic Industry Association,
http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf
 Letöltve: 2015.04.25.
66. Scolari, E., Sossan F. and Paolone, M. (2016): Irradiance prediction intervals for PV stochastic generation in microgrid applications, *Solar Energy* 139. pp. 116-129.
67. Sharma, N., Siddhartha, V. (2012): Stochastic techniques used for optimization in solar systems: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16. pp. 1399-1411.
68. Sharma, R., Tiwari, G.N. (2012): Technical performance evaluation of stand-alone photovoltaic array for outdoor field conditions of New Delhi, *Applied Energy*, 92. pp. 644-652.
69. Sinóros-Szabó B. (2007): Bio- és megújuló előállítás és hasznosítás összefüggései Hódmezővásárhely térségében:
<http://www.hodmezovasarhely.hu/oldalak/bio-es-megujulo-energia-eloallitas-es-hasznositas-osszefuggesei--105>
 Letöltve: 2015.05.17.
70. Solar Energy Industries Association (2014): U.S. Solar Market Insight
<http://www.seia.org/research-resources/us-solar-market-insight>
 Letöltve: 2015.04.25.
71. Suganthi, L., Iniyan, S., Samuel, Anand A. (2015): Applications of fuzzy logic in renewable energy systems - A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 48. pp. 585-607.
72. SunEarthTools.com
http://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php
 Letöltve: 2015.07.25.
73. Sun, Y., Hof, A., Wang, R., Liu, J., Lin, Y. and Yang, D., (2013): GIS-based approach for potential analysis of solar PV generation at the regional scale: A case study of Fujian Province. *Energy Policy* 58, pp. 248–259.
74. Šúri, M., Huld, T.A., Dunlop, E.D., and Ossenbrink, H.A. (2007): Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy* 81, pp. 1295–1305.
75. Szász G., Tőkei L. (szerk.) (1997): Meteorológia mezőgazdáknak, kertészeknek, erdészeknek Mezőgazda Kiadó, Budapest, 267-280.p.
76. Szegedi Egyetem (2015): Az éghajlati elemek időbeli és térbeli változásai Magyarországon. A napsugárzás, Oktatási segédanyag,
<http://www2.sci.u-szeged.hu/eghajlattan/pdf/moeghajl02.pdf>
 Letöltve: 2015. 08. 16.

-
77. Szokolay V. (1996): A napsugárzás geometriája, Ybl Miklós Műszaki Főiskola
78. Tian, W., Wang, Y., Ren, J., and Zhu, L. (2007): Effect of urban climate on building integrated photovoltaics performance, *Energy Conversion and Management* 48, pp. 1–8.
79. Troester, E., Schmidt, J.D. (2012): Evaluating the impact of PV module orientation on system grid operation, 2nd International Workshop on integration of Solar Power Systems, 13. November 2012, Lisbon, Portugal, 21 p.
http://www.smooth-pv.info/doc/5a_3_Presentation_SIW12-76_Troester_121113.pdf,
Letöltve: 2015.04.14.
80. Tuomiranta, A., Ghedina, A.H. (2015): Optimal weighting of parameters for constructing typical meteorological year datasets for photovoltaic power stations operated under hot dry maritime climates, *Proceedings of the ISES Solar World Congress 2015*, Daegu, Korea, 08-12. November, 2015, pp. 178-184. ISBN 978-3-981 4659-5-2
81. Tucker, R. /Editor/ (2014): PV market share shifts dramatically in 2013, *Renewable Energy Focus*, 2014/4. pp. 26-29.
<http://www.sciencedirect.com/science/journal/17550084/15/4>
Letöltve: 2015.12.14.
82. Unk J-né /Szerk./ (2010): Magyarország 2020-as megújuló energiahasznosítási kötelezettség vállalásának teljesítési ütemterv javaslata, „C” kötet”. Műszaki-gazdaságossági megújuló energiaforrás potenciál vizsgálata, A Megújuló Energia Hasznosítási Cselekvési Tervvel (NCST) kapcsolatos MEKH háttér tanulmányok,
<http://www.mekh.hu/megujulo-energia-hasznositashoz-kapcsolodo-hatteranyagok-villamos-energia>
Letöltve: 2015.12.27.
83. Volk, D. (2013): *Electricity Networks: Infrastructure and Operations*. OECD/IEA,
https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/ElectricityNetworks2013_FIN_AL.pdf
Letöltve: 2015.04.26.
84. Wassermann, S., Reeg, M. and Nienhaus, K. (2015): Current challenges of Germany’s energy transition project and competing strategies of challengers and incumbents. The case of direct marketing of electricity from renewable energy sources, *Energy Policy*, 76. pp. 66-75.
85. Wu, Z., Xia, X. (2015): Optimal switching renewable energy system for demand side management, *Solar Energy* 114. pp. 278-288.
86. Wu, X., Hu, X., Moura, S., Yin, X. and Pickert, V. (2016): Stochastic control of smart home energy management with plug-in electric vehicle battery energy storage and photovoltaic array, *Journal of Power Sources* 333. pp. 203-212.

M.2. Az értekezés témaköréhez kapcsolódó saját publikációk listája

Lektorált cikk világnyelven

1. Kapros, Z. (2012): Predictive modelling for low power photovoltaic systems, Mechanical Engineering Letters, Volume 8, pp. 84-89.
2. Kapros, Z. (2012): Reference system based performance examination of PV power plant, Hungarian Agricultural Engineering, No. 20/2012, Gödöllő, pp. 40-42. HU ISSN 0864-7410
3. **Kapros, Z.**, Farkas I. (2016): Smart Tariffs and Photovoltaic System Sizing, Journal of Scientific and Engineering Research, 3(6), pp. 298-306. ISSN: 2394-2630
4. Kapros, Z. (2017): A dynamic data-driven forecast prediction methodology for photovoltaic power systems, Időjárás, (in press), (IF: 0,810*)

Lektorált cikk magyar nyelven

5. **Kapros Z.**, Termann Zs. (2011): Kis energiaigényű épület fotovillamos rendszerrel, Magyar Energetika, XVIII. évf., 2. sz., 24.-27. o.
6. **Kapros Z.**, Unk Jné. (2011): Javaslat a megújuló energetikai átvételi rendszer átalakítására GREEN-X alapon, Magyar Energetika, XVIII. évf., 5. sz., 2-7. o.
7. Kapros Z. (2012): A fotovillamos energiahatékonysági potenciál, Mezőgazdasági Technika, LIII. évf., 5. sz., 14-15. o.
8. **Kapros Z.**, Alföldy-Boruss M. (2014): Az energiahatékonyság és a kötelezettségi rendszer, Magyar Energetikai, XXI. évf., 1. sz., 31-37. o.
9. Kapros Z. (2017): A napenergia hasznosítás környezeti és társadalmi hatásai, Magyar Tudomány, (megjelenés alatt)

Nemzetközi konferencia kiadvány

10. Kapros, Z. (2006): Alternative solutions with autonomous energy supply for mixed farms, Energy and the environment 2006 International Congress, Opatija, Croatia, 25-27. October, 2006. pp. 349-358, ISBN 953-6886-09-X.
11. Kapros, Z. (2008): Advantages and differences between PV power plans and integrated solar home systems, Energy and Environment in the practice, Seminar of Doctorate Students from Justus Liebig University (Giessen) and Szent Istvan University, 19-21. August, 2008, Gödöllő, Hungary. pp. 79-86.
12. Kapros, Z. (2015): The reference PV power plant-based method, Proceedings of the ISES Solar World Congress 2015, Daegu, Korea, 08-12. November, 2015, pp. 506-516. ISBN 978-3-981 4659-5-2,
13. Kapros, Z. (2016): A dynamic data-driven forecasting methodology for small-scale photovoltaic power systems, Energy and the environment 2016 International Congress, Opatija, Croatia, 26-28. October, 2016. pp. 257-266. ISBN 978-953-6886-23-4

Magyar nyelvű konferencia kiadvány

14. Kapros Z. (2006): Fotovillamos rendszerek a vidékfejlesztésben, Within The European Union 3rd International Conference, CD ROM, Mosonmagyaróvár, 2006. április 6-7., 1-9. o.
15. Kapros Z. (2006): A fotovillamos hasznosítás gazdaságilag elérhető technológia, Az alternatív energiaforrások hasznosításának gazdasági kérdései c. Nemzetközi Tudományos Konferencia, CD ROM, Sopron, 2006. november 8-9., 1-10. o.
16. Unk Jné. - **Kapros Z.** (2010): Új dinamikus módszerek, modellezési eredmények a Nemzeti Megújuló Energiahasznosítási Cselekvési Terv műszaki – gazdasági megalapozására, az optimális forgatókönyv eldöntésére, Energoexpo 2010 konferencia, Debrecen 2010. szeptember 21-23., 109-114. o.

Nemzetközi konferencia abstract

17. Kapros, Z. (2007): New considerations of the sizing methods and models about the autonomous, hybrid or grid-connected PV systems, 13th Workshop on Energy and Environment, Gödöllő, Hungary, 5-6. November, 2007, p. 10.
18. Kapros, Z. (2009): A new predictive method idea of electricity production for PV systems in Hungary, 15th Workshop on Energy and Environment, Gödöllő, Hungary, 5-6. November, 2009, p. 16.
19. Kapros, Z. (2010): Green-X HUN-RES – Pylon, The new decision assists system to make the Hungarian Renewable Action Plan between: 2010 – 2020, 16th Workshop on Energy and Environment, Gödöllő, Hungary, 10-11. November, 2010, p. 26.
20. Kapros, Z. (2011): Green-X method for photovoltaic systems' New feed in tariff support mechanism in Hungary, 17th Workshop on Energy and Environment, Gödöllő, Hungary, 1-2. December, 2011, p. 8.
21. Kapros, Z. (2012): Predictive modeling for low power photovoltaic systems, 18th Workshop on Energy and Environment, Gödöllő, Hungary, 22-23. November, 2012. p. 8.
22. Kapros, Z. (2013): The significance of modeling by operation of PV systems with an outlook on smart grid systems, 19th Workshop on Energy and Environment, Gödöllő, Hungary, 24-25. October, 2013. p. 8.
23. Kapros, Z. (2015): Predictive modeling for low power photovoltaic systems, 14th International Workshop on BioPhys Spring 2015, Gödöllő, Hungary, 27-29. May, 2015, pp. 34-35. ISBN 8389969378
24. Kapros, Z. (2015): The significance of modeling by operation of PV systems with an outlook on smart grid systems, 20th Workshop on Energy and Environment, Gödöllő, Hungary, 3-4. December, 2015. p. 17.

Magyar nyelvű absztract

25. **Kapros Z.**, Szenttornyai A. (2009): Innovatív geotermikus és biomassza bázisú fűtőmű létesítés Vácrátóton, ENERGOEXPO 2009 konferencia, Debrecen 2009. szeptember 29-október 1, 169-171. o.

M.2. Az értekezés témaköreihez kapcsolódó saját publikációk listája

Egyéb

26. Farkas I., **Kapros Z.**, Unk Jné. (2010): A napenergia hasznosításának támogatási elvei, Köztisztviselői Stratégiai Programok, Megújuló energiák hasznosítása, Magyar Tudományos Akadémia, /szerk. Büki G., Lovas L./ Budapest, 2010., 131-142. o. ISBN 978-963-508-599-6.
27. Kapros Z. (2010): A hőszivattyúk és a klímaváltozás, Komlós F. /szerk/. Csináljuk Jól! Energiahatékonysági sorozat: Hőszivattyúzás, 12.2. fejezet, Energia Központ Kht, UNDP projekt, Budapest, 2007, 45-48. o., ISBN: 978-963-06-4499-0.
28. Kapros Z. (2011): Üzleti, gazdaságossági és pályázatírási megfontolások, tekintettel az intézmények ellátására, Komlós F. /szerk/. Csináljuk Jól! Energiahatékonysági sorozat: Hőszivattyúzás, 11. fejezet, Energia Központ Kht, UNDP projekt, Budapest, 2007, 39-44. o., ISBN: 978-963-06-4499-0.
29. Kapros Z. (2011): Modellezés, Bíró P. /szerk/. A megújuló energia hasznosítási cselekvési terv hatásai a hazai villamos energia piacra, 3. fejezet, Energiapolitikai Füzetek XXIV. szám című könyv, GKI Energiakutató és Tanácsadó Kft., Budapest, 2011. 14-23. o.

M.3. Egyszerűsített felhőváltozási monitoring modell és alkalmazása

A nagy fotovillamos erőművek esetében megszokott, hogy az erőművi menetrendek tartásának érdekében a különböző szélirányokra is figyelemmel léve sugárásmérők összehangolt hálózatát működtetik. Ilyen komplex jellegű megoldásokkal való kísérletezés a háztetőkre telepített mikro erőművek együttes modellezésére a szakirodalomban szintén már felbukkant. Jelenleg bár Magyarországon is folynak olyan meteorológiai kutatások (Nagy, 2015) amelyek eredményessége esetén a szükséges mérőrendszer akár egy-egy város környezetében kiépíthető lehet. Így a felhőváltozási monitoring alkalmazhatóságát gondolati kísérletként alkalmaztam. Azonban a részletes sugárzásviszonyok nagyszámú mérő alapján kiépített előzetes elemzésénél egy egyszerűbb megoldást tétéleztem fel. A felhőváltozási monitoring működtetéséhez elegendő lenne annak az előrejelzése, hogy a globálsugárzás intenzitása 5%-nál nagyobb mértékben csökken, vagy nő a $t_{0+1}-t_0$ időszakban a t_0-t_{0-1} időszakhoz képest, azaz nem szükséges a sugárzási viszonyok változásának pontos előrejelzése csak a nagyobb intenzitásváltozások időpontjainak várható előrejelzése. A modellezéshez kidolgozott kompenzációs faktor alapján a dinamikusan előrejelzéssel pontosított ekvivalens csúcskihasználási óraszám κ értékét az (M.1) egyenlet mutatja.

$$\kappa_t = h_t^* \times (1 + H_t) \times (1 - Q_t) \times (1 + W_t), \quad (\text{M.1})$$

ahol Q_t és W_t négy-négy értékből vehet fel egyet (0, 0,15, 0,3 és 0,45) minden t időpontban (M.2) és (M.3) egyenletek szerint. A q és w értékek 0 vagy 1 értéket felvevő diszkrét változók, melyek az értéküket a M.1. táblázat szerint veszik fel.

$$Q_t = 0,15 \times (q_t + q_{t-1} + q_{t-2}). \quad (\text{M.2})$$

$$W_t = 0,15 \times (w_t + w_{t-1} + w_{t-2}). \quad (\text{M.3})$$

M.1. táblázat: Egyszerű felhőváltozási monitoring előrejelzés diszkrét változó értékei

	„1” értéket vesz fel	„0” értéket vesz fel
q_t	ha a t időpontra készült előrejelzés a sugárzás intenzitásának várhatóan több mint 5%-kos esetét jelzi az egy perccel korábbi időszakhoz képest.	Nincs ilyen előrejelzés.
q_{t-1}	ha az 1 perccel t időpontot megelőző időpontra készült előrejelzés szerint a sugárzás intenzitása várhatóan több mint 5%-kal esik , az egy perccel korábbi időszakhoz képest.	Nincs ilyen előrejelzés.
q_{t-2}	ha a 2 perccel t időpontot megelőző időpontra készült előrejelzés szerint a sugárzás intenzitása várhatóan több mint 5%-kal esik , az egy perccel korábbi időszakhoz képest.	Nincs ilyen előrejelzés.
w_t	ha a t időpontra az előrejelzés a sugárzás intenzitására várhatóan több mint 5%-kos növekedést jelez az egy perccel korábbi időszakhoz képest.	Nincs ilyen előrejelzés.
w_{t-1}	ha az 1 perccel t időpontot megelőző időpontra készült előrejelzés szerint a sugárzás intenzitása várhatóan több mint 5%-kal növekszik , az egy perccel korábbi időszakhoz képest.	Nincs ilyen előrejelzés.
w_{t-2}	ha a 2 perccel t időpontot megelőző időpontra készült előrejelzés szerint a sugárzás intenzitása várhatóan több mint 5%-kal növekszik , az egy perccel korábbi időszakhoz képest..	Nincs ilyen előrejelzés.

M.3. Egyszerűsített felhőváltozási monitoring modell és alkalmazása

Az alkalmazott felhőváltozás előrejelzés során tehát egy várt 5%-nál nagyobb változás három percig kerül figyelembe vételre a következő megfontolásokból:

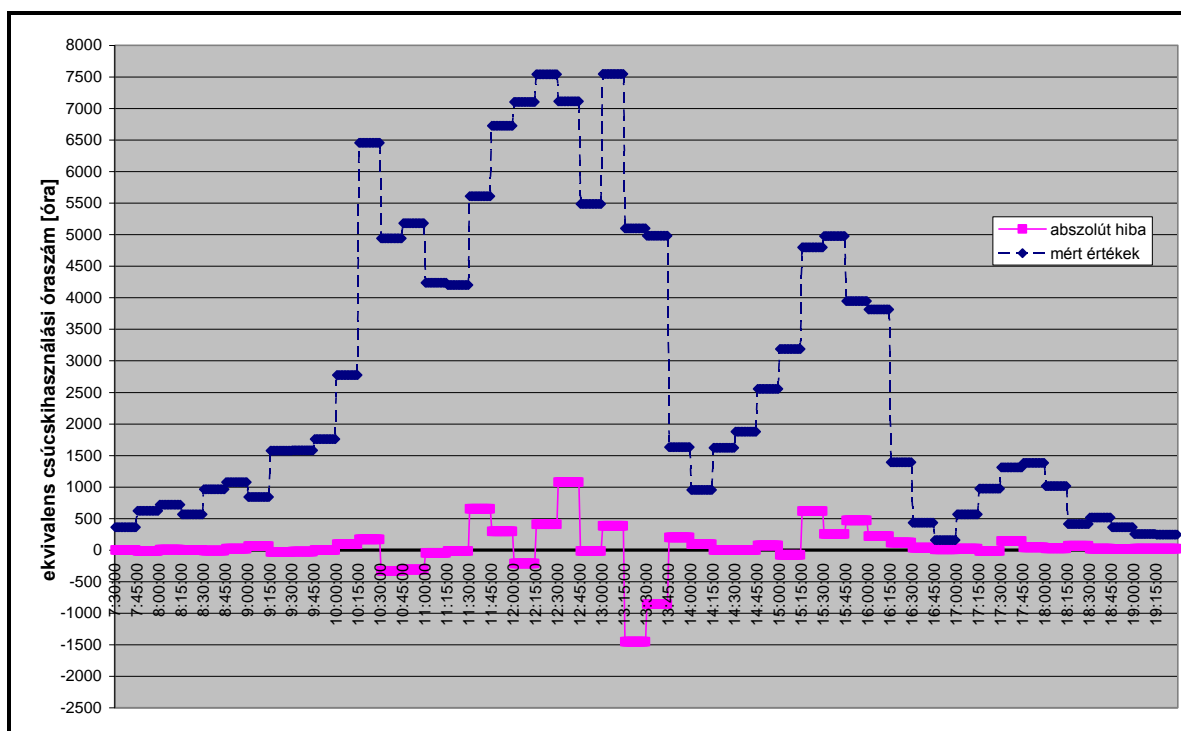
- a. tesztelésként 1 és 5 perces időszakokat kipróbálva modellben összességében a 3 perces időszak bizonyult a legkedvezőbbnek, tekintve, hogy egy-egy nagyobb intenzitásváltozást esetenként gyakran olyan kisebb ellentétes irányú perces változások is követnek, amelyek egyedileg nem érik el az 5%-os mértéket.
- b. a felhőváltozási előrejelzés hibájára is tekintettel, célszerű egy hatást hosszabb időintervallumban érvényesíteni.

A modellben 1 db 3 percen belüli 5%-osnál nagyobb hirtelen változást a sugárzási viszonyokban az ekvivalens csúcskihasználási óraszám 15%-os növelésével vagy csökkentésével vettem figyelembe, bár esetenként sokkal nagyobb változások is előfordulnak. A modellépítés során kipróbáltam a nagyobb és kisebb értékeket is a különböző vizsgált napok vonatkozásában és összességében a 15% egy vállalható értéknek tekinthető az előrejelzés becslési hibájának csökkentésénél.

Abban az esetben, ha három egymást követő percben is 5%-knál nagyobb a napsugárzás várható intenzitás változása, akkor Q és W változók 0,45 értéket is felvehetnek az alkalmazott modellben, viszont, ha az értékelt három perc alatt ellentétes irányú változások vannak, akkor Q és W felveheti ugyanazt az értéket is, így a faktorok egymás hatásait mérséklék a várható ekvivalens csúcskihasználási óraszám meghatározásánál. A mérés során nem állt rendelkezésre a nagymértékű sugárzás változását rövid idővel előre jelző rendszer, így elméleti módon azzal a feltételezéssel éltem, hogy ez működik és a napelem inverteren mért AC teljesítményében az 5% nál nagyobb perces ugrások jelentkeznek. Ha ilyen ugrást tapasztaltam, akkor azt előre jelzett hatásnak értékeltem. A hirtelen változásokat természetesen az inverterbe épített hálózati frekvenciát védő biztonsági szabályozás is okozhatta néhány esetben, azonban a vizsgált időszakokban nem tapasztaltam a napközbeni kiadott villamosenergia energiatermelés letiltását, így a hirtelen változásokat minden esetben az időjárási viszonyok hirtelen megváltozásának tekintettem. Egy monitoring rendszerbe elméletileg az inverter korlátozása vagy tiltása is beépíthető úgy, hogy ha ilyen történik a következő időszakokra átmenetileg csökkent vagy lenullázott intenzitást vesz figyelembe.

Az egyszerű felhőváltozási monitoringnak pozitív hatását a menetrendtartás előrejelzésére vonatkozó pontoknál ismertetett módon kipróbáltam. Itt a menetrendi előrejelzésből a 15 perces teljesítményértékből 10 dinamikus előre jelzett érték. A felhőváltozási monitoring esetében ezen 10 értékre vonatkozó előrejelzéseket módosítottam a korábban leírtak szerint. ennek a hatását a M.1. ábrán szemléltetem. Látható, hogy a 2000 óra körüli legnagyobb hiba értéke 1500 körüli értékre esett vissza. Továbbá az egész napra vonatkozó átlagos abszolút értékű relatív hiba a korábbi 9%-ról 5,7%-ra esett vissza.

M.3. Egyszerűsített felhőváltási monitoring modell és alkalmazása



M.1. ábra: 15 perces átlagteljesítmény egyszerű felhőváltási monitoring melletti előrejelzés abszolút hibája 5 perc mért és 10 perc előre jelzett perces teljesítményadatok alapján (2014.06.01.)

A modellkísérlet eredményeképpen az M.2. táblázat szerinti 183 óra átlagos abszolút hiba 145 órára csökkent (ekvivalens csúcskihasználási óraszám), így a periódus átlagteljesítményére vonatkozó megbízhatóság 4,32%-kal javult. A legkedvezőbb napi relatív hiba értéke mindösszesen 1,25%-volt, de leggyengébb is 6,54%. Összességében átlagosan 70%-ban 5%-os hiba alatti érték volt minden egyes előrejelzés. A hálózati egyensúly szempontjából mérvado 10-16 óra közötti időszakban a csúcskihasználási óraszám értéke 5,17% volt, de a legkisebb tapasztalt átlagos hiba érték 0,82%-volt. Ez azt jelenti, hogy derült időszakban, felhőmentes napokon a kidolgozott módszer szerint akár 1%-os pontosság is elérhető.

M.2. táblázat: Az 5 perces dinamikus menetrendtartási előrejelzés relatív hibái egyszerűsített felhőmonitoring modellkísérlettel kombinálva

Napi teljes energiatermelési időszak	relatív hiba abszolút értéke átlaga, %	15%-nál nagyobb relatív hiba gyakorisága, %	10% - 15% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5% - 10% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5% alatti relatív hiba gyakorisága, %
2014.IV.01.	2,26%	0,00%	4,44%	6,67%	88,89%
2014.IV.20.	5,55%	6,25%	10,42%	18,75%	64,58%
2014.V.01.	4,33%	2,00%	6,00%	30,00%	62,00%
2014.V.20.	4,59%	7,84%	7,84%	15,69%	68,63%
2014.VI.01.	5,70%	8,33%	10,42%	27,08%	54,17%
2014.VI.14.	6,54%	16,98%	7,55%	13,21%	62,26%
2014.VII.20.	1,25%	0,00%	0,00%	7,69%	92,31%
Átlag	4,32%	6%	7%	17%	70%

M.3. Egyszerűsített felhőváltozási monitoring modell és alkalmazása

10 és 16 óra közötti időszak	relatív hiba abszolút értéke átlaga, %	15%-nál nagyobb relatív hiba gyakorisága, %	10% - 15% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5% - 10% közötti relatív hiba gyakorisága, %	5% alatti relatív hiba gyakorisága, %
2014.IV.01.	1,61%	0,00%	4,17%	0,00%	95,83%
2014.IV.20.	4,91%	8,33%	4,17%	16,67%	70,83%
2014.V.01.	4,57%	4,17%	8,33%	20,83%	66,67%
2014.V.20.	3,92%	8,33%	4,17%	12,50%	75,00%
2014.VI.01.	6,99%	12,50%	16,67%	25,00%	45,83%
2014.VI.14.	9,83%	29,17%	8,33%	16,67%	45,83%
2014.VII.20.	0,82%	0,00%	0,00%	4,17%	95,83%
Átlag	5,17%	10%	7%	16%	67%

A fenti előrejelzés egyszerű felhőváltozási előrejelzés melletti megbízhatósága és a fajlagos változékonysági tényező között erős korreláció igazolható. A 0,95-ös szinten t próba alapján szignifikáns közelítő próbagörbe alapján (szabadsági fokok száma: 6, $R^2 = 0,9734$) az M.3. táblázatban szemléltetett adatok voltak a meghatározhatók.

M.3. táblázat: Főbb mérési adatok hipotézisvizsgálathoz

Mérés ideje	Fajlagos változékonyság i tényező	Átlagos relatív hiba	Számított értékek:			
			Próbagörbe: $f(x)=0.1479215*x+0.47303557$; $R^2=0.9734$			
10:00- 6:00	x_i , db/h	y_i , %	$(x_i-x_{\text{át}})^2$	\hat{Y}	$y_i - \hat{y}$	$(y_i - \hat{y})^2$
2014.VII.20.	6,667	0,820	469,44	1,459	-0,639	0,408
2014.IV.01.	7,333	1,610	441,00	1,558	0,052	0,003
2014.V.20.	18,667	3,917	93,44	3,234	0,683	0,466
2014.V.01.	24,833	4,569	12,25	4,146	0,423	0,179
2014.IV.20.	31,000	4,912	7,11	5,059	-0,147	0,022
2014.VI.01.	48,167	6,990	393,36	7,598	-0,608	0,370
2014.VI.14.	61,667	9,834	1111,11	9,595	0,239	0,057
Összesen	198,334	32,652	2527,722			1,505

A próbafüggvény értelmezési tartománya [0,82%, 9,834%]. A megvizsgálandó az $Y(x=30,64) = 5\%$ 95%-os megbízhatósági szinten mért konfidencia intervalluma nem halad meg egy gyakorlati használhatóság alapján vállalható értéket. Egyedi Y értékhez tartozó $1-\alpha$ valószínűségi szinthez tartozó konfidencia intervallum alapján itt is felírható (M.5) egyenlet, melyben a standard hiba (M.4) egyenlet szerint számolható érték. A Student-féle t -eloszlás táblázat alapján $n-2$ szabadsági fok és a 95%-os megbízhatósági szinten (0,975 szignifikanciával) vett t érték 2,57.:

$$s_e = \sqrt{\frac{1}{n-2} \sum (y_i - \hat{y}_i)^2} = \sqrt{\frac{1}{7-2} \times 1,505} = 0,549. \quad (\text{M.4})$$

A vizsgált esetben meghatározott konfidencia intervallum.:

$$s_{y=5\%} = 5 \pm 2,57 \times 0,549 \times \sqrt{\frac{1}{7} + \frac{(30,604 - 28,33)^2}{2527,72}} + 1 = 5 \pm 1,51. \quad (\text{M.5})$$

M.3. Egyszerűsített felhőváltozási monitoring modell és alkalmazása

A fentiek mintájára az egyedi X értékhez tartozó $1-\alpha$ valószínűségi szinthez tartozó konfidencia intervallumot is meghatároztam, ehhez a kiinduló értékeket a M.4 táblázat szemlélteti illetve az adott esetre vonatkozóan az (M.6) és (M.7) egyenletek mutatják az intervallum meghatározását.

M.4. táblázat: Főbb felcserélt mérési adatok hipotézisvizsgálathoz

Mérés ideje	Átlagos relatív hiba (mérté)	Fajlagos változékonysági tényező	Számított értékek: Próbagörbe: $f(x') = x' - 0.47303557 / 0.1479215$			
			$(x'_i - x'_{\text{átl}})^2$	\hat{y}	$y_i - \hat{y}$	$(y_i - \hat{y})^2$
10:00- 6:00 között	$x'_i, \%$	$y'_i, \text{db/h}$				
2014.VII.20.	0,820%	6,667	14,78%	2,347	4,320	18,666
2014.IV.01.	1,610%	7,333	9,33%	7,685	-0,352	0,124
2014.V.20.	3,917%	18,667	0,56%	23,282	-4,615	21,294
2014.V.01.	4,569%	24,833	0,01%	27,691	-2,858	8,167
2014.IV.20.	4,912%	31,000	0,06%	30,008	0,992	0,984
2014.VI.01.	6,990%	48,167	5,41%	44,055	4,112	16,910
2014.VI.14.	9,834%	61,667	26,72%	63,284	-1,617	2,613
Összesen	32,652%	198,334	56,87%			68,759

$$s_e = \sqrt{\frac{1}{n-2} \sum (y_i - \hat{y}_i)^2} = \sqrt{\frac{1}{7-2} \times 68,759} = 3,708. \quad (\text{M.6})$$

$$s_{x=5\%} = 30,604 \pm 2,57 \times 3,708 \times \sqrt{\frac{1}{7} + \frac{(5 - 4,665)^2}{56,87}} + 1 = 30,604 \pm 10,20. \quad (\text{M.7})$$

A vizsgált esetre vonatkozó konfidencia intervallumokat az M.5. táblázatban foglaltam össze szemléltetően Az átlagos relatív hibának az értelmezési tartománnyal a pozitív számok halmaza. A fajlagos változékonysági tényező értelmezési tartománya a $[0, 240]$ intervallum.

M.5. táblázat: Az előrejelzés kritikus értékeihez tartozó hibahatárok 95%-os szinten egyszerű felhőváltozási előrejelzéssel

Fajlagos változékonysági tényező (X_i) [db/óra]	Átlagos relatív hiba (Y_i) [%]
30,604	$5 \pm 1,51 = [3,49; 6,51]$
$30,60 \pm 10,2 = [20,4; 40,8]$	5

Az adatokat a 4.8. táblázat értékeivel összevetve megállapítottam és igazoltam, hogy az egyszerű felhőváltozási előrejelzéssel 95%-os megbízhatósági szinten az 5%-os relatív hiba 30,60 db/óra fajlagos változékonysági tényező esetén várható, míg e-nélkül 23,65 egység/óra értéken. Tehát a vizsgált napok jellemző átlagos fajlagos változékonysági tényező értéke mellett egyszerű felhőváltozási előrejelzés modellszerű beépített alkalmazásával biztosítható az 5%-alatti átlagos relatív hiba értékét. Továbbá az 5% eléréséhez tartozó konfidencia intervalluma jelentősen javult, $[16,61; 30,69]$ érékről $[20,4; 40,8]$ értékre, ami alapján igazolt, hogy még jelentős változékonny időjárás esetén is van esély arra, hogy 5% körüli relatív hiba legyen elérhető.

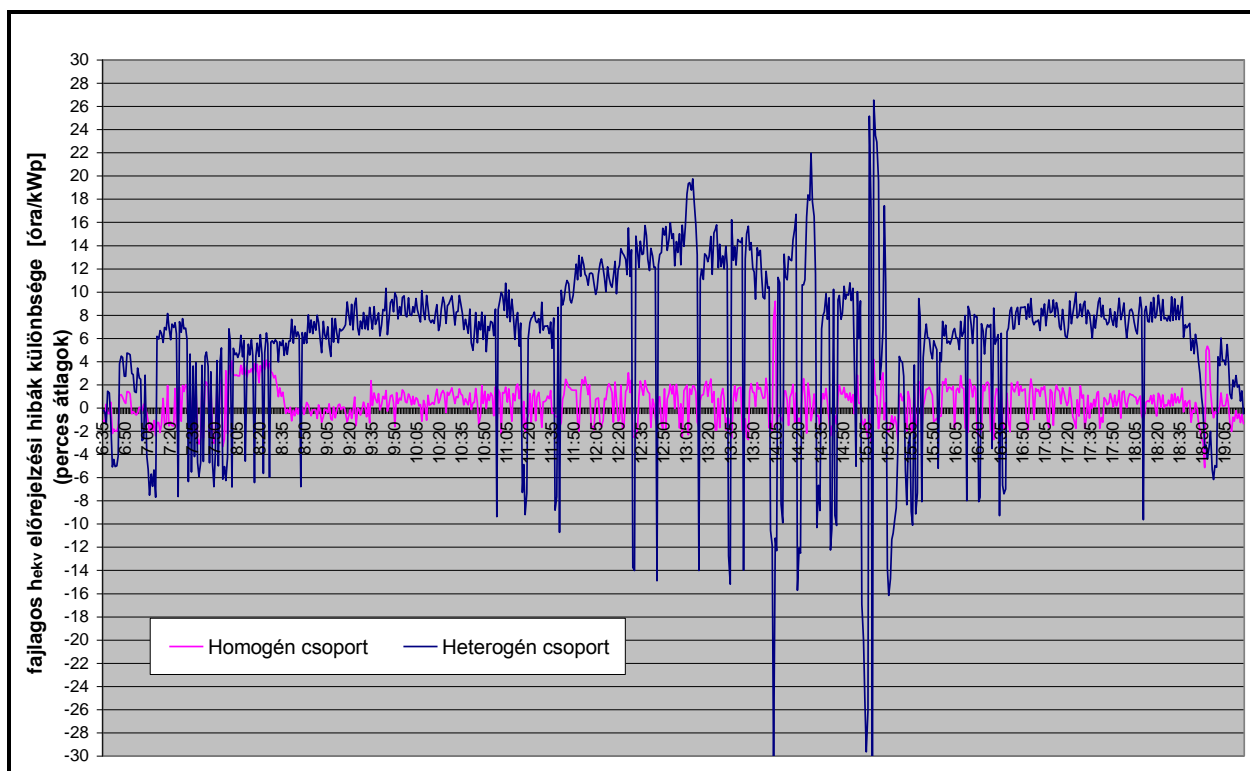
M.3. Egyszerűsített felhőváltozási monitoring modell és alkalmazása

Megállapítottam, hogy az előre jelezhetőség nem csupán egy módszer értékelését jelenti, hanem a fotovillamos rendszerek lényegi tulajdonságaiból eredő rövid távú előre jelezhetőséget szemlélteti. Az előre jelezhetőség napelemek esetén a fizikai törvényszerűségekből adódik és kidolgozhatók olyan módszertanok, melyek megbízhatósága gyakorlati elvárásokat is kielégíti és tudományos módszerrel igazolható. Erre az általam kidolgozott előrejelzési rendszer relatív olcsó és megbízható eredményre vezet. Ez a megbízhatóság a kidolgozott fajlagos változékonysági paraméter függvényében pontosan becsülhető.

A méréseket és az elemzéseket a FŐTÁV Kalotaszeg utcájában létesülő fotovillamos rendszer 1. számú invertere mögötti rendszerre, mint részrendszerre végeztem, de az átlagos hibaértékek felmérését az összehasonlítás kedvéért egy-egy nap esetében más inverterek által termelt részrendszerek esetében is értékeltem. Az átlagos abszolút illetve relatív hibákban meghatározható eredmények közötti eltérések minimálisak voltak, de ebben az is közrejátszhatott, hogy ugyanolyan típusú és helyzetű, orientációjú rendszereket vizsgálhattam percenkénti adatrögzítéssel. Ennek fényében a megállapítások fő elemei általánosíthatók, de az előrejelzési módszer megbízhatóságának változékonysági indikátorfüggősége illetve konfidencia intervalluma kismértékben eltérő lehet más rendszerek esetében, de ez az eltérés vélelmezhetően nem jelentős, így az értékelés eredménye bizonyos hibahatár elfogadása mellett általánosítható lehet.

M.4. Napelem csoportokra vonatkozó előrejelzések összehasonlítása

A Homogén és a Heterogén csoport közötti fő különbség abból a szempontból érdekes, hogy a PV generátorok a Homogén csoportban egymás közvetlen közelében lévők, míg a Heterogén csoportban a részben nagyobb távolságra is levő napelemes rendszerek is alkothatnak csoportot. A Homogén illetve Heterogén csoportra képezett előrejelzések összehasonlítását az M.2. és az M.3. ábrán szemléltetem. Az ábrákon az abszcisszán az idő, míg az ordinátán egy a két csoportra összehasonlíthatósága érdekében alkotott paramétert szerepeltetek. Az előrejelzési hibák fajlagos különbsége az 5 perces előrejelzés során dinamikusan mért abszolút hibák 5 perces átlagainak és a csoportok névleges teljesítményének a hányadosa. Dimenziója így óra/kW_p. Az M.1. ábra 2014. VII. 20-ára készült, ekkor az átlagos relatív hiba a referencia erőműnél 5% alatt volt. Az M.2. ábra 2014. V. 20-ra vonatkozik, amikor ez a hiba már közel 30%-ra nőtt.

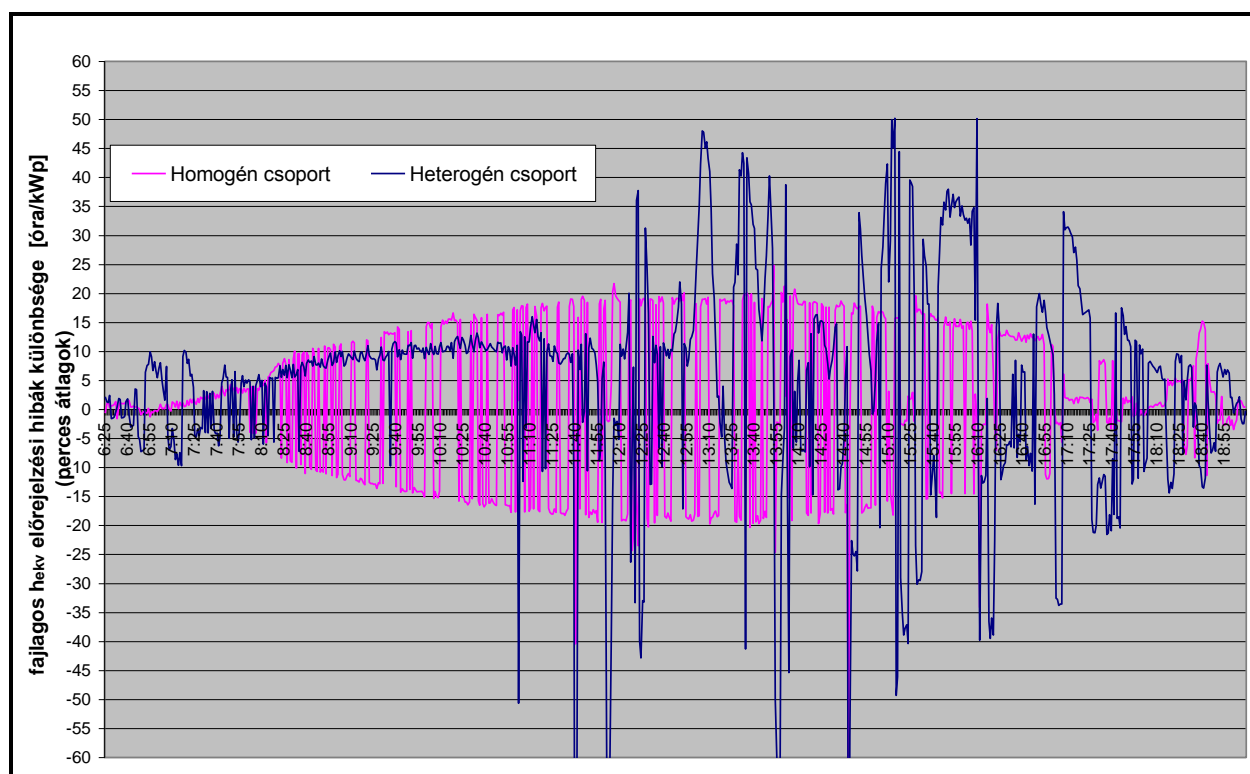


M.2. ábra: Öt perces csoportszintű dinamikus előrejelzések összehasonlítása ugyanazon referencia erőmű mellett (2014.07.20.)

A fenti ábra mutatja, hogy egy 1 kW_p névleges teljesítményenként jellemzően mindösszesen 2 óra/kW_p alatt maradt az előrejelzés többlethibája a Homogén csoport rendszerei esetében, mint ami a referencia rendszer esetében önmagában elérhető volt a viszonylag felhőmentesnek tekintendő időjárási körülmények között. A Heterogén, bár homogén részeket is tartalmazó csoport esetében a csúcsideszakban a többlet hiba a jellemző csúcserőre 16 óra/kW_p értékre nőtt, de kiugró adatként 26 óra/kW_p előrejelzési többlet pontatlanság is megfigyelhető volt.

A fenti adatsor alapján is igazoltam, hogy tiszta időben homogén rendszerek esetében hasonló előrejelzési pontosság érhető el, mint a referencia rendszerénél saját magára vonatkozóan. Viszont heterogén csoport esetén már számolni kell a nagyobb, de összességében még nem túl nagy többlet hibák jelentkezésével.

M.4. Napelem csoportokra vonatkozó előrejelzések összehasonlítása



M.3. ábra: Öt perces csoportszintű dinamikus előrejelzések összehasonlítása ugyanazon referencia erőmű mellett (2014.05.20.)

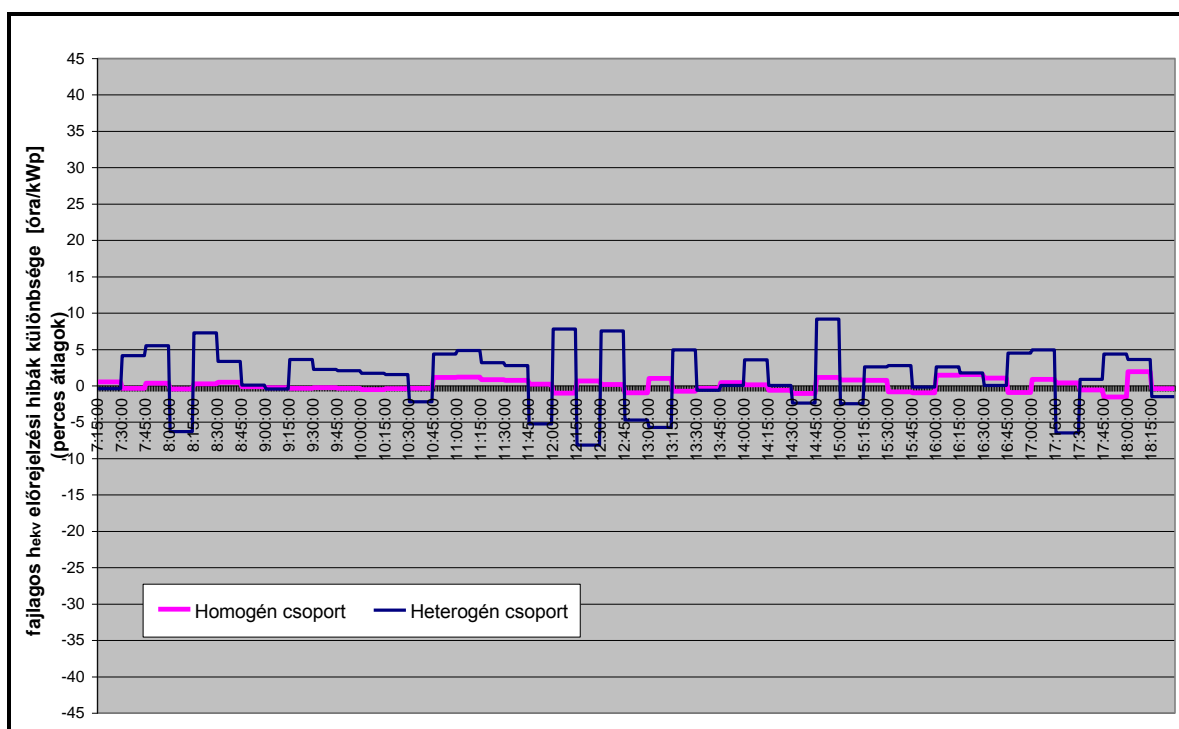
A fenti M.3. ábrán látható, hogy változékony időjárási körülmények mellett már a homogén rendszerek esetében is megnövekszik a referencia erőmű saját magára történő előrejelzéshez képesti többlet hibák nagysága. Homogén rendszer esetén ez a többlet azonban jellemzően mindösszesen 20 óra/kW_p érték maradt. Megfigyelhető továbbá, hogy a lokalitásból és heterogenitásból eredő lokális eltérések szerepe csökken a megbízhatóságnál, ez alapvetően a körülmények változékonyságától függ. Jellemzően ugyanis a heterogén rendszerek esetében is igaz, hogy a többlet hiba értéke 20 óra/kW_p érték maradt, ami meglepőnek tekinthető eredmény. Bár extrém magasabban kiugró hibaértékek heterogén rendszernél azért előfordulnak, míg a homogén rendszernél nem. Az ábrákon a pozitív tartomány azt jelenti, hogy a csoport együttes termelésének előrejelzési hibája abszolút értéken nagyobb, mint az egyedi referencia rendszer előrejelzésének a hibája, a negatív tartomány esetén viszont a csoport együttese pontosabban volt előre jelezhető, mint a referencia erőmű.

Az ábrákon összességében megfigyelhető, hogy az azonos helyzetű, típusú és koordinátájú rendszerek alkotta Homogén csoport esetében stabil napos idő esetében elhanyagolhatóan kicsi a különbség még perces teljesítményértékek meghatározás esetén is, az önálló rendszerhez képest, azonban változékony idő esetében ezek a különbségek megnőnek, viszont a csoport szintű előrejelzés gyakran pontosabbnak bizonyult az egyedi előrejelzéseknél. A Heterogén csoportot egy vegyes típusú és helyzetű és egymástól több kilométerre távol levő rendszerek alkotják. A heterogénnek tekinthető csoport esetében azonban inkább jellemzők a nagyobb változó irányú eltérések a referencia rendszer saját magára előállított előrejelzéséhez képest.

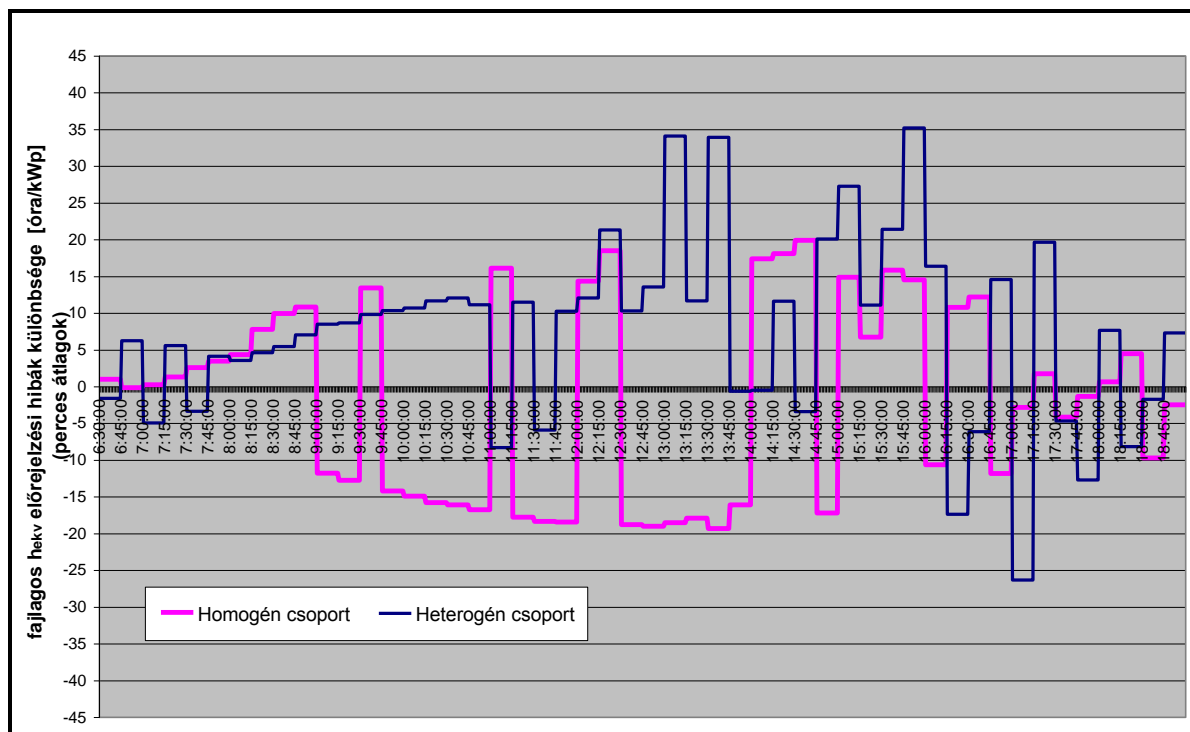
A menetrendtartásra vonatkozó 5 perccel a 15 perces időszak vége előtt képezett 15 perces átlagteljesítményre vonatkozó előrejelzések megbízhatóságát az M.4. ábra (kedvező viszonyok) és M.5. ábra (kedvezőtlen viszonyok) segítségével szemléltetem. Az ábrákon a referencia bázisú

M.4. Napelem csoportokra vonatkozó előrejelzések összehasonlítása

csoportszintű előre jelzésre a pozitív irány nagyobb mértékű hibát jelöl, míg a negatív irány kisebb mértékű hibát jelöl, mit a kizárólag referencia erőműre vonatkozó előrejelzés saját hibája.



M.4. ábra: Menetrend tartási célú csoportszintű előrejelzések összehasonlítása 5 perccel a menetrendi periódus vége előtt (2014.04.01.)



M.5. ábra: Menetrend tartási célú csoportszintű előrejelzések összehasonlítása 5 perccel a menetrendi periódus vége előtt (2014.05.20.)

Az. M.4. ábrán látható, hogy jó időjárási viszonyok között a Homogén csoportnál jellemzően 2 óra/kW_p alatti értékkel növekszik az ekvivalens csúcskihasználási óraszámban kifejezett abszolút

M.4. Napelem csoportokra vonatkozó előrejelzések összehasonlítása

hiba értéke, ami MW nagyságrendű csoport esetében is elhanyagolható többletet jelent. Heterogén rendszer esetén pozitív és negatív irányú eltérések is vannak, összességében nagyobb, jelen esetben jellemzően ± 7 óra/kW_p között változott meg a csoportszintű hiba nagysága a referencia erőmű saját magára vonatkoztatott előre jelzés hibaértékéhez képest.

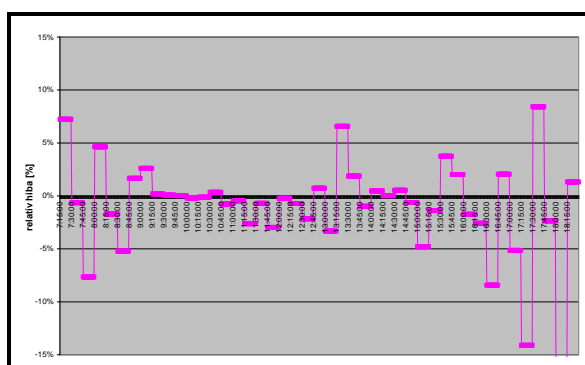
Az M.5. ábrán a kedvezőtlen időjárási viszonyok mellett a homogén csoport esetében jellemzően hasonló arányban ± 20 óra/kW_p közötti tartományban vannak különbségek az ekvivalens óraszámra vonatkozó előrejelzés hibáját illetően a referencia rendszer saját magára vonatkoztatott előrejelzés hiba értékéhez képest. Ez a Homogén csoportra ható közel ugyanolyan lokális hatások miatt érthető és egyféle egyedileg jellemző és változó frekvenciájú, de amplitúdót illetően jól leírható szimmetrikushoz közelítő alsó-felső burkológörbével jellemezhető rezgési jelenségnek tűnik. A Heterogén csoport esetében viszont jellemzően nem nagyobb az amplitúdó, de viszonylag jelentősebb hibával kiugró eltérések előfordulnak. A Heterogén csoport esetében még látható, hogy a referencia erőmű alapú becslés esetében a csoport szintű előrejelzés hibája jellemzően nagyobb, míg homogén csoport esetében, ahogy látjuk, a nagyobb és a kisebb hibák aránya hasonló.

Ehhez szintén nem szükséges időjárási előrejelzés, elegendő a hatások figyelése és nyomom követése. Az eredmények szemléltetése érdekében a következő ábrákon (M.6 - M.9. ábrák) a 2014. április 1-e derült napra illetve a 05.20-a változékony viszonyú napra vonatkozó elemzési adatokat foglalom össze 4-4 ábrában, külön az Homogén és külön a Heterogén csoportra vonatkozóan.

A párhuzamosan elrendezett ábrákon hasonló mértékű skálázás látható, annak érdekében, hogy a kisebb- nagyobb különbségek egyből észrevehetőek lehetők. A Homogén és a Heterogén csoport között bár van átfedés, de jelentős különbségek is vannak összetételüket tekintve, az ábrák között viszont láthatóan nagyfokú a hasonlóság. A hasonlóságként megfigyeltem, hogy a kiugró hiba értékek jellemzően egy időben egyaránt megjelennek mind a homogén, mind a heterogén csoportnál, azonban a kiugró egyedi hibák nagysága a heterogén csoport esetében jóval nagyobb érték.

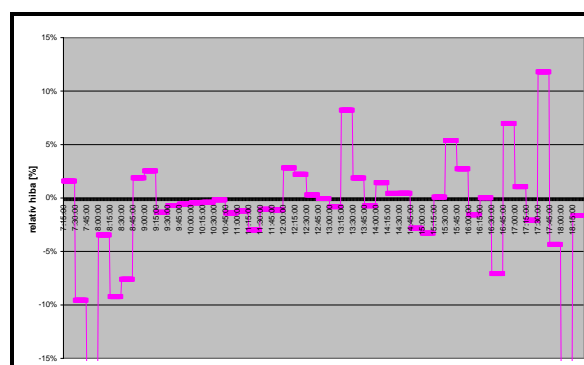
2014. április 1.

Homogén csoport



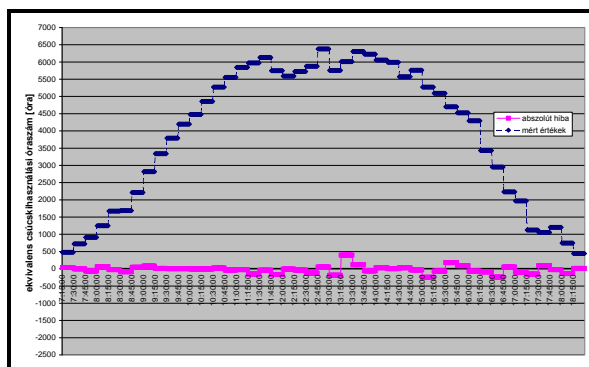
M.6. ábra: Relatív hibák

Heterogén csoport

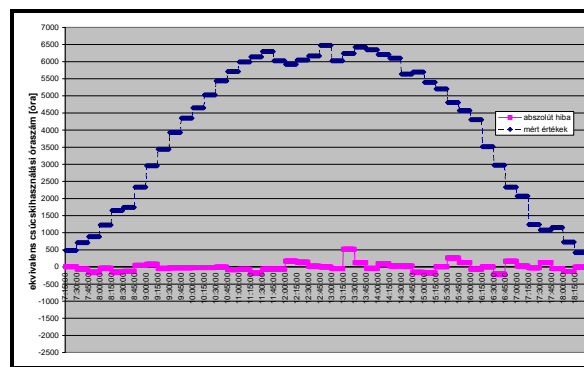


M.7. ábra: Relatív hibák

M.4. Napelem csoportokra vonatkozó előrejelzések összehasonlítása



M.8. ábra: Ekvivalens csúcskihasználási óraszám és előrejelzés abszolút hibája



M.9. ábra: Ekvivalens csúcskihasználási óraszám és előrejelzés abszolút hibája

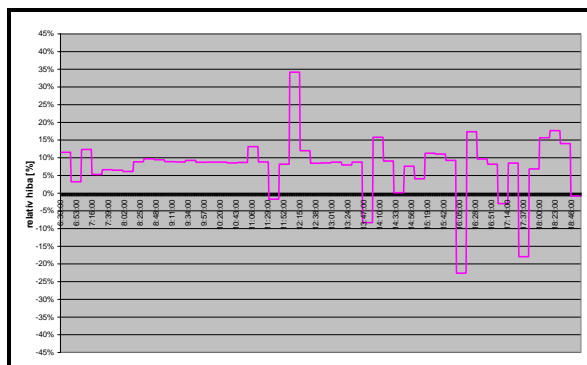
A következő sorozat egy kevésbé ideális napot szemléltet M.10 - M.13 ábra. A Homogén csoport esetében érdekes, hogy valamiféle állandó hibajelleg is észrevehetően megjelent, aminek az okát nem sikerült megtalálni sem számítási hiba, sem egyéb ok formájában. Más napokon ilyen nem fordult elő. Ez az állandó hiba kiugróan magasabb átlagos relatív hiba értéket okozott a Homogén csoport esetében.

Az előrejelzések hiba értékei láthatóan nagyobbak, mint a referencia rendszer saját magára vonatkoztatott előrejelzései. Míg korábban 5%-alatti értékek voltak a gyakori átlagos relatív hiba értékek, itt azonban 10%-körüli hibaértékek is előfordulnak. A Heterogén és a Homogén csoport között nem is a hibák jellemző értékeiben van különbség, ezek eléggé hasonlóak, hanem abban, hogy a heterogén csoportra vonatkozó előrejelzés során a hirtelen, eseti jellegű nagyobb pontatlanságok gyakrabban illetve nagyobb amplitúdóval fordulhatnak elő.

Összességében viszont nagyon kedvező, hogy a körülmények extrém változásai mellett is a 10-15%-os pontosság tarthatónak látszik a referencia rendszer alapú csoportszintű előrejelzést tekintve. Míg tiszta illetve kevésbé változékony időben ez jellemzően 5% alatti érték, ami a mérési és adatgyűjtési, adatkezelési rendszerek pontosságát közelíti.

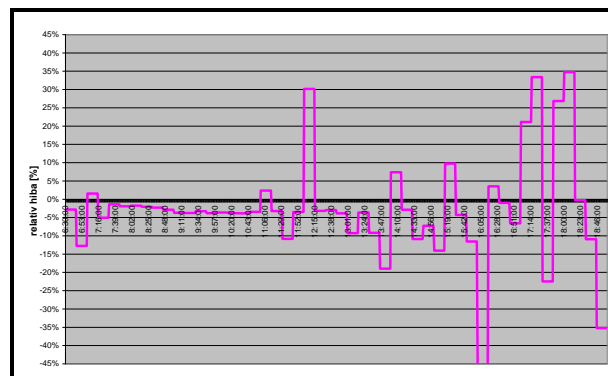
2014. május 20.

Homogén csoport



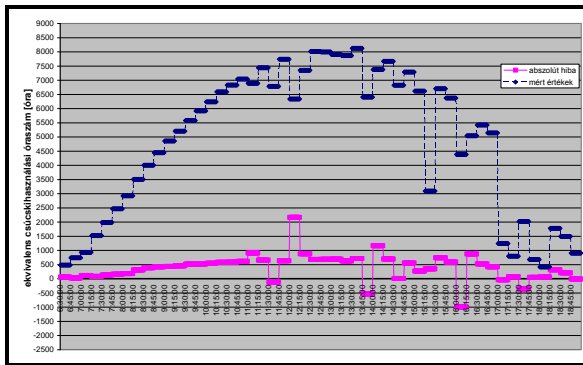
M.10. ábra: Relatív hibák

Heterogén csoport

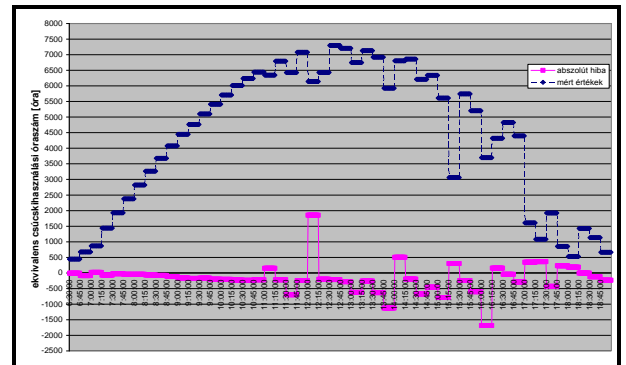


M.11. ábra: Relatív hibák

M.4. Napelem csoportokra vonatkozó előrejelzések összehasonlítása



M.12. ábra: Ekvivalens csúcskihasználási óraszám és előrejelzés abszolút hibája



M.13. ábra: Ekvivalens csúcskihasználási óraszám és előrejelzés abszolút hibája

M.5. Fotovillamos rendszerek hálózat integrálhatósági értékelésének részeredményei

Az elemzéseket 2014. május - augusztus és 2015. május - augusztus hónapokra végeztem el. Az M.6. táblázat a vácrátóti rendszer 2015. május hónapra fentiek szerint jellemzően meghatározott adatait tartalmazza ugyanazon előzőek szerint kiválasztott derült napok esetében.

M.6. táblázat: Rendszerbarát telepítés értékelése, 2015. májusban, vácrátóti rendszer

Vácrátót, teljesítmény adatok [kW]	május 07.	május 10.	május 11.	május 12.	május 19.	május 20.	május 24.	május 29.	május 30.
12:00 óra	4,32	4,93	4,33	4,69	4,63	4,24	4,75	4,82	4,70
13:00 óra	4,36	4,30	5,18	4,97	4,85	4,87	4,95	5,03	5,00
14:00 óra	4,35	5,09	4,66	4,96	4,38	4,41	5,07	5,03	4,98
15:00 óra	4,93	4,20	4,85	4,66	4,54	3,79	4,85	4,83	4,69
16:00 óra	4,27								
Óránkénti (12-15 h) teljesítmények átlaga. [kW]	4,49	4,63	4,75	4,82	4,60	4,33	4,9	4,93	4,84
Szórás [kW]	0,29	0,45	0,36	0,16	0,20	0,45	0,14	0,12	0,17
F₁: Átlag teljesítmények fajlagos szórás [kW/kWp]	0,04	0,06	0,05	0,02	0,03	0,06	0,02	0,02	0,02
Merekség [kW/h]	0,18	-0,14	0,10	-0,01	-0,07	-0,18	0,04	0,00	-0,01
F₂: Abszolút értékű fajlagos merekség [kW/kWp/óra]	0,024	0,018	0,013	0,001	0,010	0,023	0,005	0,000	0,001
Csúcshög [fok]	170,87	167,59	169,86	177,93	174,87	171,88	177,50	178,42	177,74
F₃: Fajlagos csúcsmagasság [kW/kWp]	0,080	0,109	0,089	0,018	0,045	0,071	0,022	0,014	0,020
Napi termelés [kWh/nap]	37,32	35,94	38,07	38,16	36,95	35,06	39,22	40,28	39,90
E _{pv} : Fajlagos napi termelés [kWh/nap/kWp]	4,82	4,64	4,91	4,92	4,77	4,52	5,06	5,20	5,15

A táblázatban azok a napok kerültek feltüntetésre, amelyek teljesítik a 75%-os kezdeti feltételt. E szerint csak olyan napokat választottam ki értékelhetőnek, melyekre teljesül, hogy a 10-16 óra között mért hét db órás teljesítmény adatok minden esetben meghaladják az adott hónap azonos óráiban más napokon mért legnagyobb teljesítményének 75%-át. Az F_1 - F_3 paraméterek mellett a kapcsolódó fontos egyéb adatokat is feltüntettem. A táblázat utolsó sora tartalmazza az F_4 meghatározásához szükséges E_{pv} értékeket. A mért órás teljesítményadatok közül kiemeltem a legmagasabb értéket és a környező két értéket, ehhez egy esetben 16:00-ás mérési adatot is figyelembe kellett vennem. Az így kiemelt értékek alapján kerültek meghatározásra a csúcshög értékei.

A referencia rendszer értékelését az M.7. táblázat mutatja. Az ideális telepítésű szentendrei rendszer azonos módszer szerint előállított adatai adják a rendszerbarát minősítés alapjait, tekintve, hogy ez az értékelés összehasonlításon alapul. A vácrátóti és a referencia rendszer adatait összehasonlítva az M.8. táblázat szerinti különbségek figyelhetőek meg.

M.5. Fotovillamos rendszerek hálózati integrálhatósági értékelésének részeredményei

M.7. táblázat: Referencia rendszer értékelése 2015. májusban, szentendrei rendszer

Szentendre teljesítmény adatok, [kW]	május 07.	május 10.	május 11.	május 12.	május 19.	május 20.	május 24.	május 29.	május 30.
11:00 óra	15,69			16,14					
12:00 óra	15,28	19,63	20,78	19,12	18,20	17,45	19,39	18,69	18,43
13:00 óra	20,11	20,73	17,60	21,29	20,16	19,02	18,37	21,10	20,59
14:00 óra	21,71	21,79	15,88	22,00	20,71	17,87	14,37	21,47	21,21
15:00 óra	21,64	16,96	20,78	21,07	18,76	12,82	21,58	15,36	20,49
Óránkénti (12-15 h) teljesítmények átlaga. [kW]	19,68	19,78	18,76	20,87	19,46	16,79	18,43	19,16	20,18
Szórás [kW]	3,03	2,07	2,44	1,23	1,17	2,73	3,02	2,81	1,21
F₁: Átlag teljesítmények fajlagos szórás [kW/kWp]	0,10	0,07	0,08	0,04	0,04	0,09	0,10	0,09	0,04
Meredekség [kW/h]	2,07	-0,69	-0,17	0,65	0,22	-1,51	0,26	-0,96	0,68
F₂: Abszolút értékű fajlagos meredekség [kW/kWp/óra]	0,069	0,023	0,006	0,022	0,007	0,050	0,009	0,032	0,023
Csúcscsög [fok]	176,82	168,84	164,31	176,87	175,24	174,80	171,86	167,79	177,42
F₃: Fajlagos csúcsmagasság [kW/kWp]	0,028	0,098	0,138	0,027	0,042	0,045	0,071	0,107	0,023
Napi termelés [kWh/nap]	163,99	147,92	159,31	165,68	147,93	140,91	158,02	155,53	159,88
E _R : Fajlagos napi termelés [kWh/nap/kWp]	5,47	4,93	5,31	5,52	4,93	4,70	5,27	5,18	5,33

M.8. táblázat: 2015. májusi összehasonlító adatok rendszerbarát stílusú fotovillamos rendszer telepítés faktoriális értékeléséhez

9 derült nap átlaga (2015. május)	Vácrátót	Szentendre	Relatív különbség
F₁: 12-15 óra teljesítmények fajlagos szórás átlaga [kW/kWp]	0,034	0,073	-53,13%
F₂: Abszolút értékű fajlagos meredekség átlaga [kW/kWp/óra]	0,011	0,027	-60,20%
Csúcscsög [fok]	174,07	172,66	
F₃: Fajlagos csúcsmagasság átlag [kW/kWp]	0,052	0,064	-19,30
E _{PV} ill. E _R : Fajlagos napi termelés [kWh/nap/kWp]	4,89	5,18	-5,69
F₄: csúcslévágás fajlagos vesztesége [kWh/kW/nap]	23,81		

Mérnöki szempontból izgalmas kérdés, hogy a napi csúcsteljesítmény csökkentése milyen hatással van az összesen megtermelhető energiára. A csúcslévágás haszna és igénye az adott fogyasztási és egyéb körülmények között értékelhető. Egyrészt ennek köszönhetően a hálózatra kiadott, de nem hasznosított, illetve a megtermelt, de biztonsági okból hálózatra nem kiadható

M.5. Fotovillamos rendszerek hálózati integrálhatósági értékelésének részeredményei

elvező villamosenergia termelés csökkenthető, másrészt az adott elosztói hálózatra csatlakozó fotovillamos rendszerek száma is növelhető. A csúcslevágás vesztesége ugyanakkor a nem maximálist közelítő villamosenergia termelésre történő tervezéssel járó kisebb villamosenergia termelés.

2015. májusban a derült napokon 5,69%-kal kevesebb fajlagos napi termelés volt a vácrátóti rendszerben, mint a referencia rendszerénél, ami 0,295 kWh/kW_p/nap különbséget jelentett. A fajlagos csúcsmagasság viszont 19,30%-kal alacsonyabb volt a vácrátóti rendszerben, mint a referenciarendszerben. A megfigyelt különbség itt 0,0124 kW/kW_p. A két érték hányadosa az F_4 paraméter, amely így a csúcslevágási „költség” jellemzésére alkalmas mutató, értéke - 23,81 kWh/kW/nap volt, Ezek szerint igazoltam, hogy 2015. májusban a vácrátóti rendszer esetében az 1 kW AC csatlakozási teljesítmény csúcs levágása felhőmentes időben jellemzően 23,81 kWh/kW/nap AC kiadott villamosenergia termelés-csökkenést okoz. Így az adott PV generátor napi műszaki energiatermelési potenciálja ilyen mértékben csökkent az éves maximális termelésre optimalizált referencia erőmű energiatermelési potenciáljához képest. Cserébe viszont a hálózat stabilabb és összességében több mikro napelemes rendszer integrálására lehet alkalmas.

9. KÖSZÖNETNYÍLVÁNÍTÁS

Köszönöm a kapott segítséget és támogatást Dr. Farkas István konzulensemnek, a SZIE Műszaki Tudományi Doktori Iskola tanárainak és a SZIE Fizikai és Folyamatirányítási Tanszék munkatársainak.

Köszönöm a mérési lehetőségek megteremtésért kapott segítséget a Budapesti Távhőszolgáltató Zrt.-nek és a MTA ÖK Ökológiai és Botanikai Intézetének. Itt közvetlenül megköszönöm Dr. Török Katalin, Orbán Tibor és Adóba István segítségét.

Az ISES Solar World Congress 2016 konferencián való részvételem támogatásáért köszönöm a Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal és az ISES Magyar Napenergia Társaság segítségét.

Köszönöm Megyeri Ilona, feleségem és Kapros Zenóbia Flóra kislányom megértő támogatását és szeretetüket. Köszönöm szüleimnek, Kapros Bélának és Kapros Béláné Szkibik Teréziának a féltő gondoskodást és útmutató szeretet.